



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Estudio de técnicas de reducción de variaciones de potencia en sistemas fotovoltaicos mediante sistemas de almacenamiento eléctrico

Trabajo de titulación previo
a la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico

Autores:

Rommel Marcelo Chacón Zhapán

CI: 0105953731

Bernardo Esteban Delgado Zambrano

CI: 0106699275

Director:

Luis Gerardo González Morales, PhD

CI: 1729711059

Cuenca - Ecuador

21-octubre-2019



Resumen:

La integración de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica es una tendencia en progreso a nivel mundial. A pesar de los avances significativos de la generación solar fotovoltaica, su naturaleza intermitente debido principalmente a fenómenos naturales hace que se presenten grandes variaciones en la potencia de salida, provocando impactos negativos en la calidad de energía y la estabilidad del sistema eléctrico. Las variaciones de potencia fotovoltaica no pueden ser controladas directamente desde su generación, por lo que se recurre a distintas tecnologías de almacenamiento energético con el fin de reducir estas fluctuaciones. Este trabajo tiene objetivo de reducir las fluctuaciones de potencia fotovoltaica mediante la aplicación de un sistema de almacenamiento eléctrico coordinado por estrategias de gestión de energía de manera que se incremente la confiabilidad del sistema para la conexión a la red. El sistema bajo estudio está conformado por un banco de supercondensadores como sistema de almacenamiento y una planta de generación fotovoltaica, pertenecientes al Laboratorio de Microred Campus Balzay de la Universidad de Cuenca. En el estudio se realiza el modelado del sistema y su respectiva simulación, comparando la técnica de algoritmo mediante control de rampa de potencia, estrategia de filtro pasa bajo (LPF) y estrategias basada en algoritmo de media móvil (MA), en el que se analiza el desempeño de las distintas técnicas para atenuar las variaciones de potencia solar fotovoltaica.

Palabras Clave: Radiación solar. Fluctuaciones de radiación. Potencia solar fotovoltaica. Supercondensadores. Estado de Carga (SOC). Estrategias de Control. Control de Rampa. LPF. Media Móvil.



Abstract:

The integration of photovoltaic systems into the electricity grid is a trend in progress worldwide. Despite significant advances in photovoltaic solar generation, its intermittent nature due mainly to natural phenomena causes large variations in the output power, causing negative impacts on the quality of energy and the stability of the electrical system. The variations of photovoltaic power cannot be controlled directly from its generation, so the different energy storage technologies are repeated in order to reduce these fluctuations. This work aims to reduce photovoltaic power fluctuations by applying an electrical storage system coordinated by energy management strategies. So that the reliability of the system for the connection to the network is increased. The system under study is made up of a bank of supercapacitors such as a storage system and a photovoltaic generation plant, belonging to the Balzay Campus Micro grid Laboratory of the University of Cuenca. The study modeled the system and its respective simulation, comparing the algorithm technique using power ramp control, low pass filter strategy (LPF) and strategies based on mobile average algorithm (MA), in which analyzes the performance of the different techniques to attenuate the variations of photovoltaic solar power.

Keywords: Solar radiation. Radiation fluctuations. Solar photovoltaic power. Supercapacitors. Charge Status (SOC). Control Strategies. Ramp Control. LPF. Moving Average.



Índice de Contenido

Índice de Figuras	7
Índice de Tablas.....	11
Capítulo 1: Introducción y conceptos generales	17
1.1 Introducción	17
1.2 Objetivo General	18
1.3 Objetivos Específicos	18
1.4 Energía Solar Fotovoltaica	18
1.4.1 Efecto Fotoeléctrico	18
1.4.2 Celda Fotovoltaica	18
1.4.3 Panel Fotovoltaico	19
1.4.3.1 Tipos de configuraciones de un panel fotovoltaico	19
1.4.3.2 Curva característica I-V	21
1.4.3.3 Tipos de Paneles Fotovoltaicos.....	22
1.4.3.4 Partes de un Panel Fotovoltaico.....	23
1.4.4 Sistema de Generación Fotovoltaico	24
1.4.4.1 Componentes de un Sistema de Generación Fotovoltaica	25
1.5 Almacenamiento de Energía	25
1.5.1 Tipos de almacenamiento de Energía	25
1.5.1.1 Almacenamiento Mecánico	25
1.5.1.1.1 Sistemas de Bombeo Hidráulico.....	25
1.5.1.1.2 Almacenamiento por Aire Comprimido	27
1.5.1.1.3 Volante de Inercia	28
1.5.1.2 Almacenamiento Químico y Electroquímico	29
1.5.1.2.1 Hidrógeno y Pila de combustible	29
1.5.1.2.3 Baterías.....	31
1.5.1.3 Almacenamiento Térmico	31
1.5.1.4 Almacenamiento Eléctrico	33
1.5.1.4.1 Supercondensadores	33
Capítulo 2: Problemática y determinación de las fluctuaciones de radiación solar fotovoltaica	35
2.1 Problemática	35



2.1.1 Sombreado Parcial	35
2.1.1.1 Efectos de sombra en los módulos fotovoltaico	36
2.1.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red	37
2.1.2.1 Posibles problemas asociados con los sistemas fotovoltaicos conectados a la red	38
2.1.2.2 Impactos generados por sistemas fotovoltaicos conectados la red	38
2.1.3 Sistemas fotovoltaicos aislados de la red	40
2.1.3.1 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos aislados según sus aplicaciones.....	41
2.1.4 Solución mediante sistemas de almacenamiento	41
2.2 Determinación de la Variación de Radiación Solar Fotovoltaica.....	42
2.2.1 Radiación solar	42
2.2.2 Geometría solar	43
2.2.3 Irradiancia solar	44
2.2.4 Análisis y determinación de la variación de radiación solar.....	44
Capítulo 3: Modelado del Sistema Solar Fotovoltaico y Sistema de Almacenamiento.....	48
3.1 Descripción del sistema	48
3.2 Modelado del sistema de generación solar fotovoltaica	48
3.2.1 Modelo Matemático de una célula fotovoltaica.....	48
3.2.2 Modelo Matemático de un panel fotovoltaico	50
3.2.3 Modelado de la matriz fotovoltaica del laboratorio de Microred de la Universidad de Cuenca Campus Balzay	51
3.3 Modelado de un Supercondensador	53
3.3.1 Modelo de rama simple RC	53
3.3.3 Modelo equivalente RC	54
3.3.4 Modelo RC de línea de transmisión	55
3.3.5 Modelo RC en serie-paralelo	55
3.3.6 Modelado del Banco de Supercondensadores del laboratorio de Microred de la Universidad de Cuenca Campus Balzay.....	56
3.4 Diseño del Convertidor Bidireccional de Potencia DC/AC	57
3.5 Dimensionamiento del Capacitor del bus de continua	58
3.6 Modelado del convertidor bidireccional de potencia DC/AC	60
3.7 Sintonización de los lazos de corriente	63
3.8 Filtro LCL	64
Capítulo 4: Modelado del sistema de energía e implementación de algoritmos de gestión	68



4.1 Modelado Detallado del Sistema de Energía.....	68
4.2 Modelado Simplificado del Sistema de Energía	68
4.3 Cálculo de la tasa de variación de Potencia (Ramp-Rate).....	70
4.4 Estrategias de Control.....	70
4.4.1 Estrategia basada en un algoritmo de control de rampa de potencia.....	71
4.4.2 Estrategia de Control basada en un Filtro Pasa Bajo (LPF) de primer orden.	72
4.4.3 Estrategia de Control basada en un algoritmo de Media Móvil.	73
4.5 Control de Estado de Carga (SOC) en el Banco de Supercondensadores	74
4.6 Estimación de Dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento en Estudio	76
Capítulo 5: Análisis y Resultados	80
5.1 Análisis y resultados del modelo detallado de energía	80
5.2 Análisis y resultados para el modelo simplificado.....	84
5.2.1 Análisis y Resultados de la Estrategia basada en un algoritmo de control de rampa de potencia.....	84
5.2.1 Análisis y resultados de la estrategia de Control basada en un Filtro Pasa Bajo (LPF) de primer orden.	94
5.2.3 Análisis y resultados de la estrategia de Control basada en un algoritmo de media móvil.....	106
5.3 Comparación de las 3 estrategias	116
Capítulo 6: Conclusiones	121
Referencias.....	123



Índice de Figuras

Figura 1.1 Esquema individual de un panel fotovoltaico	19
Figura 1.2 Conexión en serie de paneles fotovoltaicos	20
Figura 1.3 Conexión en paralelo de paneles fotovoltaicos	20
Figura 1.4 Conexión mixta de paneles fotovoltaicos	21
Figura 1.5 Curvas I-V y P-V de un panel (o matriz) fotovoltaico	22
Figura 1.6 Partes de un Panel Fotovoltaico.....	24
Figura 1.7 Sistema de Generación solar	24
Figura 1.8 Sistema de bombeo hidráulico	26
Figura 1.9 Almacenamiento por aire comprimido	27
Figura 1.10 Volante de Inercia	28
Figura 1.11 Topología de Almacenamiento de Hidrogeno y Pila de Combustible.....	30
Figura 1.12 Diagrama esquemático de operación del sistema de almacenamiento de energía de una batería.....	31
Figura 1.13 Sistema de almacenamiento térmico para generación de energía	32
Figura 1.14 Componentes de un Supercapacitor	34
Figura 2.1 Característica de una celda solar en el rango del voltaje.....	36
Figura 2.2 Principio de construcción de un módulo I-V para una corriente de modulo preestablecida.....	37
Figura 2.3 Sistema solar fotovoltaico conectado a la red	37
Figura 2.4 Sistema solar fotovoltaico aislado	41
Figura 2.5 Geometría Solar	44
Figura 2.6 Generación Solar Fotovoltaica Campus Balzay día fluctuante.	45
Figura 2.7 Transformada de Fourier de la generación fotovoltaica día fluctuante.....	45
Figura 2.8 Transformada de Fourier de la generación fotovoltaica día fluctuante.....	46
Figura 2.9 Generación Solar Fotovoltaica Campus Balzay día Fluctuante, día típico y día poco fluctuante	46
Figura 2.10 Transformada de Fourier Día Muy Fluctuante, Día Típico y Día Poco Fluctuante ..	47
Figura 2.11 Transformada de Fourier Día Muy Fluctuante, Día Típico y Día Poco Fluctuante ..	47
Figura 3.1 Diagrama de bloques del sistema en estudio	48
Figura 3.2 Circuito equivalente de una célula fotovoltaica	49
Figura 3.3 Circuito equivalente de un panel fotovoltaico	51
Figura 3.4 Diagrama de bloques típico de generación fotovoltaica con la técnica MPPT	52
Figura 3.5 Modelo de generación fotovoltaica implementado en PSIM®	53
Figura 3.6 Modelo de rama simple RC del supercondensador	54
Figura 3.7 Modelo de primer orden del supercondensador	54
Figura 3.8 Modelo equivalente RC del supercondensador	55
Figura 3.9 Modelo RC de línea de transmisión.....	55
Figura 3.10 Modelo RC serie-paralelo del supercondensador.....	56
Figura 3.11 Modelo de rama simple del supercondensador implementado en PSIM®	57
Figura 3.12 Diseño de un Convertidor de Potencia Trifásico 2 niveles	58
Figura 3.13 Etapa de conversión bidireccional DC/AC.	60



Figura 3.14 Modelado en pequeña señal	61
Figura 3.15 Modelado en pequeña señal con la técnica de desacoplo.....	61
Figura 3.16 Lazo de control de corriente reactiva.....	62
Figura 3.17 Lazo de control de corriente activa.....	62
Figura 3.18 Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de corriente	64
Figura 3.19 Topología de los lazos de corriente activa y reactiva.....	64
Figura 3.20 Topología y ubicación del Filtro LCL	65
Figura 3.21 Filtro LCL por fase.....	65
Figura 3.22 Topología del filtro LCL en estudio	67
Figura 4.1 Modelo simplificado del sistema total en estudio.....	69
Figura 4.2 Diagrama de bloques del sistema bajo estudio	71
Figura 4.3 Diagrama de Control de rampa de potencia.....	72
Figura 4.4 Bloque de programación de la estrategia de control de rampa de potencia.....	72
Figura 4.5 Diagrama de control basada en un Filtro Pasa Bajo.....	73
Figura 4.6 Bloque de programación de la estrategia de filtro LPF en PSIM®	73
Figura 4.7 Diagrama de control basada en el algoritmo de media móvil	74
Figura 4.8 Bloque de programación del algoritmo de la estrategia de media móvil en PSIM® ...	74
Figura 4.9 Diagrama de control del sistema de almacenamiento	75
Figura 4.10 Bloque de programación del control de estado de carga SOC en PSIM®.....	76
Figura 4.11 Comportamiento del peor caso del sistema solar fotovoltaico	77
Figura 4.12 Energía necesaria A_2 para cumplir con la regulación.....	78
Figura 5.1 Dirección de las corrientes del sistema de almacenamiento	80
Figura 5.2 Referencia del lazo de corriente activa i_q	81
Figura 5.3 Potencia generada por el banco de supercondensadores.....	81
Figura 5.4 Corriente trifásica en la salida del sistema de almacenamiento Región a	82
Figura 5.5 Voltaje trifásico del sistema Región a.....	82
Figura 5.6 Corriente trifásica en la salida del sistema de almacenamiento Región b	83
Figura 5.7 Voltaje trifásico del sistema Región b.....	83
Figura 5.8 Referencia Generada aplicando la estrategia de la Rampa, día 13/11/2018	84
Figura 5.9 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018.....	85
Figura 5.10 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018.....	86
Figura 5.11 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos A y C) aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018.	86
Figura 5.12 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos B y D) aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018.	87
Figura 5.13 Estado de carga aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018.....	87
Figura 5.14 Referencia Generada aplicando la estrategia de la rampa, día 23/11/2018.....	88
Figura 5.15 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de la rampa, día 23/11/2018.....	89
Figura 5.16 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la rampa, día 23/11/2018.....	89



Figura 5.17 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos A y C) aplicando la estrategia de la rampa, día 23/11/2018	90
Figura 5.18 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos B y D) aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018	90
Figura 5.19 Estado de carga aplicando la estrategia de la rampa, día 23/11/2018.....	91
Figura 5.20 Referencia Generada aplicando la estrategia de la rampa, día 24/11/2018.....	91
Figura 5.21 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de rampa, día 24/11/2018.....	92
Figura 5.22 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de la rampa, día 24/11/2018.....	93
Figura 5.23 Estado de carga aplicando la estrategia de rampa, día 24/11/2018	93
Figura 5.24 Referencia Generada aplicando la estrategia LPF, día 13/11/2018.....	94
Figura 5.25 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018.....	95
Figura 5.26 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia LPF, día 13/11/2018.....	96
Figura 5.27 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada aplicando la estrategia LPF, día 13/11/2018 (puntos A y C).	97
Figura 5.28 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada aplicando la estrategia LPF, día 13/11/2018. (Puntos B y D).....	97
Figura 5.29 Estado de carga aplicando la estrategia LPF, día 13/11/2018.....	98
Figura 5.30 Referencia Generada aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018.....	99
Figura 5.31 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018.....	100
Figura 5.32 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018	100
Figura 5.33 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018 (puntos A y C).	101
Figura 5.34 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018 (puntos B y D).	102
Figura 5.35 Estado de carga aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018.....	102
Figura 5.36 Referencia Generada aplicando la estrategia LPF, día 24/11/2018.....	103
Figura 5.37 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia LPF, día 24/11/2018.....	104
Figura 5.38 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia LPF, día 24/11/2018.....	105
Figura 5.39 Estado de carga aplicando la estrategia LPF, día 24/11/2018.....	106
Figura 5.40 Referencia de potencia en SC aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018	107
Figura 5.41 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018.....	108
Figura 5.42 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018.....	109



Figura 5.43 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos A y C) aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018	109
Figura 5.44 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos B y D) aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018	110
Figura 5. 45 Estado de carga aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018.....	110
Figura 5.46 Referencia Generada aplicando la estrategia de media móvil, día 23/11/2018	111
Figura 5.47 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 23/11/2018.....	112
Figura 5.48 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 23/11/2018.....	112
Figura 5.49 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos A y C) aplicando la estrategia de media móvil, día 23/11/2018	113
Figura 5.50 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos A y C) aplicando la estrategia de media móvil, día 23/11/2018	113
Figura 5.51 Estado de carga aplicando la estrategia de media móvil. Día 23/11/2018	114
Figura 5.52 Referencia Generada aplicando la estrategia de media móvil, día 24/11/2018	114
Figura 5.53 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 24/11/2018.....	115
Figura 5.54 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 24/11/2018.....	116
Figura 5.55 Estado de carga aplicando la estrategia de media móvil, día 24/11/2018.....	116
Figura 5.56 Comparación de la potencia fotovoltaica con la potencia inyectada mediante las 3 estrategias	117
Figura 5.57 Tasas de variación de potencia fotovoltaica e inyectada.	118
Figura 5.58 Comparación de tasas de variación de potencia en ascenso.	119
Figura 5.59 Comparación de tasas de variación de potencia en descenso.	120
Figura 5.60 Estado de carga del banco de supercondensadores con la aplicación de las metodologías bajo estudio.....	120



Índice de Tablas

Tabla 1.1 Características de paneles fotovoltaicos según su tecnología	22
Tabla 3.1 Características técnicas del supercondensador BMOD0130	56
Tabla 3.2 Conmutación de los IGBTs.....	58
Tabla 3.3 Parámetros del filtro LCL del Laboratorio de Microred.....	67
Tabla 4.1 Intervalos del Estado de Carga de Referencia del SC.....	76
Tabla 5.1 Comparación de las estrategias para una variación de potencia en ascenso	118
Tabla 5.2 Comparación de las estrategias para una variación de potencia en descenso	119
Tabla 5.3 Comparación de Ciclos de Carga y Descarga	120
Tabla 5.4 Comparación de la Energía Inyectada por cada Estrategia	120



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Rommel Marcelo Chacón Zhapán en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “Estudio de técnicas de reducción de variaciones de potencia en sistemas fotovoltaicos mediante sistemas de almacenamiento eléctrico”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 21 de octubre de 2019

Rommel Marcelo Chacón Zhapán

C.I: 0105953731



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Bernardo Esteban Delgado Zambrano en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Estudio de técnicas de reducción de variaciones de potencia en sistemas fotovoltaicos mediante sistemas de almacenamiento eléctrico", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 21 de octubre de 2019

Bernardo Esteban Delgado Zambrano

C.I: 0106699275



Cláusula de Propiedad Intelectual

Rommel Marcelo Chacón Zhapán autor del trabajo de titulación "Estudio de técnicas de reducción de variaciones de potencia en sistemas fotovoltaicos mediante sistemas de almacenamiento eléctrico", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 21 de octubre de 2019

Rommel Marcelo Chacón Zhapán

C.I: 0105953731



Cláusula de Propiedad Intelectual

Bernardo Esteban Delgado Zambrano autor del trabajo de titulación "Estudio de técnicas de reducción de variaciones de potencia en sistemas fotovoltaicos mediante sistemas de almacenamiento eléctrico", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 21 de octubre de 2019



Bernardo Esteban Delgado Zambrano

C.I: 0106699275



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecemos a Dios por darnos la salud y fortaleza para enfrentar todos los obstáculos que se presentaron y así cumplir esta meta.

Queremos agradecer a nuestros padres quienes con su esfuerzo, motivación y paciencia nos han apoyado todo este tiempo para culminar los estudios en esta prestigiosa universidad.

De manera muy especial queremos expresar nuestros sinceros agradecimientos a nuestro director de tesis el Ing. Luis González por su disposición, experiencia y conocimiento nos supo guiar en el desarrollo de esta investigación. Al personal del laboratorio de Microred por su colaboración en cada etapa del desarrollo de la tesis.

Y finalmente, a familiares y amigos que nos han brindado apoyo, enseñanzas y lealtad para culminar con éxito nuestra meta propuesta.

Los autores

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi madre por ser el pilar más imponte en mi vida y demostrarme su cariño y apoyo incondicional sin importar nuestras diferencias de opiniones.

A mi padre, a pesar de la distancia física, siento que estás conmigo.

A mi hermana, la bella mujer que ha seguido mis pasos todo este tiempo, de alguna u otra manera me has apoyado.

Rommel M. Chacón Zhapán

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mi querida madre por ser mi fuente de inspiración para seguir adelante.

Bernardo E. Delgado Zambrano



Capítulo 1: Introducción y conceptos generales

1.1 Introducción

En la última década las necesidades energéticas de la sociedad y la contaminación del medio ambiente han incrementado de forma acelerada, lo que ha impulsado a hacer uso de las energías renovables como fuentes de generación eléctrica, dejando con menor frecuencia la utilización de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas. Por esta razón cada vez más en el mundo las energías renovables no convencionales como la solar fotovoltaica y eólica toman preponderancia y van desarrollándose diferentes formas de aplicación como es el caso de la generación distribuida. La generación distribuida presenta varios beneficios, entre las que destacan la reducción de costos en pérdidas de transmisión y distribución donde estas suelen estar en el orden del 5 al 10 % de toda la energía generada. La reducción de inversión en la infraestructura solar es una de las principales razones de su crecimiento mundial [1].

Una de las principales desventajas de la generación fotovoltaica, radica en la naturaleza no determinista del recurso. En el caso de los sistemas con inyección directa al sistema eléctrico, pueden ocasionar un fuerte impacto a la estabilidad del sistema de potencia, esto se debe a que este tipo de generación no cuenta con los beneficios de inercia mecánica que se presenta comúnmente en los clásicos sistemas de generación hidroeléctrica o termoeléctrica. Uno de los indicadores principales que se manifiestan en los sistemas de potencia expuestos a variaciones drásticas de energía son los cambios de frecuencia fuera de los valores permitidos según la normativa vigente [2].

El problema planteado se debe a fluctuaciones fotovoltaicas existentes típicas de la cordillera andina por efectos de la nubosidad, las cuales son provocadas por las condiciones climáticas como la presencia de nubosidad. Estas grandes fluctuaciones influyen en la calidad de energía del punto común de conexión (PPC), presentando oscilaciones considerables en el orden de horas, minutos e inclusive cambios drásticos en segundos, los cuales no se pueden controlar directamente desde la planta fotovoltaica, razón por la cual se han realizado varios estudios para la mitigación de las variaciones de potencia en los sistemas fotovoltaicos, tales como: Inversores eficientes, técnicas de predicciones, aplicaciones de sistemas de almacenamiento entre otros [3].

La aplicación de sistemas de almacenamiento es una de las técnicas más utilizadas para reducir las fluctuaciones fotovoltaicas a valores permitidos por las normativas de regulación de cada país. En el Ecuador no existe regulación que limite esta condición [4]. Nuevamente en relación a los sistemas de almacenamiento existen varias tecnologías de almacenamiento tales como: Baterías electroquímicas, Superconductores, Supercondensadores, etc. Cada una de estas tecnologías tienen características propias como tasas de energía, vida útil y eficiencia [5].

Esta investigación se realiza un estudio basado en estrategias de gestión de energía en coordinación con un banco de supercondensadores como sistema de almacenamiento energético, con la finalidad de reducir las variaciones de potencia fotovoltaica y así obtener una energía que pueda ser inyectada a la red sin causar disturbios a la misma o para el consumo de dispositivos eléctricos convencionales, en la misma se analizan y comparan 3 diferentes técnicas:



i) Suavizado de potencia basadas en un algoritmo de control de rampa de potencia, ii) Suavizado de Potencia basada en un Filtro Pasa Bajo (LPF) y iii) Suavizado de potencia basado en un algoritmo de Media Móvil.

1.2 Objetivo General

Modelar un sistema de control que busque atenuar la curva de tiempo vs generación fotovoltaica, para reducir las variaciones de potencia mediante un sistema de almacenamiento eléctrico.

1.3 Objetivos Específicos

- I. Analizar los supercondensadores como sistema de almacenamiento de energía.
- II. Realizar un estudio técnico de la curva diaria de generación fotovoltaica.
- III. Modelar los subsistemas tanto fotovoltaico como del banco de supercondensadores del laboratorio de Microred Campus Balzay de la Universidad de Cuenca.
- IV. Implementar algoritmos de gestión de energía que reduzcan las variaciones de potencia y llegar a un modelo total.

1.4 Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es la transformación de la luz del sol en energía eléctrica mediante el uso de celdas fotoeléctricas y el proceso fotoeléctrico. El porcentaje de energía obtenida no es aprovechada en su totalidad, sin embargo, tiene gran importancia en distintas aplicaciones, siendo las más tradicionales proporcionar electricidad a redes aisladas e inyección de energía en sistemas eléctricos [6].

La luz es una fuente de energía primaria renovable, gratuita y no contaminante, no obstante, el problema radica en que dicho recurso lo podemos aprovechar solo durante el día, por lo tanto, es necesario implementar sistemas de almacenamiento de energía [7].

1.4.1 Efecto Fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico es el proceso en el cual la radiación solar es convertida en energía eléctrica mediante la utilización de celdas fotovoltaicas [7].

Para la generación de electricidad las celdas absorben fotones, mismos que transportan energía proporcional a su longitud de onda, esta energía es transferida a un electrón de un átomo de la célula, siendo este capaz de dejar su posición en el átomo y empezar un movimiento que produce una corriente eléctrica [7].

1.4.2 Celda Fotovoltaica

Los dispositivos encargados de realizar la conversión de energía solar en energía eléctrica son conocidos como celdas fotovoltaicas. Una celda fotovoltaica es un semiconductor que entrega una cierta cantidad de energía caracterizada por un voltaje y una corriente de salida, misma que



consiste en una unión p-n creada por una adición de impurezas (dopaje) en el cristal semiconductor que comúnmente es de silicio [8].

La unión p-n consta de materiales tipo n y tipo p, si las impurezas son átomos de fósforo, que tienen cinco electrones externos, solo se requieren cuatro electrones para ajustar el átomo en la estructura del cristal de silicio, el quinto electrón es móvil y libre. Entonces, en esta región del cristal hay muchas cargas negativas libres (la mayoría), por lo que se llama región n. Por el contrario, para la región p, al dopar el cristal con átomos de boro, que solo tienen tres electrones externos, siempre falta un electrón para un enlace completo a la estructura cristalina. Este electrón faltante también podría verse como un agujero con una carga positiva que es móvil y migratoria, hay muchos agujeros libres que electrones libres en las regiones p, por lo que los electrones se denominan portadores de carga minoritaria [8].

1.4.3 Panel Fotovoltaico

Un panel fotovoltaico es un grupo de celdas fotovoltaicas que están conectadas entre sí y colocadas sobre una estructura de soporte. Dependiendo la necesidad, los paneles pueden tener diferentes tipos de configuraciones [7].

1.4.3.1 Tipos de configuraciones de un panel fotovoltaico

➤ Funcionamiento Individual

Para este tipo de configuración la corriente y el voltaje son las nominales del panel, figura 1.1.

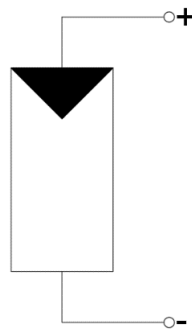


Figura 1.1 Esquema individual de un panel fotovoltaico [7]

➤ Conexión en serie

Este tipo de configuración es utilizada cuando se requiere incrementar el voltaje V de salida figura 1.2.

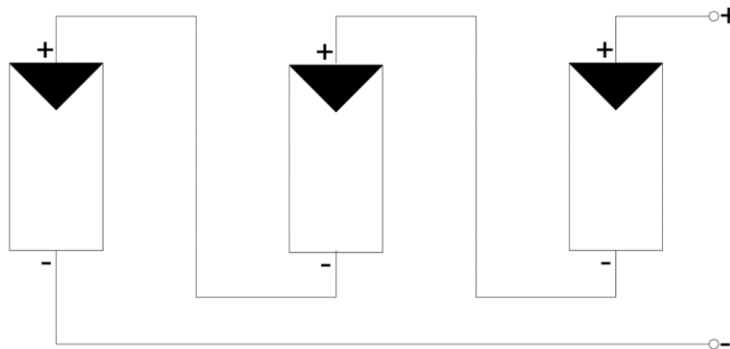


Figura 1.2 Conexión en serie de paneles fotovoltaicos [7]

➤ **Conexión en paralelo**

Este tipo de configuración es utilizada cuando se requiere incrementar la corriente I de salida figura 1.3.

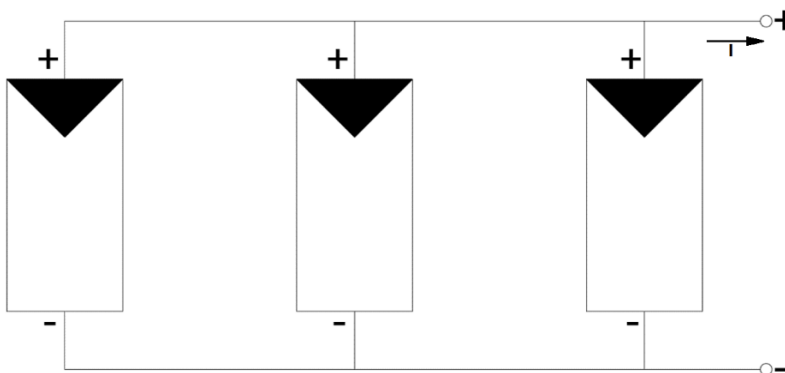


Figura 1.3 Conexión en paralelo de paneles fotovoltaicos [7]

➤ **Conexión mixta**

Este tipo de configuración es utilizada cuando se requiere incrementar el voltaje V y la corriente I de salida figura 1.4.

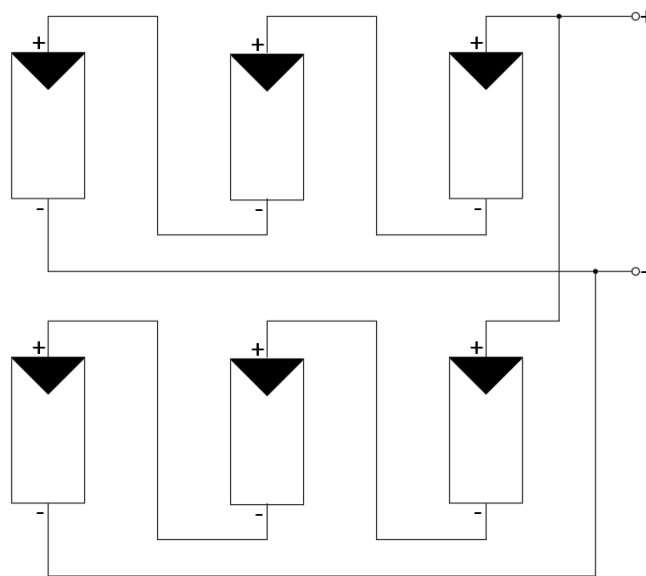


Figura 1.4 Conexión mixta de paneles fotovoltaicos [7]

Cada una de las configuraciones anteriores pueden poseer un dispositivo para la orientación acorde al movimiento del sol [7].

1.4.3.2 Curva característica I-V

La curva de corriente vs voltaje de un módulo (o matriz) describe la capacidad de conversión de energía en las condiciones existentes de irradiancia y temperatura. La figura 1.5 muestra la curva I-V típica (azul) y de la misma se calcula la curva P-V (azul), también se muestran los parámetros importantes de estas curvas [9].

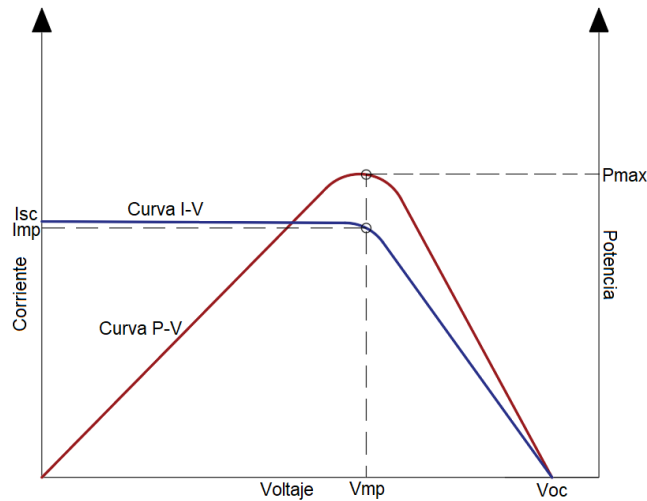



Figura 1.5 Curvas I-V y P-V de un panel (o matriz) fotovoltaico [9]

El rango de la curva I-V varía desde la corriente de cortocircuito (I_{sc}) a cero voltios, hasta la corriente cero a la tensión de circuito abierto (V_{oc}). En la curva I-V se encuentra el punto máxima potencia (I_{mp} , V_{mp}) que genera un panel fotovoltaico [9].

1.4.3.3 Tipos de Paneles Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos pueden distinguirse en tres tecnologías, mismas que varían de acuerdo a su rendimiento, eficiencia y precio, en la tabla 1.1 de describen las características de cada uno de ellos [7].

Tabla 1.1 Características de paneles fotovoltaicos según su tecnología

Paneles Fotovoltaicos	
Tipo	Características
<p>Silicio Monocristalino</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Son elaboradas con láminas de un único cristal con alta pureza y una estructura casi perfecta, lo que conlleva un gran rendimiento. ➤ Cada lámina es extraída de una gran barra monocristalina en espesores de aproximadamente 1/3 a 1/2 mm a una temperatura de 1400 °C, lo que implica a ser un proceso costoso y complejo. ➤ Tiene una eficiencia del 14 al 18 %. ➤ Estos paneles se caracterizan por su color negro y por tener un tiempo de vida de aproximadamente 25 años.

<p>Silicio Policristalino</p> 	<ul style="list-style-type: none">➤ Este tipo de tecnología es más económica en comparación con los paneles monocristalinos.➤ Para su elaboración se realiza la fundición del silicio, dopándolo con boro y posteriormente vertiéndole en moldes, siendo un proceso complejo, pero menos exigente que el de los paneles monocristalinos.➤ Tiene una eficiencia del 10 al 15 %.➤ Estos paneles se caracterizan por tener un grosor considerable y un color azulado oscuro.
<p>Silicio Amorfo</p> 	<ul style="list-style-type: none">➤ Este tipo de tecnología tiene una elaboración más sencilla y por lo tanto sus costos son reducidos en comparación con las anteriores.➤ Para su fabricación se coloca silicio en sustrato de vidrio de un gas reactivo, por ejemplo, el silano (SiH_4) o también en compuestos más económicos como el cristal o plástico.➤ Tiene una eficiencia del 5 al 10 %.➤ Estos paneles se caracterizan por tener un color marrón homogéneo y tener un buen rendimiento en caso de que la radiación solar sea escasa.

1.4.3.4 Partes de un Panel Fotovoltaico

En la figura 1.6 se puede observar las partes de un panel fotovoltaico.

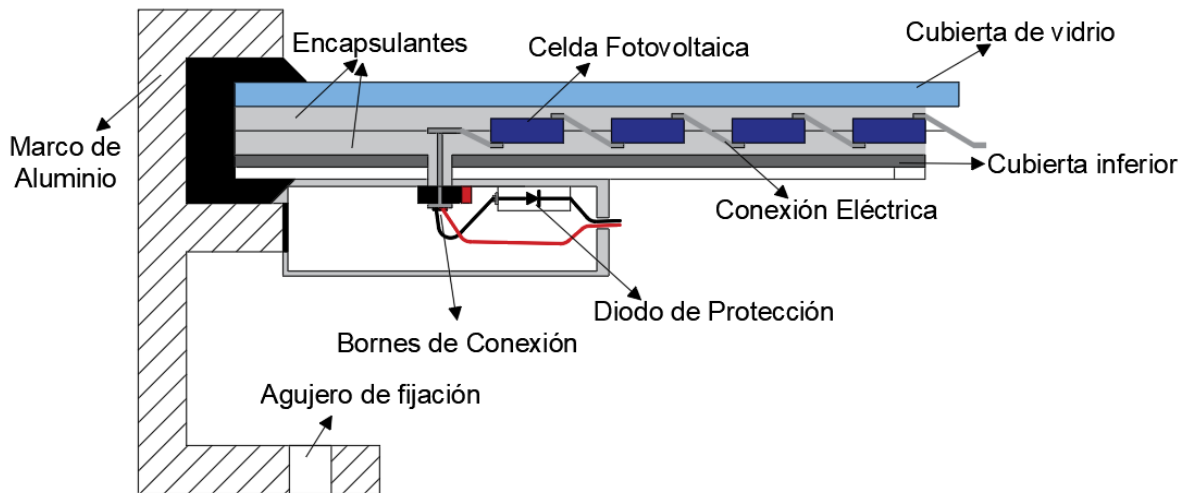


Figura 1.6 Partes de un Panel Fotovoltaico [7]

1.4.4 Sistema de Generación Fotovoltaico

Una de las desventajas de los paneles fotovoltaicos es que la fuente primaria (radiación solar) es variante en el tiempo y además que la energía suministrada se da en corriente directa (DC), por lo que no puede ser utilizada para el funcionamiento de equipos eléctricos convencionales o para la inyección de energía a la red eléctrica, ya que generalmente se requiere de corriente alterna, razón por la cual es necesario un conjunto de dispositivos interconectados que pueda efectuar esta conversión, dicha configuración se denomina Sistema de Generación Fotovoltaica figura 1.7 [8].

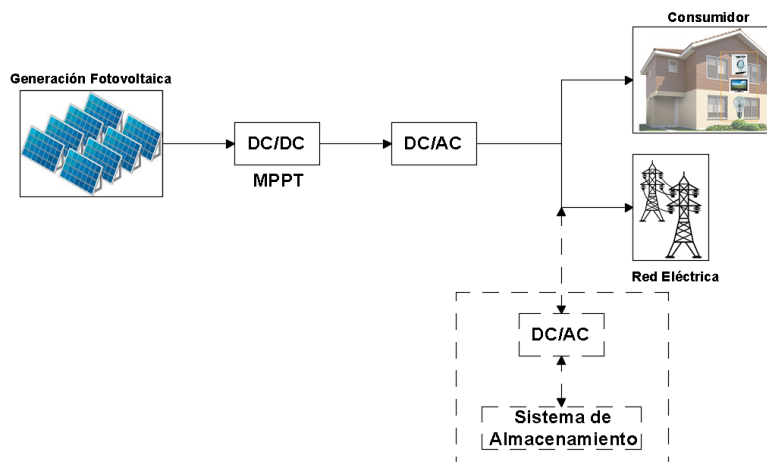


Figura 1.7 Sistema de Generación solar
Fuente: Elaboración propia



1.4.4.1 Componentes de un Sistema de Generación Fotovoltaica

➤ Cadenas de paneles solares fotovoltaicos o Strings

Dado que, si utilizamos paneles solares de forma individual, estos no podrían suplir con la demanda requerida debido a que su voltaje de salida es bajo, por esta razón se recurre a los strings, que son configuraciones de paneles solares conectados en serie de manera que su voltaje de salida se eleva considerablemente [8].

➤ Conversión de Energía

La energía eléctrica generada por un sistema fotovoltaico es en corriente continua (CC), mientras que la electricidad suministrada a los consumidores debe ser en corriente alterna (AC), es por ello que el sistema requiere de un conjunto de convertidores de potencia que realice esta operación [8]. Los elementos más importantes es un convertidor DC/DC con un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y un inversor de DC/AC.

➤ Sistema de Almacenamiento

El sistema de almacenamiento es un componente que puede estar o no en un sistema de generación fotovoltaica, ya que en ellos se almacena la energía generada por los strings y se suministra a los consumidores dependiendo de la necesidad [8].

1.5 Almacenamiento de Energía

El almacenamiento de energía abarca los diferentes procedimientos que utiliza el hombre para acumular cierta cantidad de energía de algún modo y reutilizarla cuando sea necesaria de igual o diferente manera en el que se la recolectó. Debido a que la energía eléctrica en corriente alterna AC no puede ser almacenada directamente se requiere transformarla y almacenarla en diferentes formas, por ejemplo: electromagnética, electroquímica, cinética o energía potencial [10].

1.5.1 Tipos de almacenamiento de Energía

1.5.1.1 Almacenamiento Mecánico

La energía mecánica es un recurso valioso y debe ser almacenada siempre que se encuentre disponible. Los sistemas de almacenamiento mecánico reúnen energía ya sea en forma cinética o potencial. La energía sobrante que hay en un sistema de generación es recogida en acumuladores de distintos tipos, por ejemplo: bombeo hidráulico, aire comprimido y volante de Inercia [11].

1.5.1.1.1 Sistemas de Bombeo Hidráulico

Este tipo de almacenamiento es el más utilizado en el mundo, ya que es una tecnología factible con la capacidad de almacenar grandes cantidades de energía durante periodos de tiempo cortos y largos. El principio de funcionamiento de esta tecnología se basa en bombear agua desde un depósito inferior a uno superior durante periodos en que la demanda es baja de tal manera que

el agua sea almacenada en forma de energía potencial. Cuando la demanda es máxima, el agua almacenada en el depósito superior es dirigida a la turbina de la planta hidroeléctrica para generar la energía necesaria y satisfacer la carga, figura 1.8 [12].

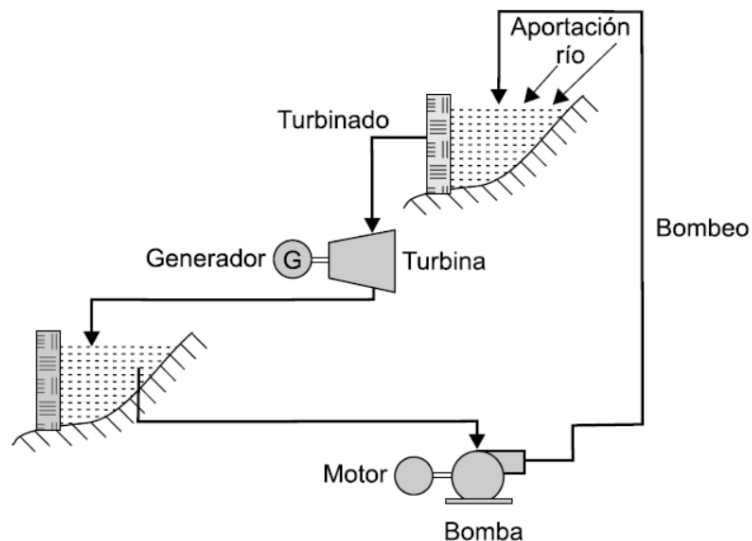


Figura 1.8 Sistema de bombeo hidráulico [6]

Ventajas

- Este tipo de almacenamiento es económico para aplicaciones de alta potencia (en el orden de MW o GW).
- Dependiendo de las características de la instalación, esta tecnología tiene una eficiencia aproximadamente del 70 al 85 %.
- Es altamente confiable y flexible para la regulación de potencia y estabilización de frecuencia del sistema eléctrico de potencia.
- Capacidad de almacenamiento de agua relativamente grande.
- Los sistemas de bombeo hidráulico tienen una vida útil prolongada, índices de descarga lento (de pocas horas o pocos días), costos reducidos en operación y mantenimiento.

Desventajas

- Esta tecnología depende de las condiciones topográficas y además ocupan grandes cantidades de suelo.
- Requieren grandes recursos de agua, los cuales no están disponibles en todos los lugares.
- Los tiempos de desarrollo y de recuperación son largos, además de un alto costo de inversión.
- Necesitan sitios que tengan diferentes elevaciones de agua.

1.5.1.1.2 Almacenamiento por Aire Comprimido

Esta tecnología está basada en la compresión del aire, la cual es recogida en cámaras de almacenamiento subterráneo. Este proceso se lo realiza cuando la demanda energética es baja, de tal manera que al presentarse las horas pico el aire comprimido es calentado y mezclado con gas natural para posteriormente ser convertido en energía mecánica por medio de un conjunto de tabinas de baja y alta presión. Finalmente, el exceso de energía que ha sido almacenado en los depósitos subterráneos es convertido en energía eléctrica a través de generadores conectados con una turbina de gas, figura 1.9 [11].

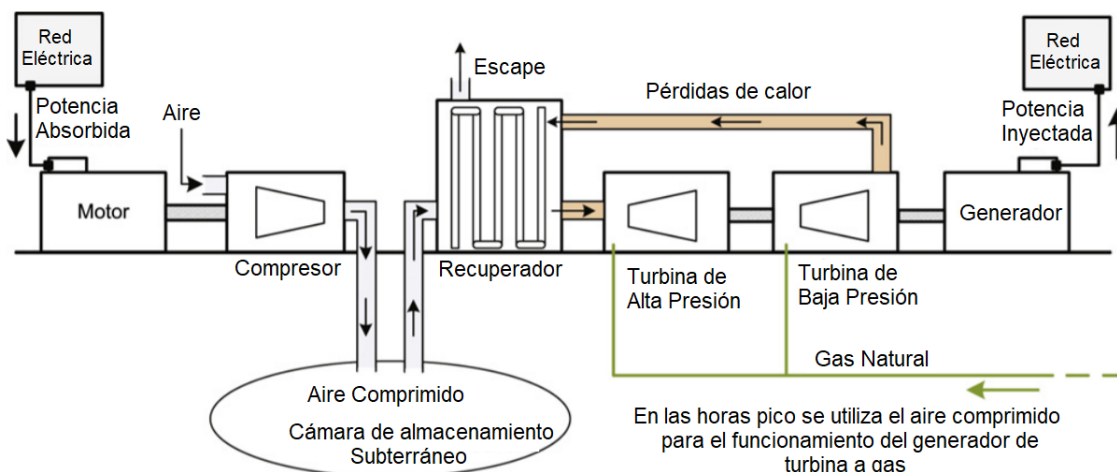


Figura 1.9 Almacenamiento por aire comprimido [13]

El almacenamiento por aire comprimido es de gran interés por las industrias de generación eléctrica debido a que tiene una vida útil prolongada de aproximadamente 40 años, siendo considerada una tecnología de almacenamiento a largo plazo, compatibles y competitivas con los sistemas de bombeo hidráulico [11].

Ventajas

- Esta tecnología tiene una mejor eficiencia que los sistemas de bombeo hidráulico, además un mejor tiempo de puesta en marcha por la planta de turbina de gas.
- El almacenamiento de energía por aire comprimido se realiza en cantidades considerables.
- Los procesos realizados tienen tiempos de respuesta rápidos.

Desventajas

- El posicionamiento de mecanismos es impreciso por lo que no se puede acceder a grandes fuerzas.
- Dependencia de estructuras geológicas favorables.

1.5.1.1.3 Volante de Inercia

El Volante de Inercia es un sistema electromecánico y está basado en la inercia mecánica, almacenando energía cinética en el rotor, el cual es un enorme cilindro giratorio [12]. Las principales partes de este sistema son:

1. Masa Giratoria (Rotor)
2. Cojinetes (rodamientos) Magnéticos
3. Máquina Eléctrica (generador/motor montado en el eje)
4. Convertidor de Energía Bidireccional
5. Cámara de contención

La masa giratoria es acoplada a la máquina eléctrica y gira sobre dos cojinetes magnéticos, en el ciclo de descarga, la máquina eléctrica funciona como un generador y la velocidad de la masa disminuye, mientras que, en el ciclo de carga, la máquina eléctrica funciona como un motor y la velocidad de la masa aumenta. Para el almacenamiento de energía se utiliza materiales superconductores de cerámica, en este proceso la velocidad del rotor se mantiene constante para así conservar la energía en el mismo. Un aumento en la velocidad del volante resulta un aumento en el almacenamiento de la energía. Los convertidores de energía bidireccionales transforman la salida del sistema de almacenamiento en voltajes de nivel de la red y generan señales de control de velocidad para mantener en un rango preestablecido, figura 1.10 [11], [12].

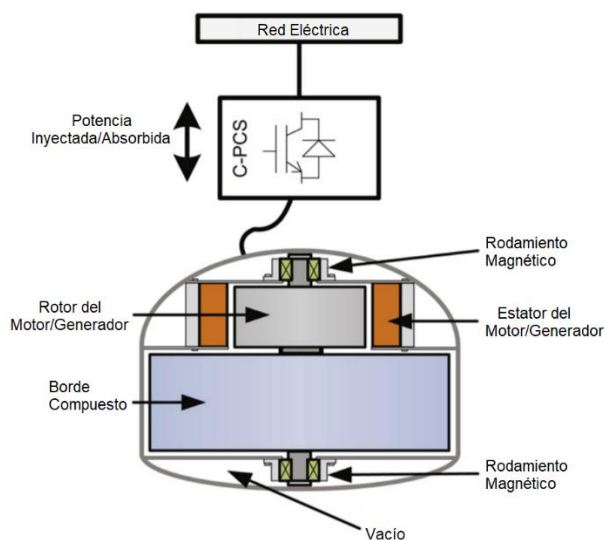


Figura 1.10 Volante de Inercia [13]

Ventajas

- Vida útil prolongada y requiere poco mantenimiento.
- Amigable con el medio ambiente, tasas de contaminación relativamente bajas
- La respuesta del sistema es muy rápida.
- Proporciona una excelente confiabilidad a la hora de enlazarse con la red.



- Produce altas potencias en horas pico sin problemas de sobrecalentamiento.
- La eficiencia es proporcional a la velocidad del rotor, a mayor velocidad mayor eficiencia.

Desventajas

- Tasas de descarga de energía muy altas.
- Los costos de inversión son grandes.
- Baja capacidad de almacenamiento
- No es una tecnología de almacenamiento a largo plazo

1.5.1.2 Almacenamiento Químico y Electroquímico

El almacenamiento químico se realiza haciendo uso de acumuladores, dichos mecanismos efectúan la función de almacenar energía eléctrica alternando los ciclos de carga y descarga en torno a las necesidades energéticas requeridas. En este proceso la energía química producida por las reacciones electroquímicas puede ser cambiada a energía eléctrica o viceversa, para ello se requiere de poco mantenimiento [13].

1.5.1.2.1 Hidrógeno y Pila de combustible

Los sistemas de almacenamiento de energía por medio de hidrogeno utilizan 2 procesos por separados para almacenar energía y producir electricidad, figura 1.11. La utilización de una unidad de electrolisis de agua es una forma común de producir hidrogeno, esta se puede almacenar en contenedores de alta presión y transmitirse por tuberías para su uso. Una vez utilizado el hidrogeno para la generación de energía es vital adoptar una pila de combustible ya que las mismas pueden convertir la energía química como el hidrogeno y oxígeno en electricidad. Dependiendo de la elección de combustible y electrolito hay varios grupos de las principales celdas de combustible, en general la generación de electricidad mediante el uso de pilas de combustible es más silenciosa y produce menos contaminación, siendo más eficiente en general que varios procesos para la generación de energía. Los sistemas de pilas de combustible en combinación con el almacenamiento de energía por medio de hidrogeno pueden proporcionar energía estacionaria o distribuida, a la vez energía para usarla en transporte siendo potencialmente más eficiente que los combustibles fósiles [14].

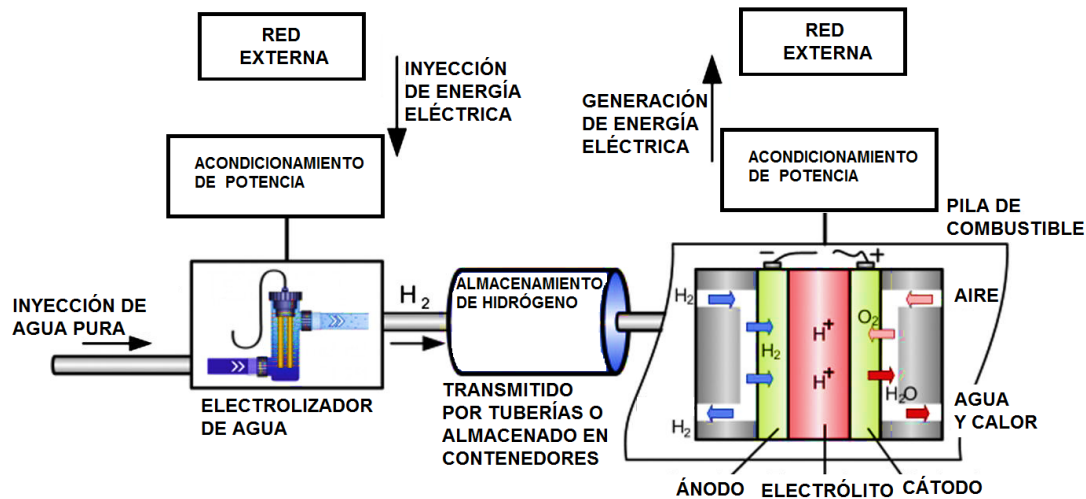


Figura 1.11 Topología de Almacenamiento de Hidrógeno y Pila de Combustible [14]

Ventajas Almacenamiento por Hidrogeno

- Su producción es ilimitada ya que su fuente de obtención es el agua
- El proceso de combustión en el cual se lo obtiene no es contaminante
- Tiene un alto rango de almacenamiento
- Posee una gran densidad energética

Desventajas Almacenamiento por Hidrogeno

- Baja efectividad de producción aproximadamente entre el 35 y 50 %
- Costos altos
- Bajo tiempo de respuesta

Ventajas Pila de Combustible

- No ocasiona ruido ya que la composición de la misma no involucra componentes mecánicos ni móviles.
- Su eficacia es buena alcanzando hasta el 40 % fácilmente.
- Los aparatos que se pueden crear con esta tecnología son no contaminantes siempre y cuando el hidrogeno sea extraído de fuentes renovables.

Desventajas Pila de Combustible

- Su sistema de abastecimiento no es completo ya que no posee la infraestructura que se requiere para el debido almacenamiento de energía.
- Su precio es alto debido a que su tecnología está en desarrollo.

1.5.1.2.3 Baterías

Las baterías es una de las formas de almacenamiento de energía más comunes ya que las mismas tienen una gran cantidad de aplicaciones debido a sus múltiples ventajas, estos dispositivos almacenan y proporcionan electricidad debido a procesos químicos que se dan en su interior y así cumplir con los requerimientos para los que fue diseñada [14].

Este sistema consta de varias celdas electroquímicas conectadas en serie o paralelo, figura 1.12, estas producen electricidad con un voltaje deseado a partir de una reacción electroquímica, cada celda contiene 2 electrodos (un ánodo y un cátodo) con un electrolito que puede estar en estado sólido, líquido o viscoso. Una celda puede convertir bidireccionalmente energía eléctrica y química, durante la descarga las reacciones electroquímicas ocurren en los ánodos y cátodos simultáneamente. Para el circuito externo se proporcionan electrones desde los ánodos y se recogen en los cátodos [14].

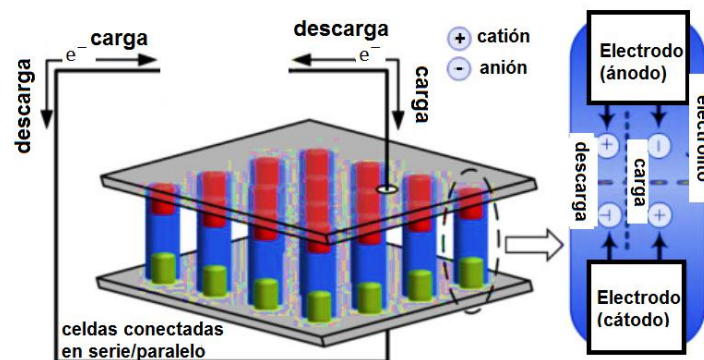


Figura 1.12 Diagrama esquemático de operación del sistema de almacenamiento de energía de una batería [14]

Ventajas

- Tienen la capacidad de tolerar grandes descargas de corrientes.
- Tienen una gran eficacia y tecnología
- Son económicas y muy variantes en torno a las aplicaciones específicas para las que se las requiere.

Desventajas

- Su grado de contaminación es alto grado debido a sus componentes químicos
- Para este tipo de tecnología existen métodos específicos para el mantenimiento de algunas clases

1.5.1.3 Almacenamiento Térmico

Este tipo de sistemas pueden almacenar calor o frío para ser utilizados más adelante en condiciones variables como la temperatura, el lugar o la potencia requerida, está basado en

acumular energía en elementos que puedan retenerla y posteriormente descargarla cuando sea necesario, siendo su principal función superar el desajuste entre generación y consumo de energía [15].

Los sistemas de almacenamiento térmico pueden clasificarse en activos y pasivos. Los sistemas activos se caracterizan por la transferencia de calor por convección forzada al material de almacenamiento, mismo que se basa en un intercambiador de calor, un receptor solar o un generador de vapor. El almacenamiento activo puede ser directo, ya que el fluido de transferencia de calor puede ayudar como un medio de almacenamiento, o puede ser indirecto, donde se utiliza un segundo medio para acumular calor. Por otro lado, se tiene los sistemas de almacenamiento pasivos, los cuales generalmente son sistemas de doble medio, donde el fluido de transferencia de calor pasa a través del almacenamiento solo para cargar y descargar un material sólido [15].

Para el diseño de esta tecnología los materiales deben contar con requisitos como: una alta densidad de energía y un buen flujo de transferencia de calor en el material de almacenamiento (Capacidad de Almacenamiento), estabilidad mecánica y química entre el material contenedor y acumulador, reversibilidad completa, bajas pérdidas térmicas y fácil control. Además, para el diseño de un sistema de almacenamiento térmico (figura 1.13), se debe tomar en cuenta los siguientes criterios: carga máxima necesaria, temperatura nominal y la integración en todo el sistema de aplicación [15].

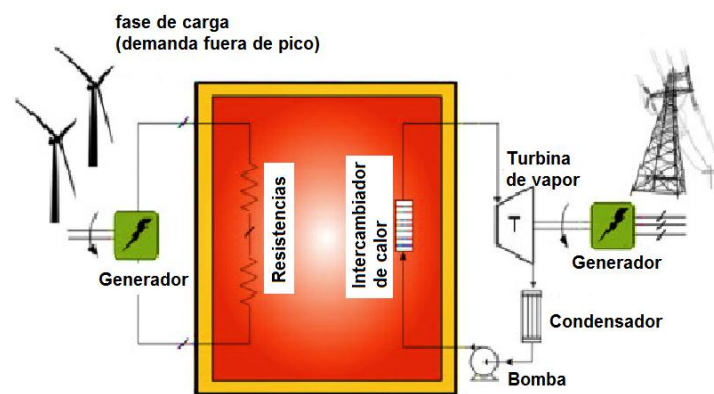


Figura 1.13 Sistema de almacenamiento térmico para generación de energía [14]

Ventajas

- El sistema es económico, reducción de costos de inversión y operación.
- La eficiencia es mejor debido a los materiales empleados en esta tecnología.
- Menor contaminación del medio ambiente y emisiones de CO₂.
- Mejor rendimiento y fiabilidad del sistema.



Desventajas

- Si se utiliza agua como fluido de almacenamiento implica altas temperaturas, lo que hace imposible almacenarla en una cuenca subterránea, viéndose obligado el uso de cisternas herméticas de gran volumen de roca.

1.5.1.4 Almacenamiento Eléctrico

1.5.1.4.1 Supercondensadores

Los supercondensadores, también conocidos como ultracondensadores o condensadores electroquímicos de doble capa (EDLC), son dispositivos que almacenan energía electrostáticamente polarizando una solución electrolítica. A pesar de ser un dispositivo electroquímico, no se producen reacciones químicas debido a que su voltaje de operación es bajo. Este mecanismo es altamente reversible, permitiendo que el supercondensador se cargue y descargue en una gran cantidad de ciclos [13], [16].

Componentes de un Supercondensador

El Supercondensador (figura 1.14) consta de las siguientes componentes:

➤ Electrodo

Las propiedades eléctricas de un supercondensador son determinadas por la selección del material del electrodo, ya que en la superficie del mismo se lleva a cabo el proceso de almacenamiento de energía, es por esta razón que las características del electrodo son significativas para la capacitancia del dispositivo. Los materiales utilizados para los electrodos son: carbono, óxidos metálicos, polímeros conductores, polímeros híbridos y conductores. El carbono es el material más utilizado desde que empezó el desarrollo de los supercondensadores debido a su gran superficie para el almacenamiento, bajo costo y disponibilidad [17].

El tratamiento de los materiales de carbono influye en la estructura porosa de la superficie del electrodo. El tamaño de los poros es un factor de gran importancia ya que la circulación de los iones dentro de los mismos es diferente a la movilidad de los iones en la mayor parte de la solución electrolítica. Por lo tanto, el tamaño de los poros debe ser óptimo al tamaño de los iones para que se realice el procedimiento [17].

➤ Electrolitos

La capacidad de voltaje y la densidad de energía de un supercondensador dependen de la tensión de ruptura del electrolito. La elección de los electrolitos es importante ya que de estos dependerá la selección del material del electrodo [16].

Actualmente hay dos tipos de electrolitos: orgánicos y acuosos, siendo los orgánicos los más utilizados comercialmente. El material escogido para el electrolito influye considerablemente en la capacitancia de los supercondensadores. La capacidad de almacenar carga depende de la accesibilidad de los iones a la superficie porosa, por lo que el tamaño de los poros y de los iones debe ser óptimos [17].

➤ Separador de carga

El aislante es el material encargado de evitar el contacto eléctrico entre los dos electrodos, pero al mismo tiempo es permeable a los iones, lo que permite que tenga lugar la transferencia de carga iónica. La elección del material aislante se realiza en función del electrolito, es decir, si el electrolito es orgánico se utilizan separadores de polímero o papel, mientras que si el electrolito es acuoso se utilizan separadores de fibra de vidrio o cerámico. Para un mejor rendimiento del supercapacitor el separador aislante debe tener las siguientes características principales: alta resistencia eléctrica, alta conductancia iónica y un espesor delgado [17].

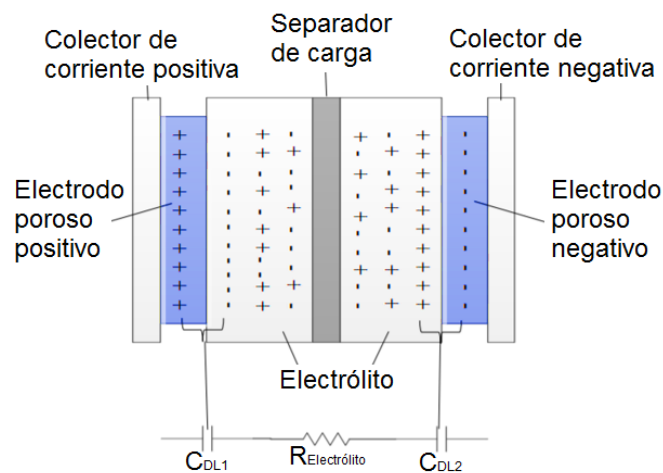


Figura 1.14 Componentes de un Supercapacitor [18]

Ventajas

- Densidad de Potencia alta.
- Cantidades de carga fáciles de manejar
- Alto grado de rendimiento y rango de temperatura
- Facilidad en su mantenimiento
- Ciclos de carga rápidos

Desventajas

- Poseen una baja densidad de energía que llega tan solo al 20% del almacenamiento de una batería electroquímica
- Las celdas poseen tensiones pequeñas
- Necesitan de un sistema de control con alta tecnología y a la vez dispositivos de conexión.
- Ciclo de descarga muy rápido en comparación con las baterías.



Capítulo 2: Problemática y determinación de las fluctuaciones de radiación solar fotovoltaica

2.1 Problemática

La energía fotovoltaica (FV) desempeña una función de vital importancia en el campo de la energía renovable, tal es el caso que en varios países como por China, EEUU, España y Alemania que están instalando una gran cantidad de Plantas Fotovoltaicas para proporcionar energía tanto a cargas locales como a remotas [1]. El tamaño de estos Sistemas puede variar de acuerdo a la capacidad de generación, desde unos pocos Kilowatts a decenas de Megawatts. De acuerdo a la norma IEEE 929-2000 los sistemas Fotovoltaicos pueden clasificarse en tres categorías [13][5]:

1. Sistemas pequeños con una potencia de 10 kW o menos.
2. Sistemas intermedios con una potencia de entre los 10 kW a 500 kW.
3. Sistemas grandes con una potencia mayor a 500 kW.

Por lo que refiere a la aplicación de la energía fotovoltaica, estos sistemas pueden estar o no conectados a la red según las condiciones y necesidades energéticas de la zona. La potencia de generación se puede variar de acuerdo a las necesidades del consumidor con los arreglos de módulos fotovoltaicos explicados en el capítulo 1. Los módulos fotovoltaicos tienen una característica no lineal de Corriente-Voltaje ($I - V$) y, además, se trabaja en un punto de máxima potencia (MPP) en su característica de Potencia-Voltaje ($P - V$). La potencia de salida de los módulos depende esencialmente de la radiación que incide sobre la superficie de los mismos y la temperatura a la que operen, parámetros que son fundamentales para obtener una eficiencia favorable. Independientemente de la aplicación o del tamaño de la planta fotovoltaica, la eficiencia de un panel o de un arreglo de módulos fotovoltaicos varía debido a un efecto conocido como sombreado parcial [2],[5].

2.1.1 Sombreado Parcial

En una planta fotovoltaica es fundamental tener una estimación precisa de la producción energética por lo cual es necesario conocer el efecto que provocan los factores adversos como lo es el sombreado parcial siendo el principal causante de las pérdidas de desajuste, y a la vez teniendo consecuencias significativas en cuanto al rendimiento de la planta [19],[20].

Como ya se ha explicado un módulo fotovoltaico consta de varias celdas conectadas en serie, visto que todas las celdas son idénticas, la curva I-V resultante será más fácil de determinar al realizar la suma de sus voltajes. Ahora si consideramos condiciones reales y las celdas son ligeramente diferentes entre sí o no están iluminadas de manera uniforme, la curva resultante $I - V$ ya no es fácil de predecir y depende de una combinación compleja del comportamiento eléctrico real de cada celda. Cuando parte de un módulo fotovoltaico se encuentra sombreado tiene efectos muy perjudiciales en su curva de potencia e incluso si una fracción muy pequeña del módulo esta sombreada también produce dichos efectos, este sombreado parcial puede

ocurrir debido a nubes pasajeras, árboles, edificios, chimeneas etc. Por esta razón es importante tomar en cuenta este efecto ya que este puede reflejarse directamente en el rendimiento del sistema fotovoltaico y por ende causar pérdidas económicas [19].

Cuando una celda solar esta sombreada, es equivalente a una resistencia que consume energía generada por sus celdas vecinas, la energía absorbida se convierte en calor y eleva la temperatura, este problema se puede resolver utilizando diodos by pass [20].

Estas pérdidas provocadas por el efecto de sombreado parcial se pueden reducir utilizando varios métodos como: técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que permiten la extracción del punto de máxima potencia global, arquitecturas de sistema, topologías de convertidor y configuraciones de matriz FV [20].

2.1.1.1 Efectos de sombra en los módulos fotovoltaico

Si para una radiación solar y temperatura ambiente dada, una corriente que fluye en una celda es mayor que su corriente de cortocircuito, esta celda está trabajando en condiciones de polarización inversa con un voltaje negativo. En este caso se disipa una potencia excesiva (figura 2.1) en la celda sombreada provocando un cortocircuito en la misma [19].

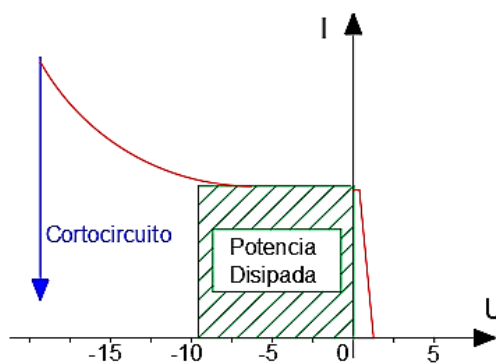


Figura 2.1 Característica de una celda solar en el rango del voltaje [19]

En un arreglo en serie la corriente es la misma en todas las celdas, si la corriente del string es mayor que la corriente de cortocircuito de la celda sombreada, esta se polariza inversamente y disipa la energía [19].

Como se puede ver en la figura 2.2, se tiene como ejemplo 3 celdas conectadas en serie. Si el string funciona en un punto de operación con una corriente de I_m sobre la corriente de cortocircuito de la celda sombreada, el punto de operación de la celda sombreada es la región de voltaje negativo y este puede exceder la contribución positiva de otras celdas [19].

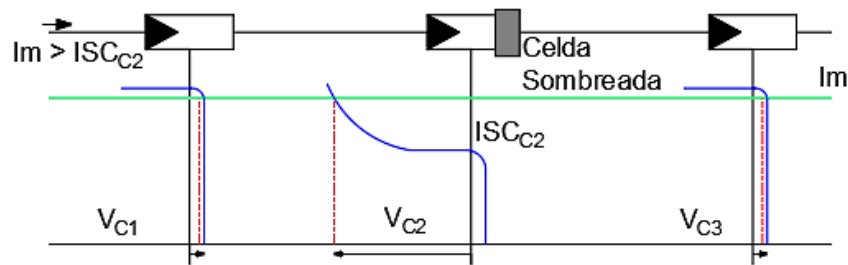


Figura 2.2 Principio de construcción de un módulo I-V para una corriente de módulo preestablecida [19]

Para dar solución a este problema se debe utilizar un diodo en paralelo a cada conexión en serie de las múltiples celdas fotovoltaicas [19].

2.1.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los sistemas de energía tradicionales están diseñados en gran parte para utilizar plantas de energía con una capacidad limitada teniendo como objetivo reducir o aumentar rápidamente la producción de acuerdo a un límite establecido. El aumento de la variabilidad de la demanda creada por fuentes intermitentes como la solar fotovoltaica presenta varios desafíos para aumentar la flexibilidad del sistema. Se pretende enfatizar la importancia de un sistema fotovoltaico conectado a la red, así como la caracterización de la misma con respecto a una cierta norma para su cumplimiento [21], [22].

El objetivo principal para facilitar el aumento de los niveles de penetración de los sistemas fotovoltaicos (figura 2.3) se puede lograr cuantificando y analizando con precisión el rendimiento de la red eléctrica una vez realizada la instalación del sistema fotovoltaico [23].

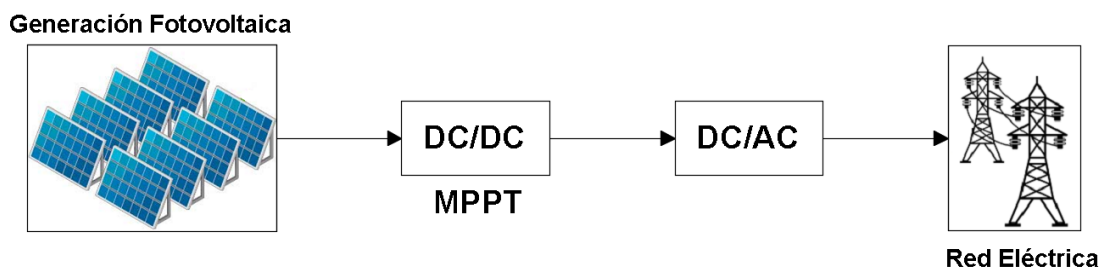


Figura 2.3 Sistema solar fotovoltaico conectado a la red. Fuente Elaboración Propia

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red generalmente se instalan para mejorar el rendimiento de la red eléctrica, a la vez reducen las pérdidas de energía y mejoran el perfil de voltaje. Sin embargo, este no es siempre el caso, ya que estos sistemas pueden aportar con varios impactos negativos en la red, especialmente si su nivel de penetración es alto. Tales impactos negativos incluyen problemas de fluctuaciones de voltaje, distorsión armónica, mal funcionamiento de los dispositivos de protección, sobrecarga y subcarga de los alimentadores,



la solución para este problema se centra en la evaluación precisa de estos impactos, además de proporcionar propuestas viables para los problemas operativos que pueden surgir debido a la instalación de sistemas fotovoltaicos, se considera una contribución importante para facilitar el uso generalizado de estos sistemas [23].

2.1.2.1 Posibles problemas asociados con los sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los sistemas fotovoltaicos pueden generar algunos problemas operativos en el servicio eléctrico. Uno de los principales factores que conducen a tales problemas son las fluctuaciones de la potencia de salida de los sistemas FV debido a las variaciones en la irradiancia solar causadas por el movimiento de las nubes; Tales fluctuaciones hacen que el pronóstico de potencia de salida de los sistemas fotovoltaicos sea una tarea difícil. Además, el alto costo de estos sistemas limita las posibles soluciones que las empresas eléctricas pueden adoptar para reducir la gravedad de los problemas operativos que pueden surgir debido a estas fluctuaciones [23].

Los impactos negativos de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en operación no recibieron mucha atención hasta que se notó un notable aumento en la instalación de estos sistemas [23].

2.1.2.2 Impactos generados por sistemas fotovoltaicos conectados la red

Los impactos generados en esta área se pueden clasificar en tres categorías principales:

1. Impactos en el lado de la generación
2. Impactos en las redes de transmisión y subtransmisión
3. Impactos en las redes de distribución.

2.1.2.2.1 Impacto de los sistemas fotovoltaicos en el lado de la generación

Las fluctuaciones severas en la potencia de salida de los grandes sistemas fotovoltaicos pueden afectar la calidad de energía proporcionada a los consumidores. Esto se debe principalmente al hecho de que las empresas de servicios públicos tienen que estar pendientes de estas fluctuaciones para compensar cualquier aumento y caída en la generación de sistemas fotovoltaicos. Por lo tanto, las unidades generadoras que están programadas para operar durante el período de generación de los sistemas FV deben tener capacidades de velocidad de rampa que sean adecuadas para atenuar las fluctuaciones de estos sistemas. Además, estas fluctuaciones de potencia del sistema fotovoltaico hacen que sea difícil predecir la potencia de salida de los mismos, la mayoría de los estudios realizados en esta área han abordado este problema y han tratado de proporcionar algunas soluciones operativas que pueden ser adoptadas por las empresas de servicios públicos [23].

Antes estos inconvenientes se han analizado algunas soluciones que se pueden aplicar a los casos en que la gravedad de los cambios en la potencia de salida del sistema FV está más allá de la capacidad de rampa del sistema. Estas soluciones incluyen: 1) aumentar la potencia programada de la línea de conexión, 2) poner en línea más unidades generadoras para aumentar



la capacidad de rampa general del sistema, y 3) disminuir la potencia de salida del sistema FV [23].

En general, el lado de generación de una compañía eléctrica puede verse afectado por el sistema FV si el nivel de penetración del sistema FV es comparable al tamaño de las unidades generadoras [23].

2.1.2.2.2 Impacto de los sistemas fotovoltaicos en las redes de transmisión y subtransmisión

Los sistemas fotovoltaicos pueden causar problemas en las redes de transmisión y subtransmisión si sus tamaños son lo suficientemente grandes como para afectar a las mismas [23]. Los problemas surgen principalmente debido a las fluctuaciones de potencia en estos sistemas que pueden conducir a:

1. Oscilaciones de potencia en las líneas
2. Inversión de potencia
3. Sobre y bajo carga en algunas líneas
4. Fluctuaciones de voltaje inaceptables

El efecto de los grandes sistemas fotovoltaicos que oscilan entre 700 MW Y 1500 MW los niveles de voltaje del sistema de transmisión después de las condiciones de falla muestra como resultado que el reemplazo de unidades generadoras convencionales con grandes unidades fotovoltaicas afecta a los niveles de voltaje de sistema durante condiciones normales de operación, es por ello que el impacto de los sistemas fotovoltaicos en redes de transmisión y subtransmisión es tomado en cuenta únicamente cuando se trata de un sistema de gran dimensión [23].

2.1.2.2.3 Impacto de los sistemas fotovoltaicos en redes de distribución

Los impactos de los sistemas fotovoltaicos en el rendimiento de las redes de distribución son actualmente uno de los principales problemas para las empresas de servicios eléctricos. Esto se debe a que el tamaño y la ubicación de los sistemas fotovoltaicos instalados influyen principalmente en estas redes. Los problemas operativos introducidos por los sistemas fotovoltaicos son similares a los impuestos por los generadores que producen energía activa constante. Estos problemas surgen principalmente debido a la instalación de generadores en el lado del cliente en un alimentador de media tensión diseñado para flujo de energía unidireccional. Incluyen el mal funcionamiento de los relés de protección, problemas de regulación de voltaje, flujo de potencia inversor, así como sobrecarga o subcarga de algunos alimentadores. Además, la fluctuación de la potencia de salida de los sistemas fotovoltaicos se suma a los problemas que enfrenta el operador del sistema y puede deteriorar la calidad de la red [23].

El impacto de los pequeños sistemas fotovoltaicos instalados en los tejados de las casas ha recibido la atención de muchos investigadores durante los últimos años. Esto se debe principalmente al aumento en la instalación de estos sistemas debido a los incentivos

proporcionados por los gobiernos a los clientes residenciales. Las clasificaciones típicas para los sistemas fotovoltaicos instalados en los tejados de las casas varían de 1 a 50 kW [23].

El estudio de los impactos de la instalación de pequeños sistemas fotovoltaicos en el perfil de voltaje de diferentes topologías de redes de distribución dió como resultado un exceso en los límites de voltaje aceptables para todas las redes cuando el tamaño de cada sistema FV era del 200% de la carga del hogar [23]. Otros estudios realizados aplicados indican la presencia de transitorios lentos en el voltaje de un alimentador de distribución de media tensión correspondiente a la frecuencia de fluctuaciones de la potencia de salida de los pequeños sistemas fotovoltaicos instalados en los tejados. Además, se concluyó que la presencia de sistemas fotovoltaicos en la red podría reducir la vida útil de los cambiadores de taps de transformadores debido al aumento en su operación [23].

En general, los pequeños sistemas fotovoltaicos instalados en tejados y fachadas de edificios podrían no imponer problemas serios en la red de distribución. Esto se debe principalmente a que el tamaño de estos sistemas requiere una alta concentración en un área pequeña para poder afectar el rendimiento de la red. Es probable que esta situación no ocurra con frecuencia, ya que las tendencias actuales muestran que los sistemas fotovoltaicos pequeños generalmente están dispersos en un área grande. Dicha dispersión reduce el impacto de las fluctuaciones ya que el perfil combinado de irradiancia sobre el área completa es más suave que el de los sistemas individuales [23].

2.1.3 Sistemas fotovoltaicos aislados de la red

Los sistemas fotovoltaicos son ampliamente utilizados tanto en conexiones a la red como en redes aisladas. Las microrredes son sistemas que incorporan unidades de generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía y cargas, específicamente un sistema aislado de la red se encuentra aguas arriba del de distribución. En este tipo de redes uno de los objetivos es reducir las oscilaciones de potencia para lo cual es necesario el uso de diferentes esquemas de control y a la vez fuentes de energía alternativa como un sistema de almacenamiento para un suministro de energía estable [24], [25].

En los sistemas fotovoltaicos aislados de la red (figura 2.4) se proporciona libertad en lo que hace referencia a problemas de calidad de energía y facturación de electricidad. Cuando hay exceso de energía esta se puede acumular en los sistemas de almacenamiento por medio de un control [25].

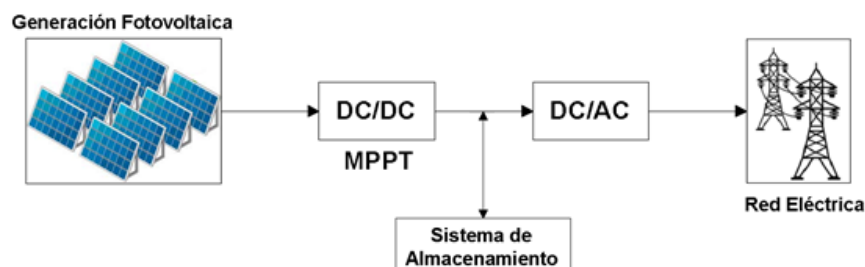




Figura 2.4 Sistema solar fotovoltaico aislado. Fuente: Elaboración Propia

Las posibles estructuras de sistemas fotovoltaicos aislados de la red pueden tener sistemas sencillos, como es el caso de un solo generador que solo funcione en DC, hasta grandes sistemas que incluyan su sistema de almacenamiento que funcionen en DC y AC. Para estos sistemas que proporcionan corriente alterna los inversores tienen una pequeña disminución en su rendimiento ya que el mismo opera a potencias muy inferiores a su potencia nominal [25].

2.1.3.1 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos aislados según sus aplicaciones

Se puede hacer una clasificación de los sistemas fotovoltaicos aislados de la red en cuanto a sus aplicaciones de la siguiente manera:

- Sistemas profesionales
- Sistemas agrícolas
- Sistemas de electrificación

2.1.3.1.1 Sistemas profesionales

Las aplicaciones profesionales son uno de los campos más aplicable e importantes para la implementación de un sistema fotovoltaico aislado de la red, por lo general en este tipo de aplicaciones de dimensiona el sistema para que funcione en DC. Una de sus desventajas es su fiabilidad ya que cuando se produce un fallo su costo es muy alto, a la vez se pueden destacar más aplicaciones en telecomunicaciones instaladas en zonas rurales aisladas [25].

2.1.3.1.2 Sistemas agrícolas

Una aplicación de estos sistemas es el bombeo de agua mediante energía proveniente de generadores fotovoltaicos proporcionando una gran solución para la distribución de agua en las granjas, para esto no es necesario un sistema de almacenamiento, como es sabido tampoco de combustible y su mantenimiento es muy fácil, a la vez la producción de agua tiene proporcionalidad con la radiación solar [25].

2.1.3.1.3 Sistemas de electrificación

Esta es la aplicación más común por la cual se instala este tipo de plantas con el objetivo de suministrar energía a viviendas aisladas de la red eléctrica que por lo general se encuentran en países en vías de desarrollo o en zonas rurales, de esa manera se podrá generar energía eléctrica sin la necesidad de tener un mantenimiento riguroso ni uso de combustibles con regularidad [25].

2.1.4 Solución mediante sistemas de almacenamiento

La intermitencia de la radiación solar es la principal causa de producción de fluctuaciones fotovoltaicas que afectan la estabilidad de los distintos sistemas por lo que se requieren fuentes de energía de apoyo. Lo más común es utilizar un sistema de almacenamiento de energía y



proporcionar energía suplementaria cuando sea necesario. Un sistema de almacenamiento de energía puede brindar una amplia gama de ventajas al campo eléctrico y a la sociedad en general, según sus aplicaciones principalmente se lo puede utilizar en [25]:

1) Operación con la red

Las funcionalidades que tiene como objetivo cumplir en operación con la red son:

- Almacenar o recuperar energía
- Suplir la energía necesaria para dar equilibrio a la red
- Regulación de voltaje que se requiere mientras la demanda cambia periódicamente.

Estos problemas que serán controlados por el sistema de almacenamiento tendrán mucho que ver con la capacidad del mismo ya que mayor capacidad de almacenamiento implica una mayor reserva de energía y por ende una mejor capacidad para solventar estos inconvenientes [25].

2) Reducción de la infraestructura de red

Simplemente, las ventajas de la infraestructura de red se identifican con el uso del almacenamiento de energía para mejorar la efectividad, la productividad y la adecuación de costos de la transmisión y distribución del sistema de energía y/o para reducir el requisito de componentes del mismo [25].

3) Beneficios para los clientes

Una de las principales ventajas que un sistema de almacenamiento puede brindar a un cliente es la reducción de pérdidas debido a la calidad de energía eléctrica, a la vez un sistema de emergencia el cual funcionara cuando ocurran apagones causados por daños en la red, estas ventajas incluyen una reducción de gastos y utilización de energía eléctrica [25].

4) Integración con la generación de energía renovable y otras.

Los sistemas de almacenamiento de energía es una parte clave para complementarse con la generación de energía basada en fuentes renovables, la utilización de estos sistemas puede ayudar mucho a mejorar la confiabilidad y rendimiento de la generación de energía solar y eólica principalmente ya que las mismas son las que más presentan intermitencias en su comportamiento usual [25].

2.2 Determinación de la Variación de Radiación Solar Fotovoltaica

2.2.1 Radiación solar

El sol produce su energía mediante la reacción de fusión nuclear, que nunca se detiene, esta convierte aproximadamente 700 millones de toneladas de hidrógeno en helio por segundo [26].



Este proceso crea cantidades masivas de calor y debido a esto se emiten grandes cantidades de fotones. Cada fotón emitido recorre una distancia muy corta antes de ser absorbido por otra molécula mediante un proceso similar, emite otro fotón. Este proceso de absorción y reemisión continúa y los fotones continúan avanzando, pudiendo finalmente alcanzar el espacio exterior en la superficie del sol [26].

➤ **Componentes de la radiación solar.**

La radiación total se compone de las siguientes tres partes [26]:

1. Radiación directa: (la radiación que proviene directamente del sol)
2. Radiación difusa: (la radiación que se difunde por el cielo, las capas de atmósfera y otros alrededores)
3. Radiación reflejada: (la radiación reflejada por lagos, mares y otros elementos con agua)

2.2.2 Geometría solar

Al diseñar cualquier tipo de sistema que dependa de la radiación solar, es importante tener en cuenta los cambios estacionales y horarios en la posición del sol. Esto tiene una influencia directa en el ángulo incidente de la luz solar, por lo que es valioso incorporar un sistema que pueda ajustarse a la posición del sol. También es de importancia considerar la posición del sol al decidir la ubicación de las ventanas de una estructura [27].

La posición del sol se puede describir por dos ángulos diferentes. El primer ángulo es el acimut solar (denotado por α , alfa), que se define como el ángulo en sentido horario entre el sol y la dirección cardinal del norte verdadero. Se mide hasta la proyección horizontal de la posición del sol sobre la superficie de la Tierra. El segundo ángulo es la altitud o elevación solar (denotada por Φ , phi), que indica el ángulo de la posición del sol desde la horizontal (Figura 2.5). El ángulo de incidencia no es una medida de la posición del sol, sino una medida de la cantidad de radiación incidente en una superficie vertical. El ángulo de incidencia está relacionado con la altitud solar de la siguiente manera [27]:

$$\theta = 90^\circ - \phi$$

Juntos, los dos ángulos proporcionan información útil sobre la orientación de la luz solar entrante en un objeto o estructura. Sabiendo esto, los colectores solares y otros dispositivos deben instalarse de modo que estén a 20° de cada lado de la perpendicular al sol. Al incorporar un sistema que se ajusta al ángulo incidente del sol, podemos controlar aún más el ángulo incidente en la superficie del colector [27].

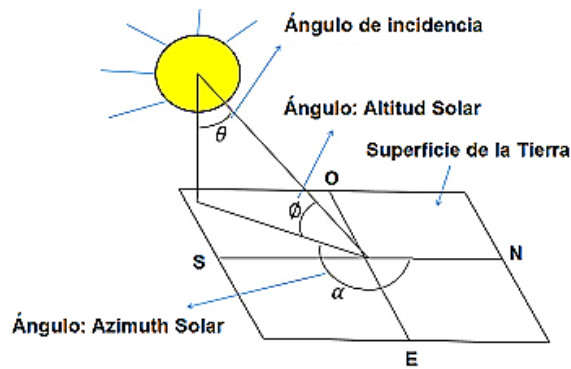


Figura 2.5 Geometría Solar [27]

2.2.3 Irradiancia solar

La irradiancia solar total se define como la cantidad de energía radiante emitida por el sol sobre todas las longitudes de onda que caen cada segundo en 11 pies cuadrados (1 metro cuadrado) fuera de la atmósfera terrestre [28].

A modo de definición adicional, la irradiancia se define como la cantidad de energía electromagnética incidente en una superficie. Los fotones que transportan esta energía tienen longitudes de onda desde rayos X energéticos y rayos gamma hasta luz visible, infrarrojos y radio. Se puede medir para cualquier objeto brillante, incluidas las estrellas, la luna etc [28].

Medir la irradiancia espectral es importante porque las diferentes longitudes de onda (o colores) de la luz solar se absorben en diferentes partes de nuestra atmósfera. La calidez se debe a la radiación visible e infrarroja que llega a la superficie [28].

2.2.4 Análisis y determinación de la variación de radiación solar

Como se ha dicho la producción solar fotovoltaica es dependiente de varios factores siendo el más influyente la condición climática en la que se encuentre el día, esto hace principal referencia a la presencia de nubosidad causante de que la radiación solar sea difusa el momento de incidir en los paneles fotovoltaicos. Es por ello que se analizará el comportamiento y variabilidad que presentan algunos días en diferentes condiciones climáticas teniendo en cuenta que el comportamiento de la radiación y potencia fotovoltaica es muy similar, es por ello que se hará referencia a la potencia para un mejor análisis en el Anexo 1 se muestra la inyección de energía solar fotovoltaica durante el mes de noviembre del 2018 en las instalaciones del Laboratorio de Micro Red Campus Balzay de la Universidad de Cuenca.

Se ha escogido el día 13/11/2018 en particular el cual se puede considerar como uno de los más fluctuantes del mes (figura 2.6) ya que presenta oscilaciones considerables en intervalos pequeños, para determinar la magnitud de estas variaciones e intervalos en los que se encuentra trabajaremos en el dominio de la frecuencia haciendo uso de la transformada de Fourier en el programa Matlab.

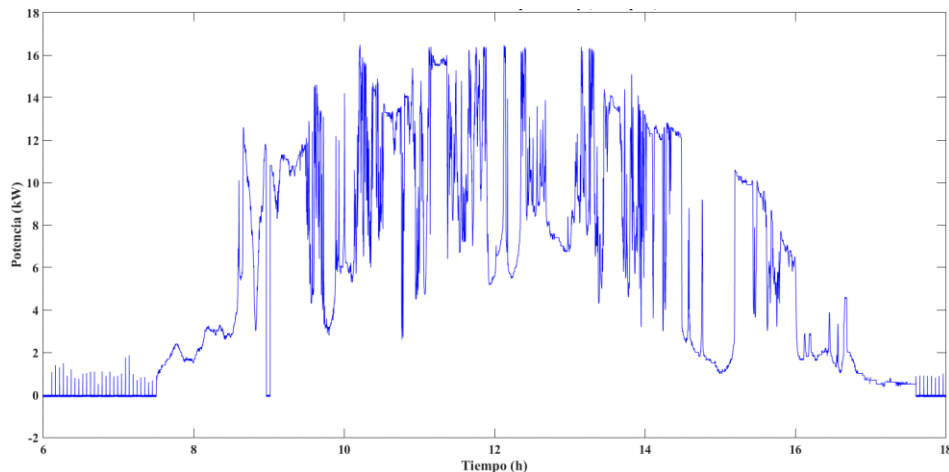


Figura 2.6 Generación Solar Fotovoltaica Campus Balzay día fluctuante.
Fuente: Elaboración propia

En la figura 2.7 podemos ver la curva de generación fotovoltaica pasada al dominio de la frecuencia donde el eje de las ordenadas representa el módulo de la potencia fotovoltaica siendo 1 equivalente a 15 kW, como se puede observar las variaciones significativas se encuentran por debajo de los 0.06 Hz que equivalen a 16 s aproximadamente, es decir, que las variaciones por más significativas que fueron estas no ocurrieron en un intervalo menor a los 16s.

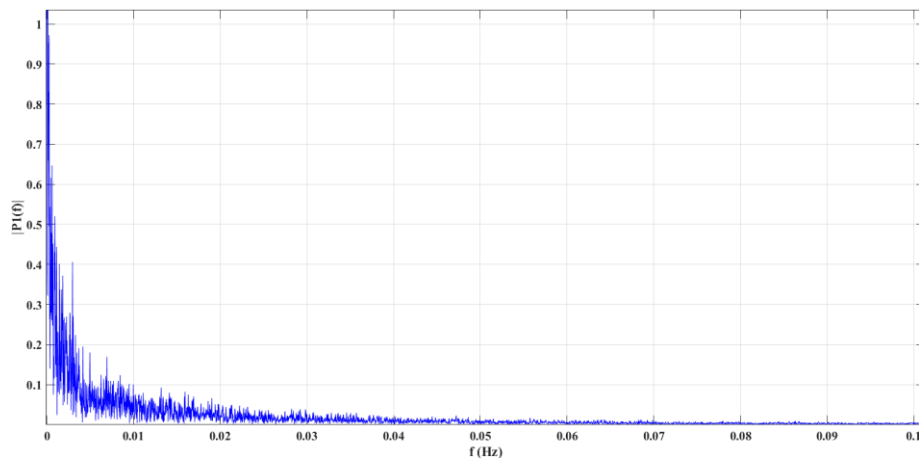


Figura 2.7 Transformada de Fourier de la generación fotovoltaica día fluctuante.
Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a magnitud de las variaciones como se observa en la figura 2.8 la variación más significativa del día se da del punto A al punto B, ante esta condición da como resultado $0.7P_{nom}$ que equivale a 10.5 kW, es decir $\Delta P_{nom} = 10.5 \text{ kW}$. A la vez se pudo determina que las variaciones típicas para este día, están alrededor de $0.5P_{nom}$ que en términos de potencia es $\Delta P_{nom} = 7.5 \text{ kW}$.

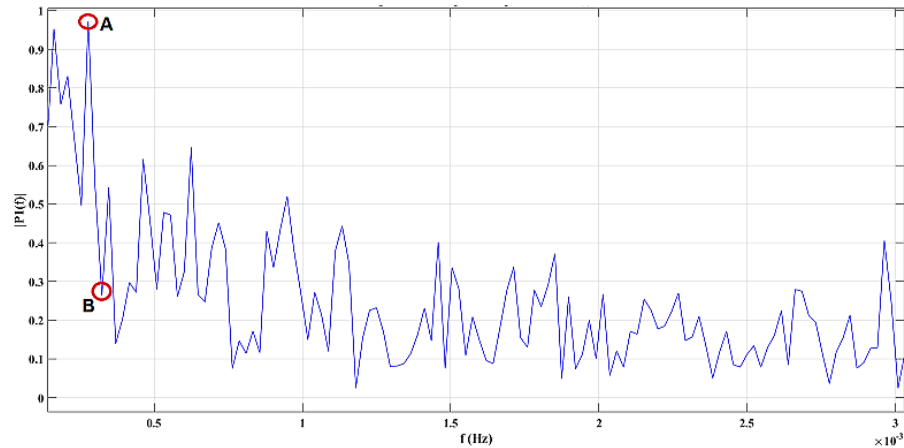


Figura 2.8 Transformada de Fourier de la generación fotovoltaica día fluctuante. Fuente: Elaboración propia.

Así como existen días muy fluctuantes también hay días en los que la nubosidad es muy baja y el rendimiento es casi ideal. En la figura 2.9 se puede observar los comportamientos de un día muy fluctuante, un día típico y un día con pocas variaciones.

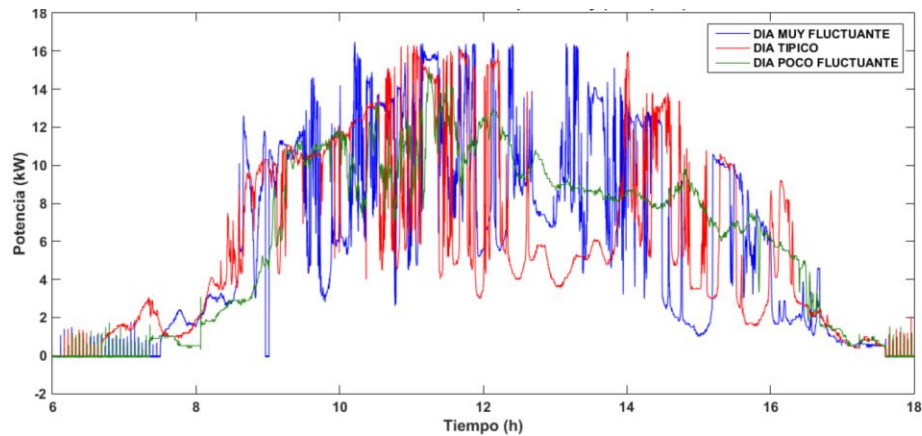


Figura 2.9 Generación Solar Fotovoltaica Campus Balzay día Fluctuante, día típico y día poco fluctuante. Fuente: Elaboración propia.

De la misma manera utiliza la transformada de Fourier para trabajar en el dominio de la frecuencia donde se puede ver (figura 2.10) que en el día muy fluctuante ocurrieron las variaciones en menores intervalos que en los otros días dando a entender que si no se supera la frecuencia de 0.06 Hz en un día muy fluctuante no se superará en los otros días y por ende no ocurrirá una variación de potencia significativa en un intervalo menor a los 16 s.

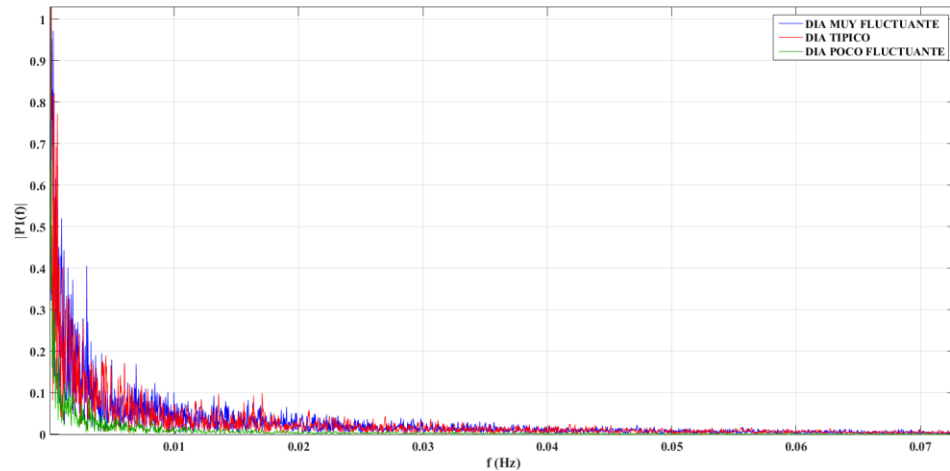


Figura 2.10 Transformada de Fourier Día Muy Fluctuante, Día Típico y Día Poco Fluctuante. Fuente: Elaboración propia.

Con referencia a las magnitudes (figura 2.11) se tiene que para el día típico su variación más significativa (distancia CD) fue de $0.52P_{nom}$ que equivale a 7.58 kW, mientras que sus variaciones más frecuentes oscilan alrededor de $0.41P_{nom}$. Por otro lado, para un día poco fluctuante su variación más significativa (distancia EF) es de $0.24P_{nom}$ que equivale a 3.58 KW, mientras que sus variaciones más frecuentes oscilan alrededor de $0.15P_{nom}$. En cuanto a la variación más significativa se puede notar como esta va acorde con la variabilidad que presenta el día, es decir, una vez determinada la mayor variación de potencia, los sistemas de respaldo tendrán que ser dimensionados tomando esta característica, así garantizando que se podrá compensar cualquier fluctuación que se presente para mantener al sistema estable.

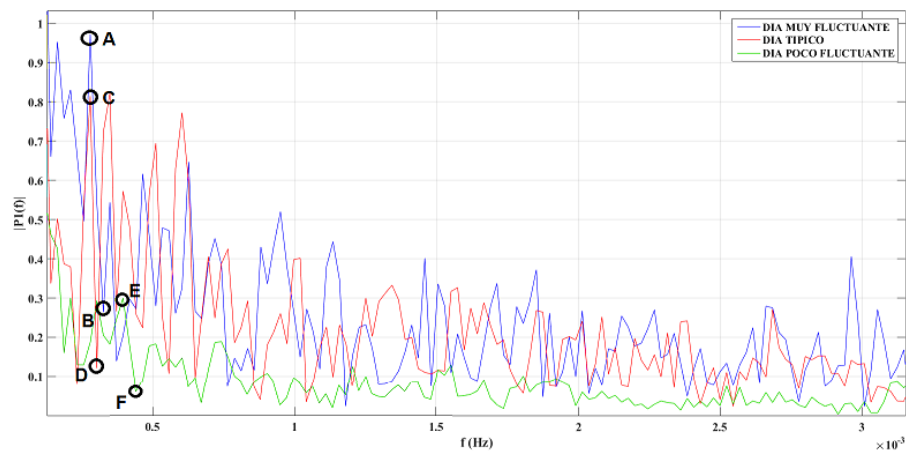


Figura 2.11 Transformada de Fourier Día Muy Fluctuante, Día Típico y Día Poco Fluctuante. Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 3: Modelado del Sistema Solar Fotovoltaico y Sistema de Almacenamiento

3.1 Descripción del sistema

En este capítulo se presenta el modelado del sistema solar fotovoltaico y el sistema de almacenamiento con el fin de conocer y analizar el comportamiento dinámico de la generación fotovoltaica y del banco de supercondensadores. Se busca obtener un modelo fácil de simular en un sistema con conexión a la red.

El diagrama utilizado para este estudio se puede observar en la figura 3.1, el cual consta de 3 partes,

- I. Sistema de generación fotovoltaica con su convertidor unidireccional de potencia.
- II. El sistema de almacenamiento, conformado por el banco de supercondensadores, un convertidor bidireccional de potencia y un filtro LCL.
- III. El sistema de distribución eléctrica.

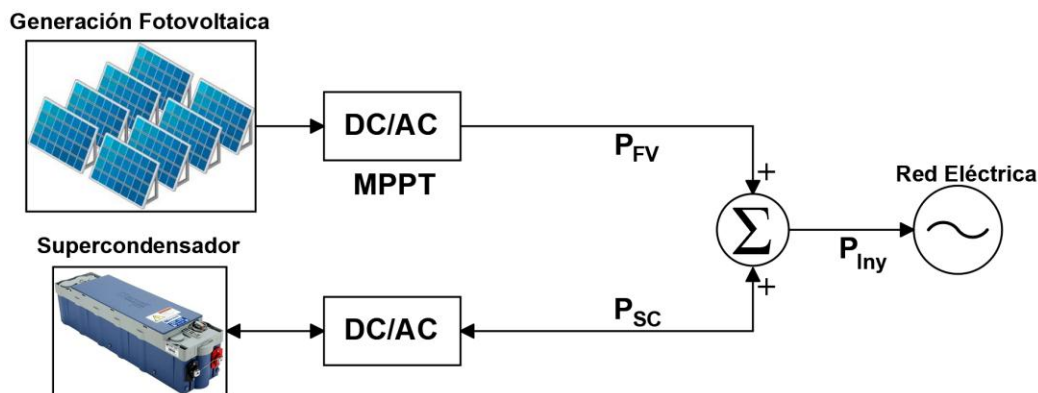


Figura 3.1 Diagrama de bloques del sistema en estudio. Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta aspectos técnicos y el modelo de cada zona de la figura 3.1. Todas las partes del sistema fueron simuladas en el software PSIM[®] que nos permite trabajar con elementos de electrónica de potencia y modelos de paneles solares fotovoltaicos.

3.2 Modelado del sistema de generación solar fotovoltaica

En esta sección se realizará el modelo del sistema de generación solar fotovoltaica del laboratorio del laboratorio de Microred de la Universidad de Cuenca Campus Balzay, para ello es necesario entender los modelos para una celda fotovoltaica, así como también de un panel fotovoltaico.

3.2.1 Modelo Matemático de una célula fotovoltaica

El modelo de un diodo es el más utilizado para representar el circuito interno de una celda fotovoltaica. La figura 3.2 muestra el circuito equivalente, en donde consta de una fotocorriente

I_{ph} que se considera como una fuente de corriente y es proporcional a la irradiancia presente en un día, un diodo D que se comporta como un diodo Shockley, una resistencia interna de la célula FV en serie R_s y finalmente una resistencia en paralelo R_p que representa la corriente de fuga [29].

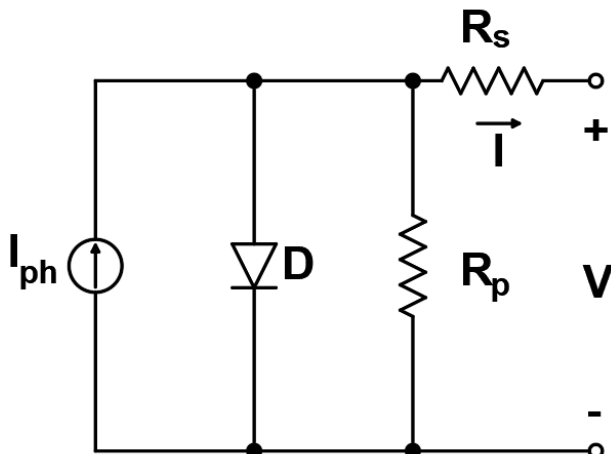


Figura 3.2 Circuito equivalente de una célula fotovoltaica [29]

La ecuación característica de voltaje-corriente para una celda FV es representada por la ecuación 1.

$$I = I_{ph} - I_o \left(\exp \left(\frac{q}{kTA} (V + IR_s) - 1 \right) \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1)$$

Donde:

I_{ph} : es la corriente foto-generada [A].

I_o : es la corriente de saturación del diodo [A].

T : es la temperatura de funcionamiento de la celda en Kelvin [K].

k : es a constante de Boltzmann [1.381×10^{-23} J/K].

q : es la carga de electrones [1.602×10^{-19} C].

A : es una constante de idealidad del diodo.

La I_{ph} depende fundamentalmente de la irradiación solar y la temperatura dada, se expresa mediante la ecuación 2.

$$I_{ph} = \left(I_{sc} + K_I (T - T_{ref}) \right) * \left(\frac{G}{G_n} \right) \quad (2)$$



Donde:

I_{SC} : es la corriente de cortocircuito de la celda a $25^{\circ}C$ y $1000 W/m^2$.

K_I : es el coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito de la celda [$A/^{\circ}C$].

T : es la temperatura de operación [$^{\circ}C$].

T_{ref} : es la temperatura de referencia de la celda [$^{\circ}C$].

G : es la irradiación solar de la celda [W/m^2].

G_n : es la irradiación solar nominal [W/m^2].

La corriente de saturación varía en función a la temperatura de la celda, esto se representa en la ecuación 3.

$$I_0 = I_{0,n} \left(\frac{T_{ref}}{T} \right)^3 \exp \left(\frac{qE_g}{Ak} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (3)$$

Donde:

$I_{0,n}$: es la corriente de saturación nominal [A].

E_g : es la energía de banda prohibida del semiconductor, su valor depende del material de la celda.

3.2.2 Modelo Matemático de un panel fotovoltaico

La potencia generada por una celda es muy baja, por tal razón es necesario realizar conexiones ya sean en serie o paralelo para obtener una potencia de salida deseada. El circuito equivalente mostrado en la figura 3.3 corresponde al modelo matemático de un panel fotovoltaico con disposiciones en serie y paralelo. La ecuación 1 es modificada dando como resultado la ecuación 4 [29].

$$I = N_P I_{PH} - N_P I_0 \left(\exp \left(\frac{q}{kTA} \left(\frac{V}{N_S} + \frac{IR_S}{N_P} \right) \right) - 1 \right) - \frac{\frac{N_P}{N_S} V + IR_S}{R_P} \quad (4)$$

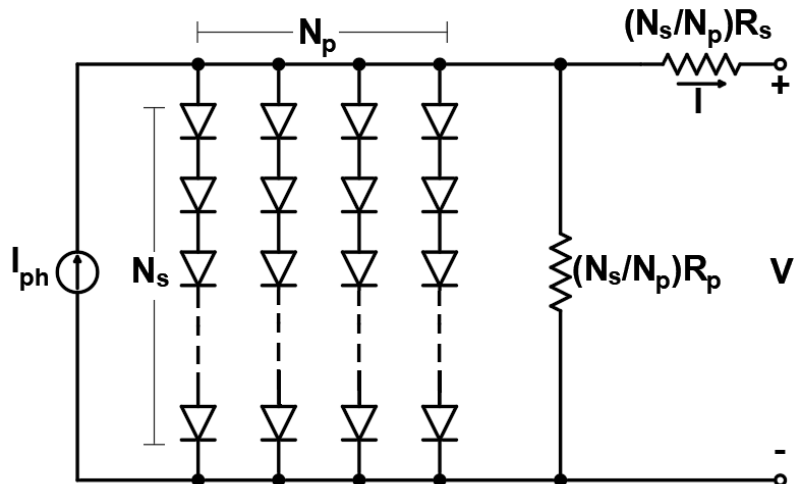


Figura 3. 3 Circuito equivalente de un panel fotovoltaico [29]

3.2.3 Modelado de la matriz fotovoltaica del laboratorio de Microred de la Universidad de Cuenca Campus Balzay

La planta fotovoltaica del laboratorio de Microred del Campus Balzay de la Universidad de Cuenca tiene una capacidad instalada de 35 kW los cuales están distribuidos de la siguiente manera: 15 kW generados por 60 paneles fijos policristalinos, 15 kW generados por 60 paneles fijos monocristalinos, 3.5 kW generados por 14 paneles policristalinos móviles a un solo eje con seguimiento del sol de Este-Oeste y 1.5 kW generados por 6 paneles policristalinos móviles a dos ejes. Todos los paneles utilizados son de la marca Atersa de $250 \text{ W}_p/\text{panel}$. Para enlazar con la red, las matrices fotovoltaicas de paneles fijos están conectadas a un convertidor GPtech de 15 kVA , mientras que las móviles se conectan a un convertidor Fronius de 5 kW [30].

La cantidad de potencia que se puede extraer de una planta fotovoltaica depende del punto de funcionamiento de la característica I-V. Para extraer la máxima potencia como sea posible del generador fotovoltaico es necesario una técnica de Seguimiento de Punto de Máxima Potencia, por sus siglas en ingles MPPT (Maximun Power Point Tracking). Este método busca coincidir el Punto de Máxima potencia de la planta fotovoltaica con el voltaje y corriente de funcionamiento del convertidor [31], en la figura 3.4 se puede observar el diagrama de bloques del MPPT típico, junto con el convertidor y la planta fotovoltaica.

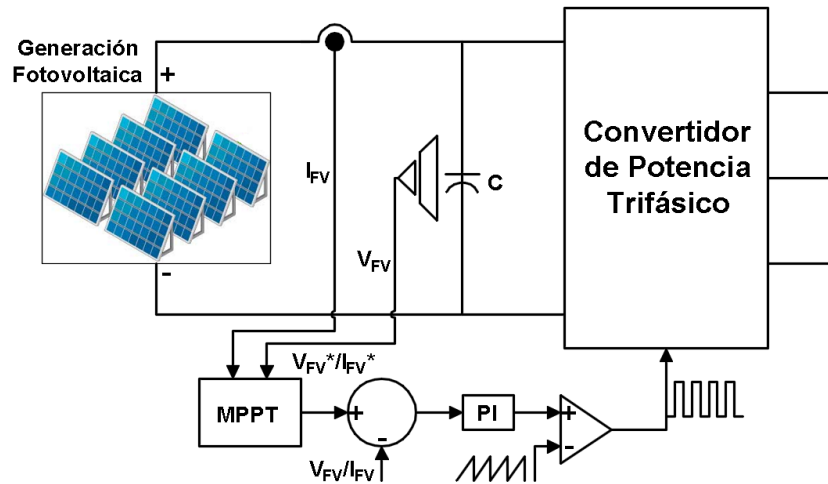


Figura 3.4 Diagrama de bloques típico de generación fotovoltaica con la técnica MPPT [31]

Con los años, varias investigaciones han propuesto diferentes algoritmos de MPPT tales como: perturbar y observar (P&O), conductancia incremental, voltaje de circuito abierto fraccional, corriente de cortocircuito fraccional, control de lógica difusa (por nombrar algunos). A pesar de que estos métodos están implementados para el mismo objetivo, difieren notablemente en complejidad, velocidad de convergencia, oscilaciones de estado estable, costo, efectividad y flexibilidad [31].

Dado a la eficiencia de los algoritmos MPPT (por encima del 98% [32]), la variación de potencia de un sistema fotovoltaico presenta un comportamiento similar a la radiación disponible, por lo tanto, se procede a implementar el modelo de la matriz fotovoltaica de paneles fijos monocristalinos mediante herramientas computacionales (PSIM[®]) con los valores obtenidos por segundo de la estación meteorológica del Campus Balzay desde las 6:00 am hasta las 18:00 pm (12 horas), figura 3.5.

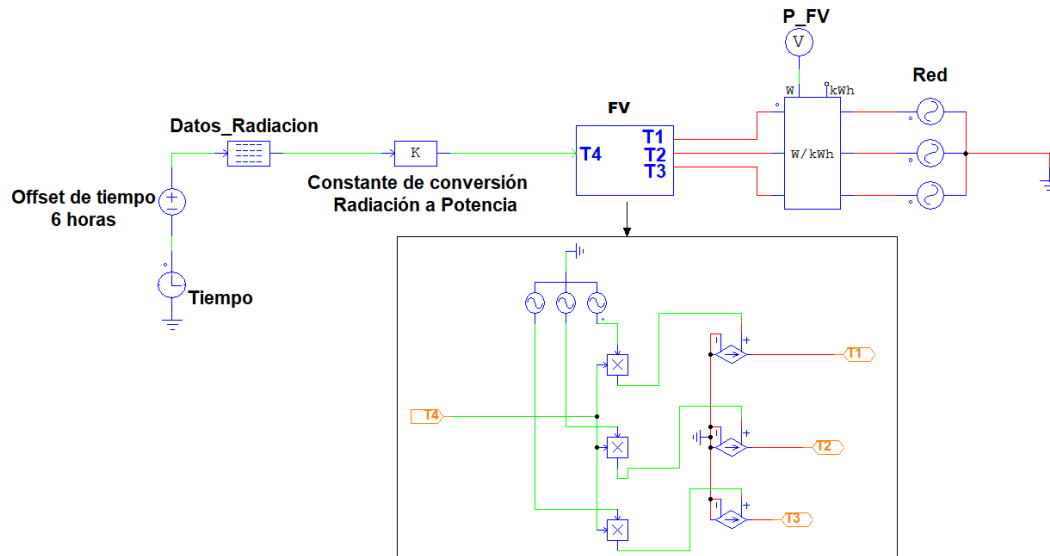


Figura 3.5 Modelo de generación fotovoltaica implementado en PSIM®.
Fuente: Elaboración propia

3.3 Modelado de un Supercondensador

Los supercondensadores tienen un comportamiento diferente a los condensadores tradicionales ya que los SCs son dispositivos electroquímicos que durante el almacenamiento de energía presenta pérdidas debido a la resistencia interna y las corrientes de fuga. Es por ello que se necesita un modelo dinámico para tener aproximación del funcionamiento de un Supercondensador [33]. A continuación, se muestran diferentes modelos comúnmente utilizados para diferentes propósitos como, por ejemplo: el comportamiento eléctrico y térmico, autodescarga, etc.

3.3.1 Modelo de rama simple RC

Este modelo es el más simple, consta de una resistencia equivalente conectada con un condensador en serie. El condensador C representa el efecto de la capacitancia del SC, mientras que la resistencia R representa las pérdidas óhmicas del SC, figura 3.6 [33].

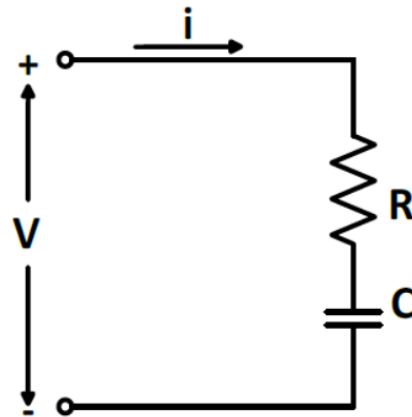


Figura 3.6 Modelo de rama simple RC del supercondensador [33]

3.3.2 Modelo de primer orden

El modelo de primer orden de un SC se observa en la figura 3.7, en la cual existe 4 elementos ideales del circuito, a saber: un condensador C representando la capacitancia del SC, una resistencia en serie R_s que representa las pérdidas de energía del SC, una resistencia en paralelo R_p que representa las pérdidas por corrientes de fuga debido a la autodescarga del SC y una inductancia L en serie con R_s . Normalmente en un SC la R_p es mucho más alta que R_s por lo que R_p puede ser despreciada en aplicaciones de alta potencia [34].

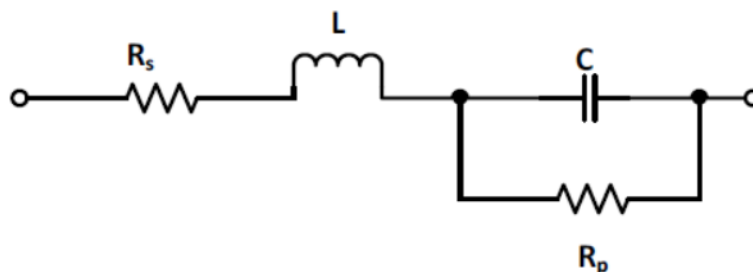


Figura 3.7 Modelo de primer orden del supercondensador [33]

3.3.3 Modelo equivalente RC

El modelo de la figura 3.8 tiene tres ramas RC con constantes de tiempo diferentes para simular el rápido aumento/disminución del voltaje en terminales y el cambio de voltaje durante el proceso de carga/descarga del SC [33].

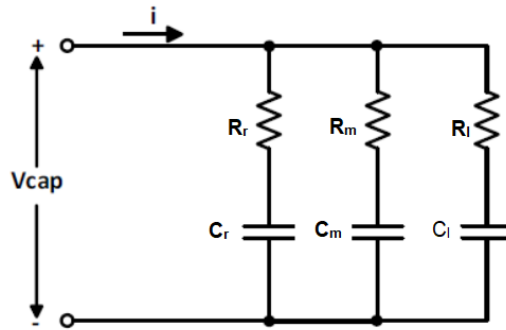


Figura 3.8 Modelo equivalente RC del supercondensador [33]

Se puede obtener mejores resultados con el aumento de ramas de la figura 3.654 pero al tener varias ramas el sistema se vuelve complejo. Por tal razón [35] explica que trabajar con tres ramas es más preciso ya que cada una modela una respuesta rápida R_r (segundos), media R_m (minutos) y lenta R_i (horas) del SC.

3.3.4 Modelo RC de línea de transmisión

En la figura 3.9 se muestra el modelo RC de línea de transmisión que es utilizado para simular directamente la estructura física y las características de los SCs. Cada rama RC está asignada para representar la capacitancia y la resistencia de cada distribución de poros en los electrodos [35].

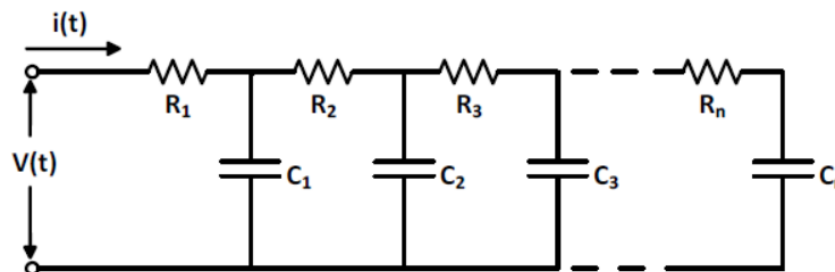


Figura 3.9 Modelo RC de línea de transmisión [33]

3.3.5 Modelo RC en serie-paralelo

Este modelo se puede observar en la figura 3.10, el cual está conformado por la combinación en serie y las ramas RC en paralelo. La resistencia en serie representa las pérdidas del SC y capacitancia en serie y las ramas RC paralelas presentan la impedancia de los poros del supercondensador [33].

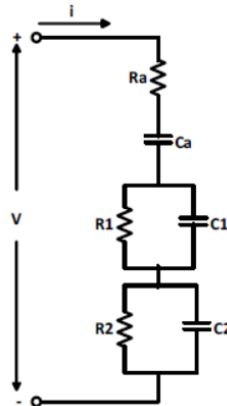


Figura 3.10 Modelo RC serie-paralelo del supercondensador [33]

3.3.6 Modelado del Banco de Supercondensadores del laboratorio de Microred de la Universidad de Cuenca Campus Balzay

El banco de supercondensadores del laboratorio tiene un conjunto de 10 supercondensadores, modelo BMOD0130 fabricados por Maxwell (USA), conectados en serie dando como resultado una capacitancia total de 13F con un voltaje nominal de 560V_{DC}. Para la conversión a corriente alterna el sistema cuenta con un convertidor de potencia trifásico bidireccional [19]. La energía total del sistema de almacenamiento es de 650 Wh asumiendo un voltaje máximo de operación de 600 V, sin embargo, dado a las limitaciones técnicas del convertidor de potencia que no puede operar a tensiones inferiores de 440 V, la energía útil del condensador equivalente se reduce a 300 Wh (ecuación 5). En la tabla 3.1 se indica los datos técnicos de los supercondensadores [36].

$$E_{util} = \frac{1}{2} C (V_{max}^2 - V_{min}^2) = \frac{1}{2} (13F) (600^2 - 440^2) = 300 Wh \quad (5)$$

Tabla 3.1 Características técnicas del supercondensador BMOD0130

Capacidad nominal [F]	130
Máxima ESR DC, inicial [mΩ]	8,1
Voltaje nominal [V]	56
Voltaje Máximo Absoluto [V]	65
Corriente continua máxima (ΔT=15°C) A _{RMS}	79
Corriente continua máxima (ΔT=40°C)	130
Corriente pico máxima, 1 second (A)	1800
Voltaje en serie máximo [V]	750

Mediante el software PSIM se ha realizado el modelo de rama simple RC, figura 3.11 en donde la capacitancia total ha sido modificada al tiempo de la simulación mediante la ecuación 6. Esta modificación permite recrear el comportamiento dinámico del supercondensador en menor tiempo de simulación aspecto que simplifica el proceso sin modificar el análisis dinámico.

$$SC = \frac{C_{total}}{t_{simulación}} = \frac{13 F}{3600 s} = 0.00361 F \quad (6)$$

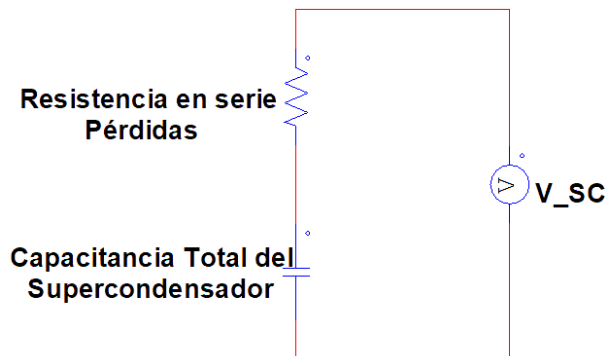


Figura 3.11 Modelo de rama simple del supercondensador implementado en PSIM®.
Fuente: Elaboración propia

3.4 Diseño del Convertidor Bidireccional de Potencia DC/AC

Para poder realizar la conexión de microturbinas eólicas, sistemas fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento de energía, etc. Con la red eléctrica es necesario una etapa de conversión basada en electrónica de potencia [37]. En la figura 3.12 se muestra el diseño de un convertidor de potencia trifásico que utiliza transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT) con diodos en antiparalelo. Este sistema permite realizar un control de corriente y tensión, así como también el control del flujo de potencia bidireccional y el factor de potencia [38].

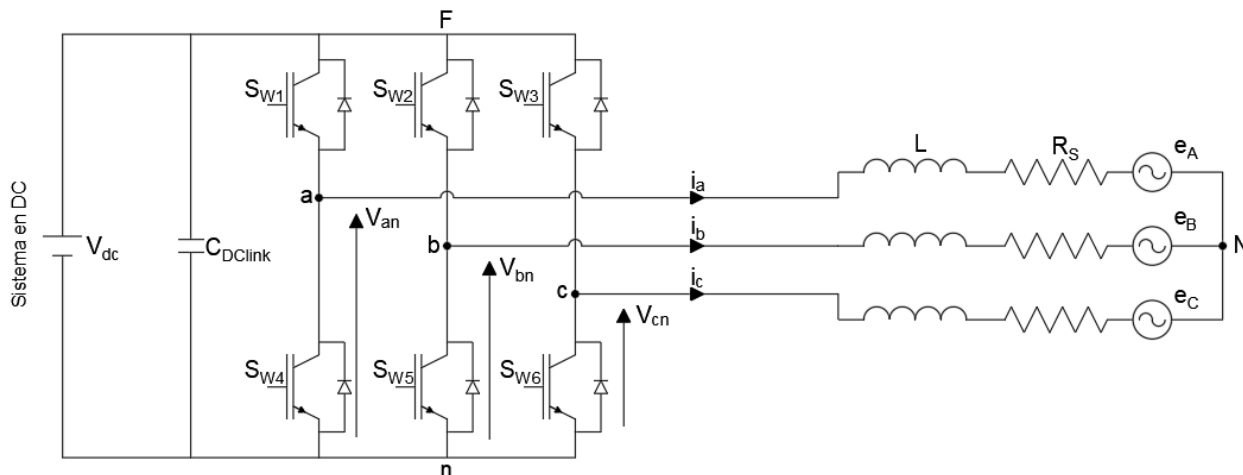


Figura 3.12 Diseño de un Convertidor de Potencia Trifásico 2 niveles[38]

Como se puede observar el convertidor consta de 6 IGBTs que se comportan como conmutadores, un capacitor C_{DClink} que se utiliza para eliminar el voltaje de rizado en el bus de continua, L es la inductancia del filtro de entrada y R_s son las pérdidas de los elementos pasivos y semiconductores del convertidor [38].

Una de las ventajas que presentan el circuito de la figura 3.12 es su tiempo de respuesta rápida debido a la inmediata conmutación de los IGBTs, los cuales son controlados por medio de la técnica de modulación de Ancho de Pulso (PWM) la cual se aplicó en esta tesis por su fácil implementación [37].

En la figura 3.12 se tiene 3 ramas S_a , S_b y S_c , y su funcionamiento se explica en la tabla 3.2 [39].

Tabla 3.2 Conmutación de los IGBTs

Rama	Estado	Conmutación
S_a	1	$S_{W1} = 1; S_{W4} = 0$
	0	$S_{W1} = 0; S_{W4} = 0$
S_b	1	$S_{W2} = 1; S_{W5} = 0$
	0	$S_{W2} = 0; S_{W5} = 1$
S_c	1	$S_{W3} = 1; S_{W6} = 0$
	0	$S_{W3} = 0; S_{W6} = 1$

Aplicando el método de PWM para las conmutaciones de la tabla anterior, las ecuaciones 7, 8 y 9 muestran los resultados del voltaje de línea en la salida de cada rama [39].

$$V_{an} = S_a * V_{dc} \quad (7)$$

$$V_{bn} = S_b * V_{dc} \quad (8)$$

$$V_{cn} = S_c * V_{dc} \quad (9)$$

Donde V_{dc} es el voltaje en DC.

3.5 Dimensionamiento del Capacitor del bus de continua

Para realizar el dimensionamiento del capacitor del bus de continua se basó en [40]. Inicialmente se debe tomar en cuenta dos aspectos importantes:

1. Rizado de tensión máximo permitido.
2. La corriente eficaz máxima permitida por los capacitores en el bus de continua.

Tomando en cuenta un rizado del 1% del voltaje DC-Link V_{dc} se tiene la ecuación 10 en donde nos muestra el voltaje de rizado ΔV_{dc} .

$$\Delta V_{dc} = 0.01 * V_{dc} \quad (10)$$

La ecuación 11 hace referencia al voltaje de rizado del bus de continua, en la cual $T_{sw} = 1/f_{sw}$.



$$\Delta V_{dc} = \left(1 - \frac{\sqrt{3}}{2} m_a\right) * \frac{T_{sw}}{2C_{DC-Link}} * i_{dc} \quad (11)$$

Donde:

m_a : es el índice de modulación.

f_{sw} : es la frecuencia de conmutación.

$i_{dc-link}$: es la corriente de la DC-Link.

$C_{DC-Link}$: es el capacitor de la DC-Link.

Finalmente, despejando C_{DClink} de la ecuación 10 nos da como resultado la ecuación 12.

$$C_{DC-Link} \geq \frac{T_{sw}}{2\Delta V_{dc}} * i_{dc} * \left(1 - \frac{\sqrt{3}}{2} m_a\right) \quad (12)$$

El índice de modulación en amplitud fija la región de operación y está determinado por la ecuación 13.

$$V_{FN_1(rms)} = m_a * \frac{V_{dc}}{2\sqrt{2}} \quad (13)$$

Definidos las ecuaciones de acuerdo con [40] se procede a realizar el dimensionamiento para nuestro caso de estudio, para ello el voltaje DC del banco de supercondensadores está dentro de un intervalo definido, es decir $V_{min} \leq V_{SC} \leq V_{max}$.

El V_{max} este sujeto al voltaje máximo permitido del dimensionamiento del banco de supercondensadores, por lo tanto, para la configuración descrita en la sección 3.4.6 el voltaje máximo del sistema es de 600 V_{dc}. el voltaje de fase *rms* es de $V_{FN_1(rms)} = 127.02 V$, estos valores reemplazando en 13, el resultado es:

$$m_a = \frac{(127.02) * (2\sqrt{2})}{600} \approx 0.6$$

El V_{min} está sujeto al índice de modulación de amplitud en el peor de los casos, para este estudio se ha fijado en 0.82 que se encuentra en un régimen lineal [40], por lo tanto, de 13 se tiene que:

$$V_{dc} = \frac{(127.02) * (2\sqrt{2})}{0.82} \approx 440 V$$

Para concluir este apartado se tiene que el voltaje de operación del banco de supercondensadores debe estar dentro de los límites de la ecuación 14, sujeto al intervalo del índice de modulación de amplitud, ecuación 15.

$$440 \leq V_{SC} \leq 600 \quad (14)$$

$$0.6 \leq m_a \leq 0.82 \tag{15}$$

Tomando en cuenta la ecuación 16 el $C_{DC-Link}$ es:

$$C_{DC-Link} \geq \frac{0.002}{2 * (4.4)} * (68.18) * \left(1 - \frac{\sqrt{3}}{2} (0.82) \right)$$

$$C_{DC-Link} \geq 450 \mu F \tag{16}$$

El valor de del capacitor de la DC-Link del laboratorio es de $4500 \mu F$ siendo este valor correcto para el resultado de la ecuación 16.

Como resultado de este análisis el valor del C_{DClink} de la ecuación 12 es aceptable hasta realizar el estado de precarga del banco de supercondensadores, es decir hasta que el voltaje llegue a 440 V, después de esto los SCs entran al punto de operación en donde la capacitancia total del sistema es de 13 F, aquí el valor del $C_{DC-Link}$ es despreciado. en la figura 3.13 se observa el diseño de las secciones 3.4 y 3.5.

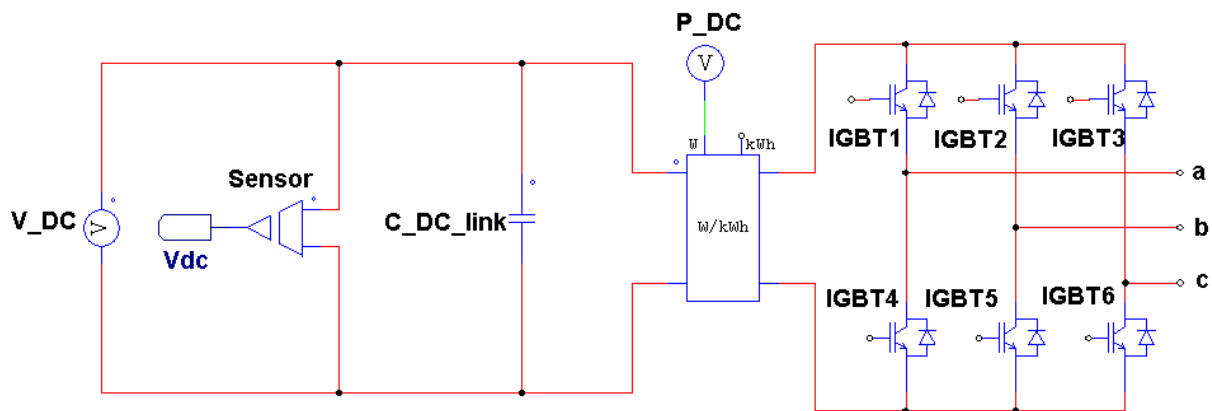


Figura 3.13 Etapa de conversión bidireccional DC/AC.
Fuente: Elaboración propia.

3.6 Modelado del convertidor bidireccional de potencia DC/AC

Para el modelado del convertidor se realiza un análisis de pequeña señal y además la utilización de la transformada de Park, la cual realiza el cambio de las coordenadas en estado estacionario a, b y c al sistema giratorio d, q y 0 [38], [41]. Del sistema giratorio el eje 0 es nulo debido a que el sistema trifásico es balanceado, sobre la componente d se realiza el control de tal manera que se mantenga en cero para evitar reactivos en el sistema, es decir la corriente y voltaje de entrada deberán estar en fase. Finalmente se realiza el control sobre la amplitud de la componente q ya que su valor definirá la potencia entregada por el inversor.

La figura 3.14 muestra el modelado de pequeña señal del convertidor, mientras que las ecuaciones 17 y 18 son las funciones de transferencia simplificadas de dicho modelado en el dominio de Laplace [38].

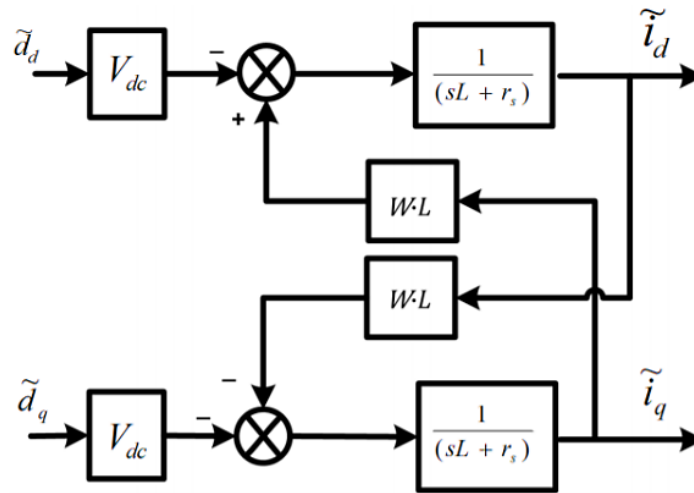


Figura 3.14 Modelado en pequeña señal [38]

$$\tilde{i}_d = \frac{WL\tilde{i}_q - \tilde{d}_d V_{dc}}{(sL + r_s)} \quad (17)$$

$$\tilde{i}_q = \frac{-WL\tilde{i}_d - \tilde{d}_q V_{dc}}{(sL + r_s)} \quad (18)$$

Los términos $WL\tilde{i}_q$ y $-WL\tilde{i}_d$ de las expresiones anteriores presentan un problema para realizar un control ya que existe una relación entre la \tilde{i}_d y la \tilde{i}_q en pequeña señal, por lo que [38] aplica la técnica de desacoplo para trabajar de forma independiente con estas señales. Este procedimiento da como resultado el modelo de la figura 3.15 y las ecuaciones 19 y 20.

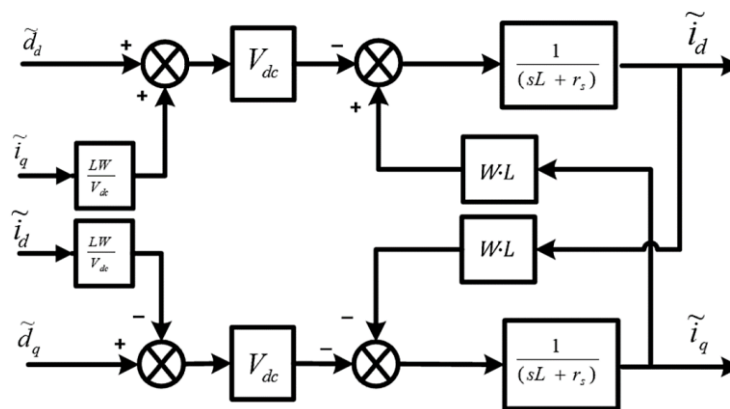


Figura 3.15 Modelado en pequeña señal con la técnica de desacoplo [38]

$$\tilde{i}_d = \frac{-\tilde{d}_d V_{dc}}{(sL + r_s)} \quad (19)$$

$$\tilde{i}_q = \frac{-\tilde{d}_q V_{dc}}{(sL + r_s)} \quad (20)$$

Una vez realizada la técnica de desacoplo del apartado anterior se procede a modelar los lazos de control de las corrientes \tilde{i}_d e \tilde{i}_q que se observan en las figuras 3.16 y 3.17 respectivamente.

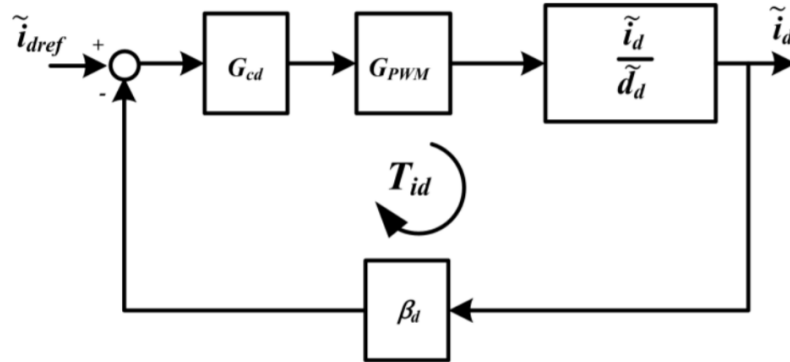


Figura 3.16 Lazo de control de corriente reactiva [38]

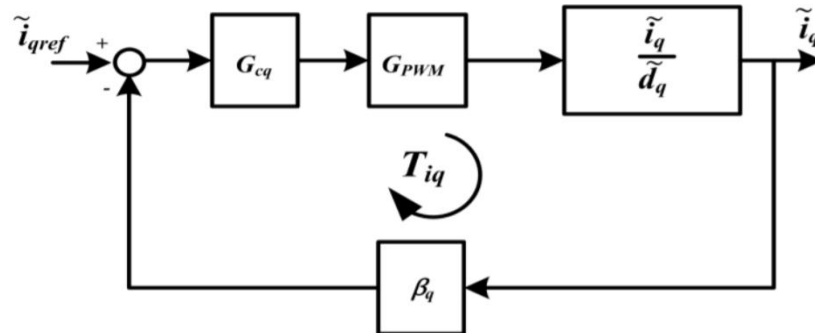


Figura 3.17 . Lazo de control de corriente activa [38]

De las figuras anteriores G_{cd} y G_{cq} son las funciones de transferencia de los controladores, β_d y β_q son las ganancias asociadas al sensado de las corrientes \tilde{i}_d e \tilde{i}_q respectivamente y G_{pwm} corresponde a la función de transferencia del PWM. Las ganancias de lazo se obtienen mediante las ecuaciones 21 y 22 [38].

$$T_{iq} = \beta_q * G_{pwm} * G_{cq} * \frac{V_{dc}}{sL + r_s} \quad (21)$$



$$T_{id} = \beta_d * G_{pwm} * G_{cd} * \frac{V_{dc}}{sL + r_s} \quad (22)$$

3.7 Sintonización de los lazos de corriente

Se procederá a realizar la sintonización de los lazos de corriente basándonos en las ecuaciones 20 y 21, en donde los parámetros $\beta_d = 1$ y $\beta_q = 1$, la función de transferencia del PWM se tomará de $G_{pwm} = 1$ correspondiente a la amplitud pico-pico, G_{cq} y G_{cd} pertenece a los controladores proporcional integral PI y por cuestiones prácticas se calibró los valores de $V_{dc} = 600 V$, $L = 1.5 mH$ y $r_s = 0.01 \Omega$, finalmente reemplazando estos valores los resultados son:

$$T_{iq} = (1) * (1) * \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) * \frac{600}{1.5 \times 10^{-3} s + 0.01}$$

$$T_{id} = (1) * (1) * \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) * \frac{600}{1.5 \times 10^{-3} s + 0.01}$$

Para encontrar los valores de la constante proporcional K_p e integral K_i se procedió a trabajar con la herramienta Sisotool de Matlab con la técnica de asignación de polos y ceros, además de aplicar los siguientes criterios:

1. La frecuencia de corte f_c debe ser igual o cercana a la mitad de la frecuencia de conmutación de los IGBTs que para este caso es de $f_{sw} = 5000 Hz$.
2. El margen de ganancia debe ser mayor a 6 dB.
3. El margen de fase debe ser mayor a 60 °.

Aplicando estos criterios se obtienen los resultados de la figura 3.18 en donde $f_c = 2.48 kHz$ siendo cercano a la frecuencia de conmutación, el margen de ganancia es infinito y el margen de fase es 90 °. Finalmente, los valores de las constantes son $K_p = 0.03962$ y $K_i = 0.12782$

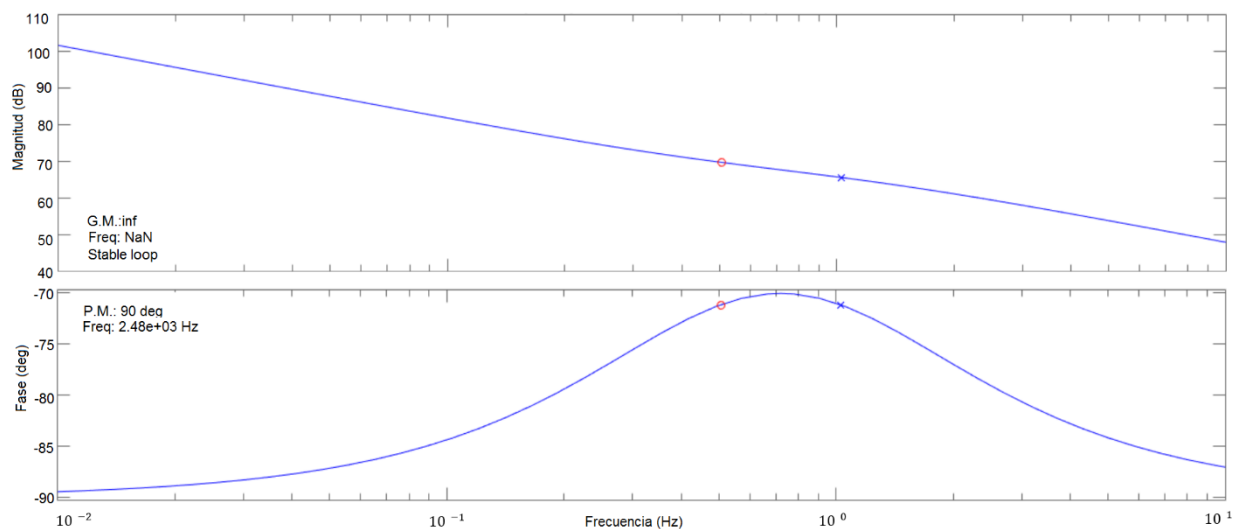


Figura 3.18 Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de corriente
Fuente: Elaboración propia.

La figura 3.19 muestra los lazos de corriente activa (cuadro azul) y reactiva (cuadro rojo) desarrollados en PSIM® para la simulación del sistema en estudio.

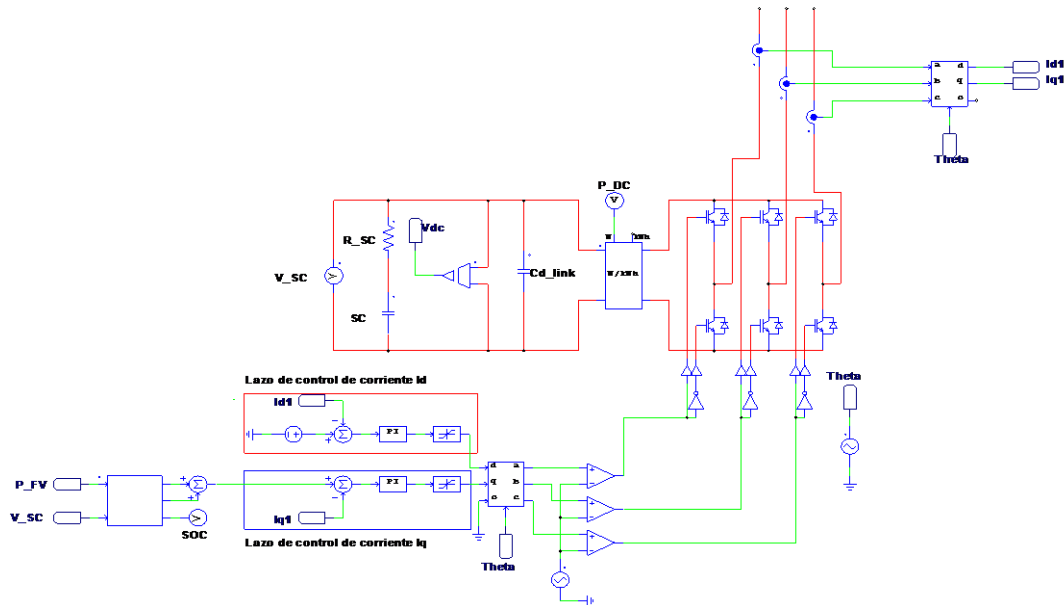


Figura 3.19 Topología de los lazos de corriente activa y reactiva
Fuente: Elaboración propia

3.8 Filtro LCL

Normalmente la etapa de filtrado a la salida de convertidores de potencia es necesaria con el fin de reducir la distorsión armónica, uno de los filtros más sencillos es el compuesto por un inductor en la salida de los convertidores de potencia que actúa como filtro para la reducción de armónicos. Pero para convertidores que trabajan con valores iguales o por encima de los kilovatios de potencia es necesario el uso de filtros con mayor desempeño como el de tipo LCL [42].

Los filtros LCL son utilizados para reducir los armónicos de corriente y voltaje provocados por la frecuencia de conmutación. Este tipo de filtro están constituidos por dos inductores y un capacitor por lo que presenta una mejor solución industrial ya que la atenuación del filtro LCL es de -60 dB/dec para armónicos de orden superior a la frecuencia de resonancia, mientras que del filtro L es de -20 dB/dec , además de su bajo costo debido a valores limitados de los inductores y el capacitor [42], [43].

La topología y ubicación del filtro LCL se puede observar en la figura 3.20.

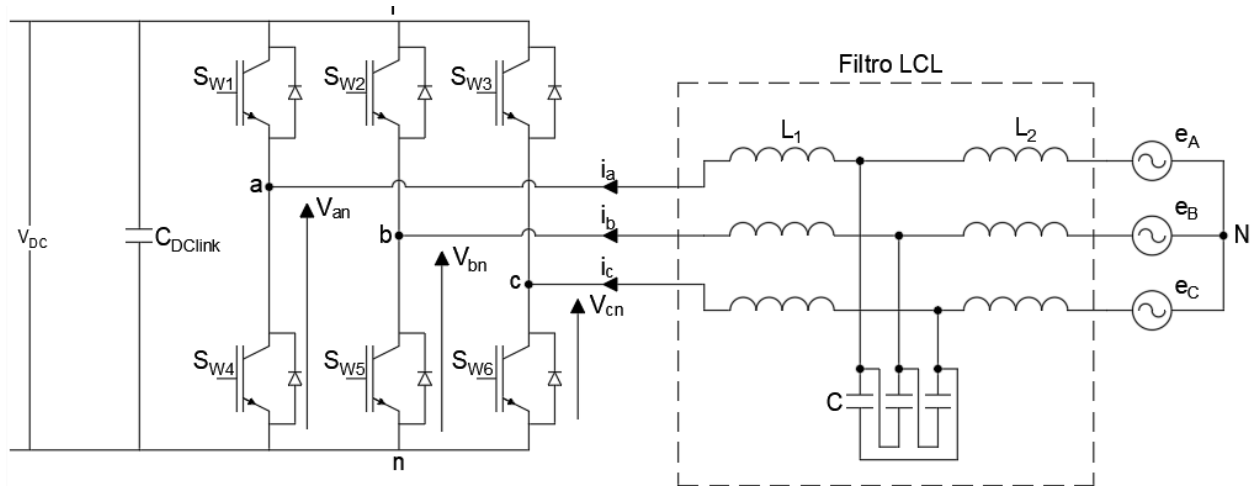


Figura 3.20 Topología y ubicación del Filtro LCL

Fuente: Elaboración propia.

Cálculo de los parámetros del filtro LCL

Esta tesis se basó en [42] y [43] para calcular los parámetros del filtro LCL. En la figura 3.21 se muestra el circuito equivalente por fase donde R_{s1} , R_{s2} y R_C son las resistencias de pérdidas de L_1 , L_2 y C respectivamente.

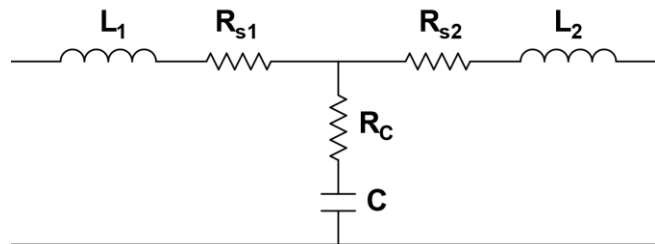


Figura 3.21 Filtro LCL por fase

Fuente: Elaboración propia

Inductores L_1 y L_2

Los valores de L_1 y L_2 deben ser dimensionados de tal manera que la onda de corriente no sea distorsionada y además de que sus valores no aumenten el peso, volumen y costo de los inductores. Por tal razón L_1 y L_2 debe mantener un compromiso entre la calidad de onda de corriente y sus características. La ecuación 23 nos muestra el cálculo de L_1 [43].

$$L_2 \leq \frac{0.05 * V_{línea} * \delta}{\Delta i_{out} * f_{sw}} \quad (23)$$

Donde:



V_{linea} : es el voltaje de línea de la red.

f_{sw} : es la frecuencia de conmutación del inversor.

δ : es el ancho máximo del PWM del inversor.

Δi_{out} : es la corriente de rizado máxima esperada en la corriente de salida y se obtiene mediante 24.

$$\Delta i_{out} = 5 \% * I_{pico} \quad (24)$$

La ecuación 25 muestra el cálculo de L_2 que tiene una correlación con los límites de L_1 que según [43] mantienen las características mencionadas anteriormente.

$$\frac{1}{10}L_2 \leq L_1 \leq \frac{1}{5}L_2 \quad (25)$$

Capacitores C

El valor del capacitor debe ser dimensionado para una atenuación cercana a la frecuencia de conmutación y además no afectar a la frecuencia de la red. Este arreglo de condensadores absorbe la potencia reactiva de la red evitando un aumento de corriente en L_1 . La ecuación 26 presenta el cálculo de C [43].

$$C = \frac{Q_c}{2\pi * f_{red} * V_{linea}^2} \quad (26)$$

Donde:

Q_c : es la potencia absorbida por el filtro, su valor varía entre el 15 % y el 25 % de la potencia activa del convertidor.

f_{red} : es la frecuencia de la red.

V_{linea} : es el voltaje de línea de la red.

Frecuencia de resonancia f_0

Las literaturas [42] y [43] nos muestra el cálculo de la frecuencia de resonancia. El valor de f_0 debe estar dentro de los límites de la ecuación 27.

$$10f_{red} \leq f_0 \leq \frac{1}{2}f_{sw} \quad (27)$$

La frecuencia de resonancia depende de los parámetros calculados anteriormente y su valor se obtiene mediante la ecuación 28.

$$f_0 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 * L_2 * C}} \quad (28)$$

En la tabla x se muestra los valores de cada parámetro del filtro LCL del Laboratorio de Microred.

Tabla 3.3 Parámetros del filtro LCL del Laboratorio de Microred

Parámetro	Valor
f_{sw}	5 kHz
f_{red}	60 Hz
L_1	1.5 mH
L_2	1.5 mH
C	75 μF

De acuerdo con la ecuación 28 y los valores de la tabla x se tiene que la frecuencia de resonancia es:

$$f_o = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1.5 \text{ mH} + 1.5 \text{ mH}}{1.5 \text{ mH} * 1.5 \text{ mH} * 75 \mu F}} = 671.06 \text{ Hz}$$

Comprobamos que este dentro de los límites de la ecuación 21.

$$600 \leq 671.06 \leq 2500$$

Como se observa $f_o = 671.06 \text{ Hz}$ cumple con las condiciones descritas.

La implementación del filtro LCL del laboratorio en PSIM[®] se muestra en la figura 3.22.

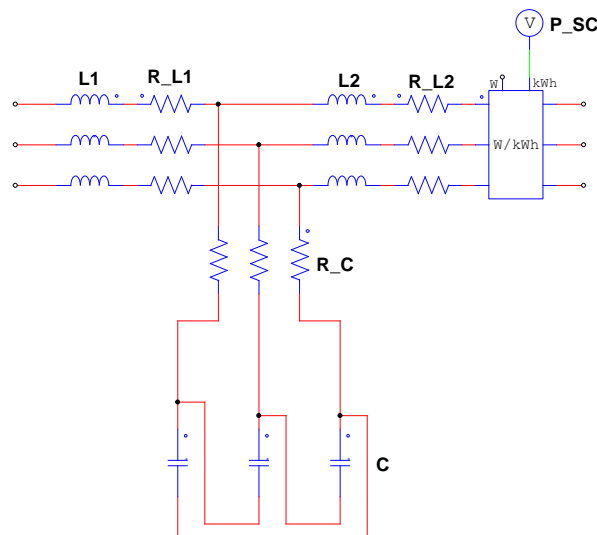


Figura 3.22 Topología del filtro LCL en estudio
Fuente: Elaboración propia.



Capítulo 4: Modelado del sistema de energía e implementación de algoritmos de gestión

4.1 Modelado Detallado del Sistema de Energía

En el anexo 2 se observa el sistema de energía a detalle, con el sistema de control a partir del modelo de pequeña señal, en el cual se comprobó el funcionamiento de los modelos de la planta fotovoltaica y del banco de supercondensadores con las características reales del sistema. Del mismo modelo, se verifica el comportamiento y control de las corrientes i_d e i_q de las cuales con i_d se controla la potencia reactiva, mientras que i_q controla el valor de la potencia activa que será inyectada en la red. Finalmente se verificó que las corrientes de salida del modelo del inversor son completamente sinusoidales. Bajo este modelo, el comportamiento dinámico del sistema de control es corroborado. Es importante destacar que este modelo aplica una tasa de muestreo de 3.6kHz por lo que se modelan dinámicas de alta frecuencia asociadas a la frecuencia de conmutación, comprobándose la estabilidad del sistema de control. La alta resolución del modelo utilizado implica un gasto computacional alto, por lo que el comportamiento bajo este modelo es comprobado únicamente ante dinámicas particulares descritas en el capítulo 5, en él se detallan los comportamientos dinámicos acordes de un sistema de energía de estas características.

El modelo del anexo 2 es importante ya que nos permite realizar un análisis dinámico de las corrientes y controladores del sistema, en él se observan los controladores de corriente asociados al sistema de almacenamiento. Es importante destacar que para el estudio de las técnicas de control de reducción de fluctuaciones es utilizado un modelo simplificado con la finalidad de reducir el tiempo de simulación.

4.2 Modelado Simplificado del Sistema de Energía

En la figura 4.1 se observa el modelo simplificado para realizar el análisis de energía y la respuesta en tiempo real de los SCs a las variaciones del sistema solar fotovoltaicas. En relación a la figura 4.1, Se han identificado en 4 zonas, la zona 1 hace referencia al modelado del sistema fotovoltaico el cual es el mismo modelo explicado en el capítulo anterior.

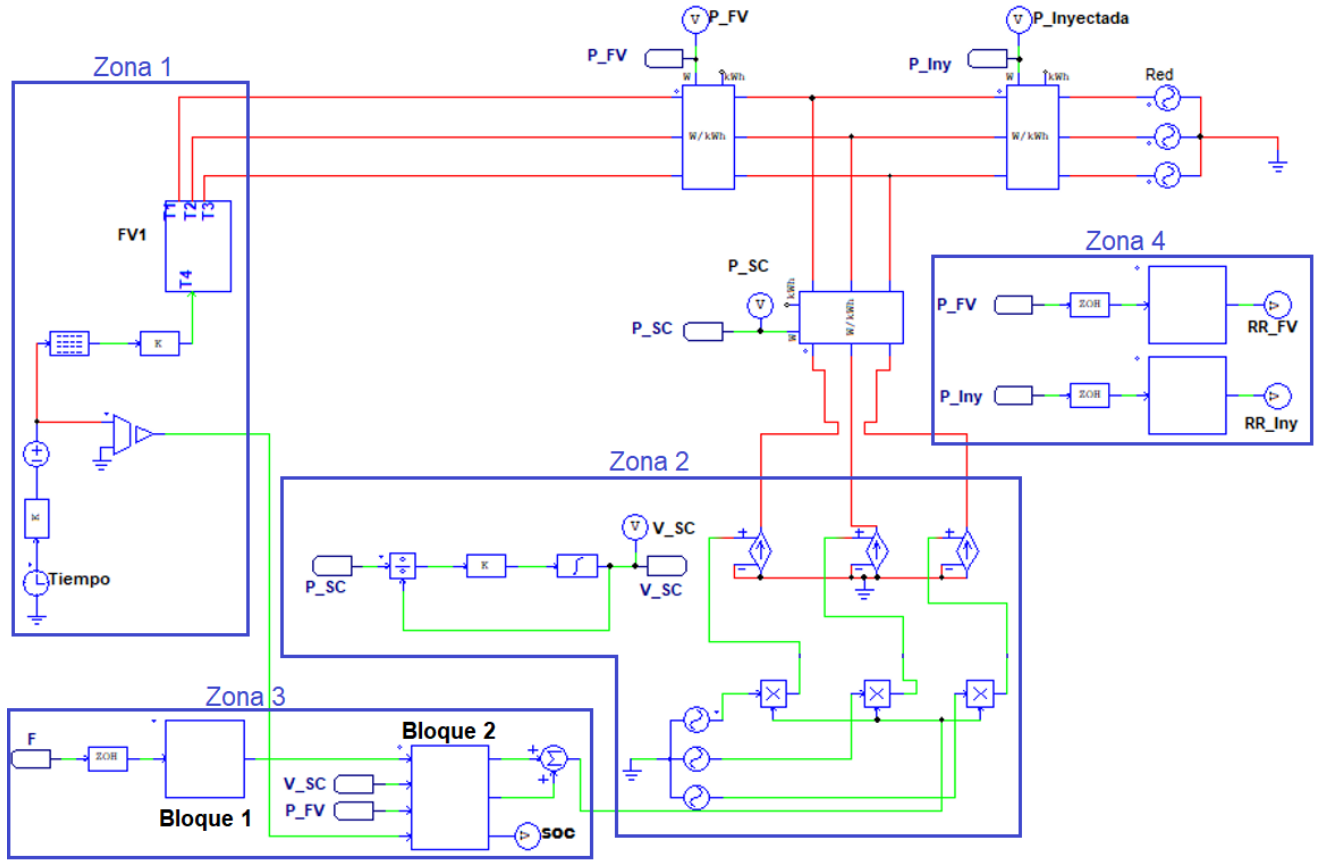


Figura 4.1 Modelo simplificado del sistema total en estudio
Fuente: Elaboración propia

En la zona 2, se encuentra el modelado simplificado del banco de supercondensadores el cual está basado en la ecuación 29. En esta parte el valor de voltaje es sentido para realizar el control de carga y descarga del SC por el bloque de programación.

$$V_{SC} = \frac{1}{C} \int i(t) dt \quad (29)$$

La zona 3 refiere a los bloques de programación, en el bloque 1 se encuentran las líneas de código de los diferentes algoritmos de gestión de energía y en el bloque 2 el control del estado de carga del banco de supercondensadores.

Finalmente, la zona 4 se encuentra los bloques de programación de la rampa de potencia fotovoltaica e inyectada en donde se comprueba la dinámica de las variaciones y que sus valores no sobrepasen los límites expuestos en la siguiente sección.



4.3 Cálculo de la tasa de variación de Potencia (Ramp-Rate)

Como se explicó en capítulo 2, las fluctuaciones de potencia eléctrica pueden provocar inestabilidad en la red, por esta razón varios países han establecido políticas en los códigos de Red Eléctrica para que las plantas fotovoltaicas puedan inyectar energía al sistema. Las tasas de variación de potencia es uno de los parámetros que deben estar definidos dentro de límites de operación puede presentarse en un porcentaje de la capacidad nominal de la planta, como también en límites de potencia en intervalos de minutos o segundos. Por ejemplo, la red eléctrica de Irlanda (EirGrid), establece una rampa de hasta $30 \text{ MW}/\text{minuto}$, en Hawai (HECO) $\pm 2 \text{ MW}/\text{minuto}$ y en Puerto Rico (PREPA) considera una rampa máxima del $10\%/\text{minuto}$ de la potencia nominal de la Planta. Otras regulaciones limitan las variaciones en el orden de segundos, tal es el caso de Dinamarca que permite una potencia máxima de $100 \text{ kW}/\text{s}$ [43], [44].

Para nuestro caso de estudio se ha implementado la regulación de PREPA (Puerto Rico) el cual permite una variación máxima del $10\%/\text{min}$ de la potencia nominal de la planta fotovoltaica, la tasa máxima de cambio esta descrita en la ecuación 30.

$$RR = \frac{(10\%) * (P_{nom})}{\text{minuto}} [W/\text{min}] \quad (30)$$

En este sentido, las variaciones de potencia presentan una base de tiempo de 1 min. Sin embargo, las acciones de control deben ejecutarse en intervalos mucho menores, en el caso de estudio, el sistema de control presenta un tiempo de respuesta cercano a los 0.5s sujeto al retardo típico de la comunicación y procesamiento de la información en el sistema de control disponible.

En el caso de estudio, dado a la capacidad de 15kWp , la tasa de cambio máxima es de $|RR| \leq 1.5 \text{ kW}/\text{min}$ o en términos de segundos podría expresarse como $|RR| \leq 25 \text{ W}/\text{s}$.

En el anexo 3, se presenta las líneas de código desarrolladas en la zona 4 de la figura 4.2 en las que se ha trabajado en intervalos de 5 segundos.

4.4 Estrategias de Control

Existen estudios hoy en día con diferentes estrategias utilizadas para mitigar la variación de la potencia generada por sistemas de generación fotovoltaica (P_{FV}), en este estudio se han comparado 3 métodos y todos se han sintonizado para que las variaciones de potencia no sobrepasen los límites permitidos. En el estudio se utiliza un banco de supercondensadores (SCs) como sistema de almacenamiento dado a la alta densidad de potencia, tiempo de carga/descarga en el orden de los segundos, ciclo de vida prolongado [9], este sistema tiene la función de absorber o suministrar la energía necesaria para reducir las variaciones instantáneas de la energía inyectada a la red. Todos los métodos estudiados suministran una señal de referencia al sistema de almacenamiento, ésta denominada potencia de referencia ($P_{SC \text{ ref}}$), la cual que permite manejar la potencia inyectada por el sistema de almacenamiento. La potencia del SC (P_{SC}) está relacionada con la potencia generada por el sistema fotovoltaico (P_{FV}) mediante

la ecuación 31, obteniendo la potencia inyectada a la red (P_{iny}). El esquema que representa el sistema bajo estudio es mostrado en la Figura 4.2.

$$P_{iny} = P_{FV} + P_{SC} \quad (31)$$

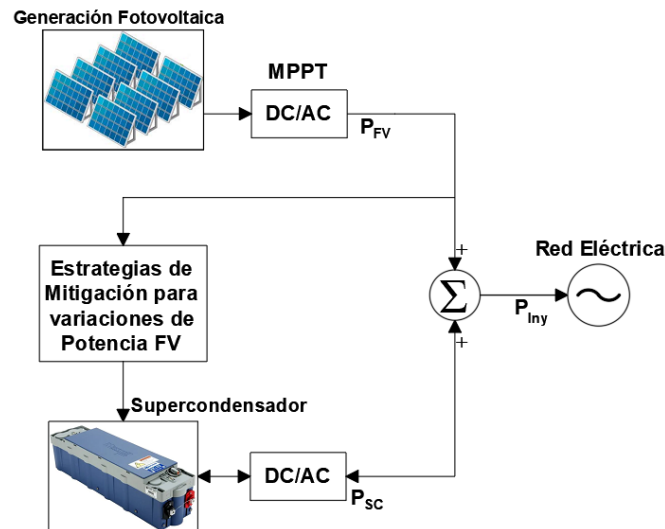


Figura 4.2 Diagrama de bloques del sistema bajo estudio
Fuente: Elaboración propia

4.4.1 Estrategia basada en un algoritmo de control de rampa de potencia.

El método del algoritmo de control de rampa se utiliza para controlar las fluctuaciones de salida de potencia en una planta fotovoltaica, consiste en sensar la potencia generada por el sistema solar fotovoltaico y determinar las variaciones dinámicas de la potencia inyectada. La técnica limita la razón de cambio o pendiente de la potencia inyectada cuando se sobrepasan el límite previamente establecido [1].

En la figura 4.3, se muestra la implementación generalizada de esta estrategia en donde la potencia fotovoltaica (P_{FV}) es sensada y evaluada por el módulo de control con el fin de comprobar que no supere los límites de tasas de variación de potencia definida según la normativa aplicada. Si los valores están dentro de los límites, la potencia fotovoltaica es inyectada directamente a la red, de manera que $P_{SC\ ref} = 0$, en caso contrario se genera una $P_{SC\ ref}$ tal que P_{SC} permita una P_{iny} de acuerdo a los límites establecidos. En el caso de estudio se utiliza una constante de limitación de rampa de $45W/5s$.

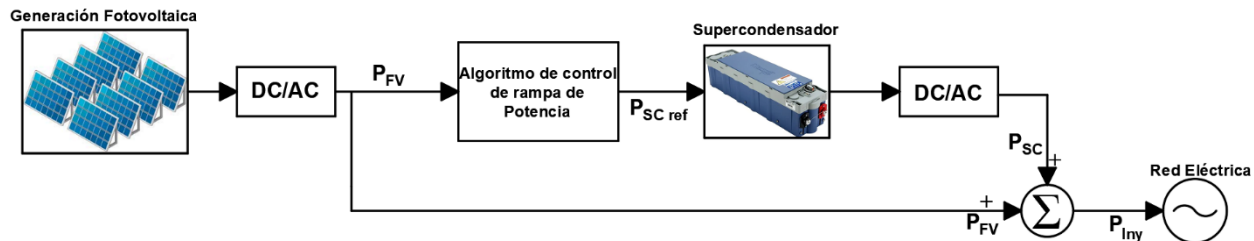


Figura 4.3 Diagrama de Control de rampa de potencia
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 4.4 se puede observar el bloque de programación en PSIM® de algoritmo de control de rampa, como entrada se tiene la potencia fotovoltaica P_{FV} y de salida la potencia de referencia $P_{SC\ ref}$ que va directamente al banco de supercondensadores, como se había explicado en la sección 4.3 el sistema de control presenta un tiempo de respuesta cercano a los 0.5s equivalente a un ZOH de 2Hz.

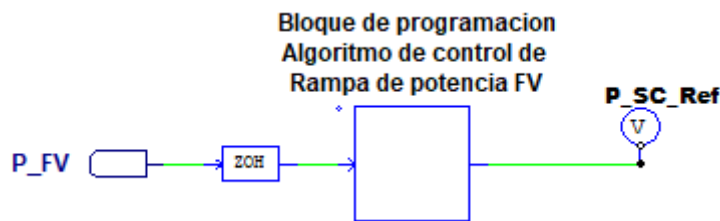


Figura 4.4 Bloque de programación de la estrategia de control de rampa de potencia.
Fuente: Elaboración propia.

En el anexo 4, se presenta el código utilizado para controlar las tasas de variación de potencia fotovoltaica.

4.4.2 Estrategia de Control basada en un Filtro Pasa Bajo (LPF) de primer orden.

El método del filtro LPF, por sus siglas en inglés (Low-Pass Filter) es utilizado para determinar las componentes de altas frecuencias de la potencia fotovoltaica, en esta técnica, el filtro con ganancia unitaria y una constante de tiempo son parámetros que permiten establecer la referencia $P_{SC\ ref}$ [45]. La ecuación 32, presenta la función de transferencia de un filtro LPF de primer orden.

$$H(s) = \frac{1}{T_f s + 1} \quad (32)$$

Donde T_f es la constante de tiempo del filtro y es esencial para determinar la reducción de las variaciones de potencia, si el valor de T_f es grande se podrá evidenciar mejor el efecto de suavizado [46]. Para el caso de estudio se utiliza una constante de tiempo $T_f = 8\ min$.

En la Figura 4.5, se muestra un esquema de la implementación de este método, el filtro LPF actúa sobre la P_{FV} atenuando las altas frecuencias y dejando pasar las bajas frecuencias, esta

salida es restada con la P_{FV} generando así la señal de referencia P_{ref} que se dirige a una función de banda muerta (BM). La función de banda muerta evita que el banco de supercondensadores realice el seguimiento de pequeñas variaciones de la P_{ref} que son consideradas insignificantes como para realizar una acción de control sobre ellas, esto mejora la robustez del sistema de control a los parámetros del banco de supercondensadores. Finalizada la función de BM, se genera la $P_{SC\ ref}$ [47], [48]. Se ha considerado que el seguimiento no sea realizado a variaciones menores a 500W.

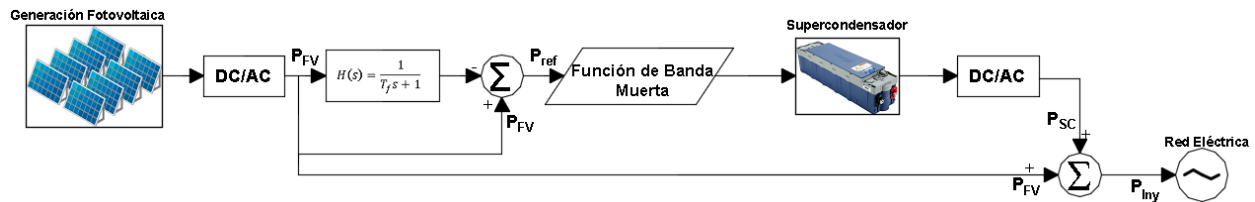


Figura 4.5 Diagrama de control basada en un Filtro Pasa Bajo
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 4.6 se muestra la topología de control mediante el filtro LPF desarrollado en PSIM® en el cual se realiza la resta entre la potencia fotovoltaica y la señal filtrada, la salida es sensada y entra al bloque de programación mediante un muestreo de ZOH=2Hz.

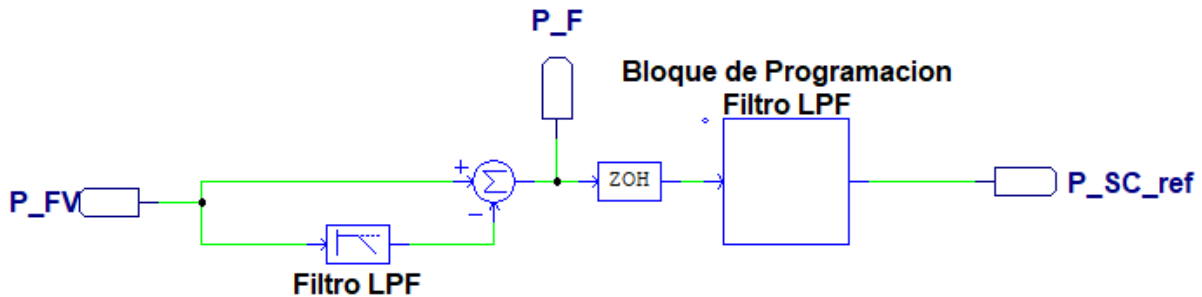


Figura 4.6 Bloque de programación de la estrategia de filtro LPF en PSIM®
Fuente: Elaboración propia.

De la figura anterior la señal de entrada al bloque de programación es procesada por las siguientes líneas de código presentadas en el anexo 5.

4.4.3 Estrategia de Control basada en un algoritmo de Media Móvil.

La estrategia de media móvil (MA) por sus siglas en inglés (Moving Average) es uno de los métodos de suavizado más comunes, su funcionamiento se basa en el cálculo del promedio móvil de la potencia fotovoltaica actual y anteriores para una ventana de tiempo determinada T , tal como se observa en la ecuación 33 [1].

$$P_{MA}(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t P_{PV}(t) dt \quad (33)$$

Dependiendo de la ventana de tiempo T , el filtrado de las variaciones de potencia $P_{PV}(t)$ será más o menos significativo. Varios estudios con esta estrategia han comprobado que la ventana de tiempo es independiente de la sección de la planta fotovoltaica y que la misma solo tiene dependencia con los límites máximos permitidos según normativas vigentes [1].

La Figura 4.7, muestra la implementación de este método, la señal de entrada del algoritmo de la media móvil es la potencia fotovoltaica P_{FV} que será procesada para una ventana de tiempo T . P_{FV} se resta con la señal de salida del módulo de control y la P_{ref} sigue el mismo procedimiento explicado en el método del LPF [48].

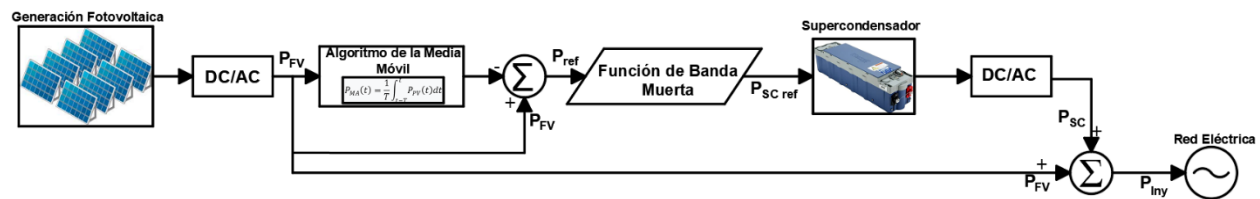


Figura 4.7 Diagrama de control basada en el algoritmo de media móvil
Fuente: Elaboración propia

En la figura 4.8 se puede observar la implementación de esta estrategia mediante PSIM® en donde la P_{FV} entra al bloque de programación y su salida va directamente al banco de supercondensadores. En el caso de estudio, se ha utilizado una ventana de tiempo, de 200 segundos y de igual manera que los casos anteriores un ZOH=2Hz.

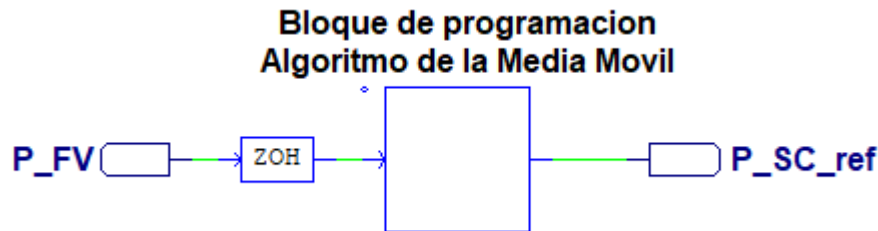


Figura 4.8 Bloque de programación del algoritmo de la estrategia de media móvil en PSIM®. Fuente: Elaboración propia

En el bloque de programación la señal P_{FV} es procesada mediante el código presentado en el anexo 6

4.5 Control de Estado de Carga (SOC) en el Banco de Supercondensadores

Independientemente de la técnica de reducción de fluctuaciones de la potencia del sistema solar fotovoltaico utilizada, en el uso de sistemas de almacenamiento es necesario el control del su

estado de carga (SOC), en el caso del uso de supercondensadores, el estado de carga se estima mediante la ecuación 34.

$$\%SOC = \frac{V_{SC} - V_{min}}{V_{max} - V_{min}} \quad (34)$$

Donde,

V_{max} : Voltaje Máximo

V_{min} : Voltaje Mínimo

V_{SC} : Voltaje de operación del SC

Como se puede observar en la ecuación 33, el SOC depende exclusivamente del voltaje del SC. Estos voltajes están sujetos por las condiciones técnicas del banco de supercondensadores y el convertidor de potencia asociado.

El control del sistema de almacenamiento de este estudio es manejado bajo 2 premisas claramente definidas, en la figura 4.9, se identifica el control de fluctuaciones, que se encarga limitar la energía entregada por el SC ante una eventual descarga en el estado crítico, de la misma manera ocurre ante una carga, la energía absorbida por el SC es limitada ante una carga completa del SC.

La segunda parte se refiere al control del SOC y opera cuando las fluctuaciones de potencia están dentro de los límites permitidos. En este estado el SOC es restaurado a un SOC_{ref} luego de una variación de potencia, este está definido de acuerdo a las variaciones de radiación que presenten cada día, es decir, el SOC_{ref} puede estar cerca del SOC_{max} para un día claro, ya que podría haber una caída de la radiación, entonces el SC entregaría la energía suficiente para reducir la variación la potencia del FV, por otro lado, el SOC_{ref} puede estar cerca del SOC_{min} en días nublados ya que puede haber una elevada radiación, entonces el SC absorbe la potencia FV en exceso [1].

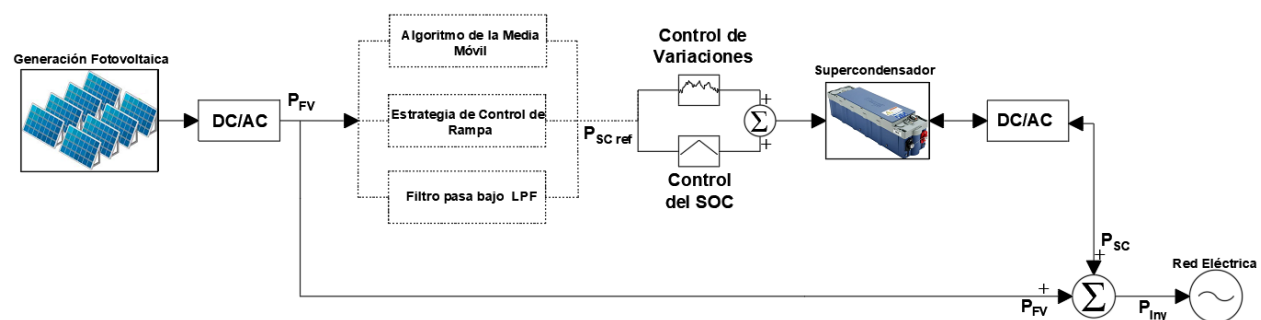


Figura 4.9 Diagrama de control del sistema de almacenamiento. Fuente: Elaboración propia

En el estudio, el estado de carga de referencia SOC_{ref} es derivado de un análisis de las variaciones típicas de potencia del sistema FV, de tal manera, que se han dividido en diferentes intervalos de tiempo con un SOC de referencia acorde a las variaciones de cada intervalo, en la Tabla 4.1, se observa los resultados del análisis.

Tabla 4.1 Intervalos del Estado de Carga de Referencia del SC.

Intervalo de Tiempo	SOC_{ref}
6:00 am – 8:00 am	20 %
8:00 am – 10:00 am	40 %
10:00 am – 12:00 pm	60 %
12:00 pm – 13:00 pm	70 %
14:00 pm – 16:00 pm	40 %
16:00 pm – 18:00 pm	20 %

La figura 4.10, muestra el bloque de programación de control del SOC en donde las entradas P_{SC_ref} y V_{SC} son la señal de salida de las 3 estrategias expuestas en la sección anterior y el sensado del voltaje del supercondensador respectivamente, estas dos premisas son esenciales para definir el control de variaciones y del SOC. Además, las entradas P_{FV} y Tiempo, son utilizadas para mantener el SOC en la referencia de la tabla 4.1 de acuerdo al intervalo de tiempo correspondiente.

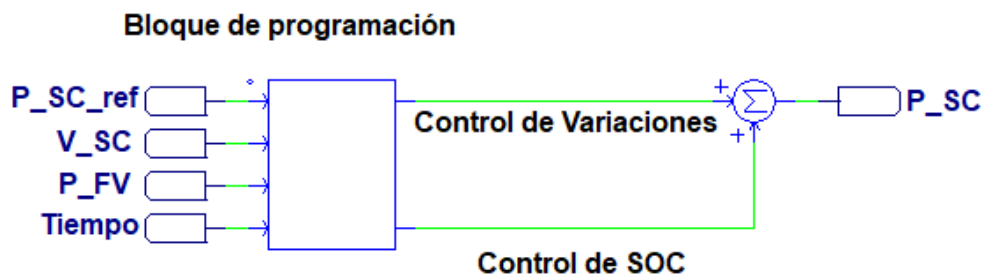


Figura 4.10 Bloque de programación del control de estado de carga SOC en PSIM®.
Fuente: Elaboración propia.

El código utilizado para el control del SOC se presenta en el anexo 7.

4.6 Estimación de Dimensionamiento del Sistema de Almacenamiento en Estudio

Uno de los aspectos más importantes en el desarrollo de sistemas que reduzcan las fluctuaciones de energía solar conectados a red es la capacidad necesaria de los sistemas de almacenamiento. Generalmente en las investigaciones encontradas en la literatura no hacen mención a la capacidad necesaria que estas debieran tener, para el análisis del peor caso en este estudio, la figura 4.11, muestra un cambio repentino desde una P_{max} , a cero. Bajo esta circunstancia el

sistema de almacenamiento debe proveer la energía indicada mediante la sombra de la figura 4.11, para poder cumplir con la razón de cambio deseada. En este sentido, bajo una aproximación lineal la potencia $P(t)$ puede definirse mediante la ecuación 35.

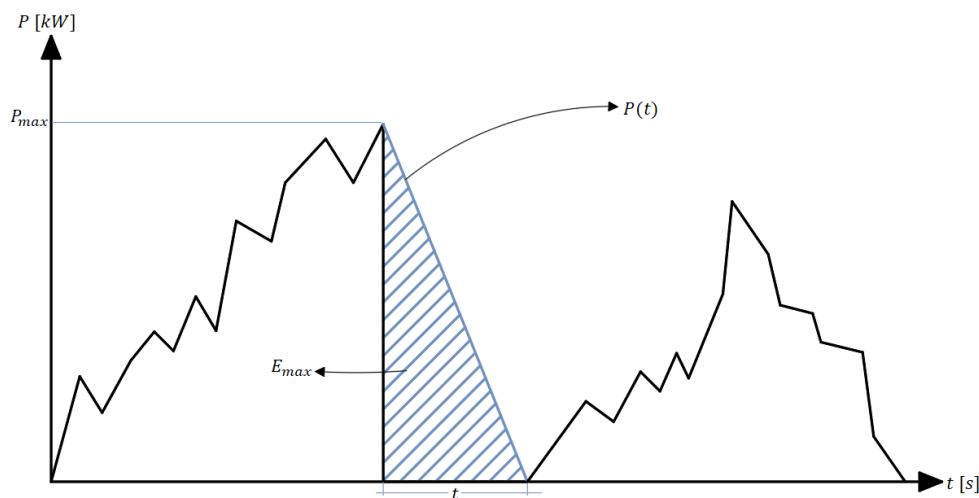


Figura 4.21 Comportamiento del peor caso del sistema solar fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

$$P(t) = \alpha t + \beta \quad (35)$$

Donde α es la pendiente de la recta y su valor está dado por la ecuación 30, y β representa la potencia instantánea en el origen, como peor caso se tiene la potencia máxima P_{max} .

En el caso de $\alpha = 0.1P_{max}/min$, se tiene que $P(t)$ está representado mediante la ecuación 36.

$$P(t) = -0.1 \frac{P_{max}}{min} t + P_{max} \quad (36)$$

Donde el tiempo en que se alcanza $P(t) = 0$ es $t = 1/6 h$, y la energía máxima necesaria ante un cambio súbito en la generación está dada por la ecuación 37.

$$E_{max} = \frac{P_{max}}{12} [kW \cdot h] \quad (37)$$

En el caso de estudio con un sistema de generación con capacidad nominal de $15kWp$, con la consideración de la ecuación 37, se necesitaría una capacidad de almacenamiento superior a 1.25 kWh.

De acuerdo al comportamiento presente en la zona de estudio, las variaciones típicas en días con alta nubosidad, oscilan entre $0.5P_{max} \leq \Delta P \leq 0.7P_{max}$ en intervalos de tiempo que pueden estar en el orden de unidades de segundo hasta las decenas de segundo. La figura 4.12, muestra una fluctuación típica correspondiente al 13/11/2019, ante esta condición la variación es de $\Delta P = 0.51P_{max}$, en un intervalo de tiempo $\Delta t = 15s$.

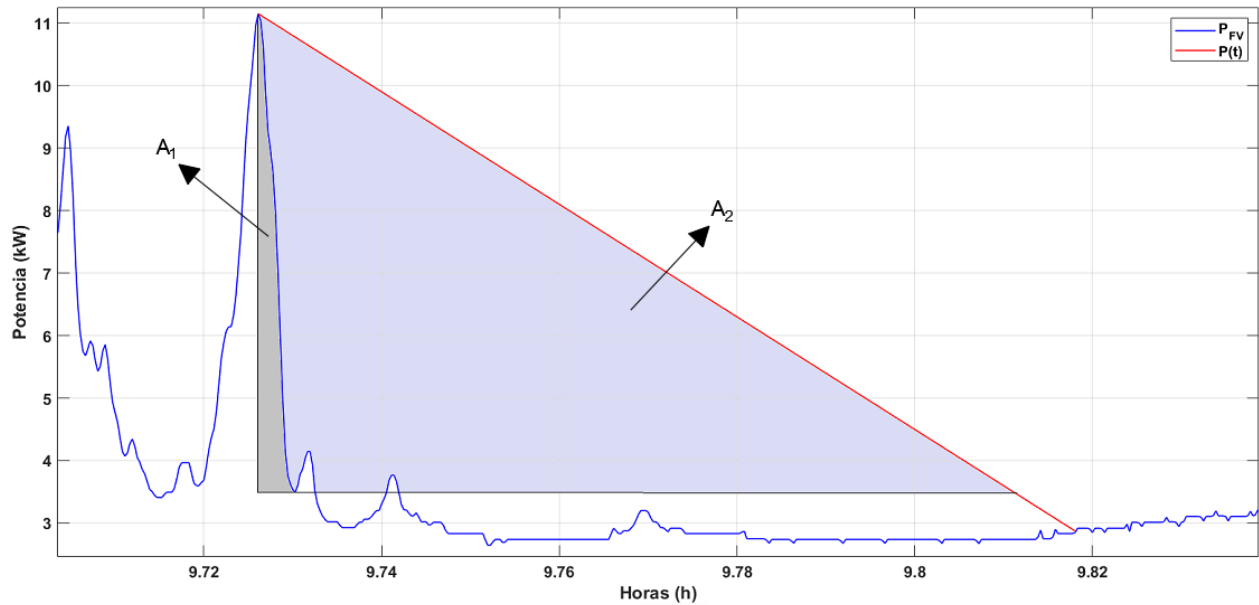


Figura 4.32 Energía necesaria A_2 para cumplir con la regulación. Fuente: Elaboración propia.

El área 2 de la figura 4.12 es la energía necesaria para que la variación fotovoltaica cumpla con la regulación, tomando en cuenta la ecuación 38, se tiene que:

$$P_{min} = -0.1 \frac{P_{max}}{min} t_2 + P_{max} \quad (38)$$

Despejando t_2 :

$$t_2 = \frac{\Delta P}{0.1 \frac{P_{max}}{min}} = \frac{0.51 P_{max}}{0.1 \frac{P_{max}}{min}} = 5.10 \text{ min}$$

Entonces, A_2 (área del triángulo) está dado por la ecuación 39.

$$A_2 = \frac{0.51 P_{max} * 5.10 \text{ min}}{2} = 1.3 P_{max} \cdot \text{min} \quad (39)$$

El área A_1 hace referencia a la energía producida durante la variación de potencia fotovoltaica durante los 15s, ecuación 40.

$$A_1 = \frac{0.51 P_{max} * 15 \text{ s}}{2} = \frac{0.51 P_{max} * 0.25 \text{ min}}{2} = 0.063 P_{max} \cdot \text{min} \quad (40)$$

La ecuación 41, es la energía que debería suministrar el banco de supercondensadores.



$$E_{SC} = A_2 - A_1 \quad (41)$$

$$E_{SC} = 1.3 P_{max} \cdot min - 0.063 P_{max} \cdot min = 1.2381 P_{max} \cdot min$$

Tomando en cuenta nuestro caso de estudio.

$$E_{SC} = 1.2381(15 \text{ kW}) \cdot \frac{1h}{60min} * min = \frac{P_{max}}{48} = 309.53 \text{ Wh}$$

En la sección 3.3.6 del capítulo 3 se menciona que la capacidad del banco de supercondensadores es de $330Wh$, por lo tanto, de acuerdo al resultado de la ecuación 40, el sistema de almacenamiento será capaz de suplir la suficiente energía como para suavizar la potencia fotovoltaica.

Capítulo 5: Análisis y Resultados

En este capítulo se analizará las estrategias presentadas en el capítulo 4, para definir cuál presenta mayor ventaja y proporciona una mejor efectividad, ya que un sistema fotovoltaico produce energía en función a la radiación solar, recurso que no es predecible por lo cual es de importancia realizar un estudio en base a los métodos implementados en complemento con el sistema fotovoltaico bajo estudio, para así tener una mayor eficacia en términos de producción.

5.1 Análisis y resultados del modelo detallado de energía

Como se había explicado en la sección 4.1 del capítulo anterior, el modelo completo del sistema de energía involucra un gasto computacional elevado y tiempos de simulaciones prolongadas, por tales razones se ha procedido a verificar que las corrientes en la salida del sistema de almacenamiento sean sinusoidales y además que se cumpla con la inyección de potencia de acuerdo a una referencia generada. En la figura 5.1 se muestra la dirección de las corrientes, siendo positivas cuando se inyecta potencia y negativa cuando se absorbe potencia.

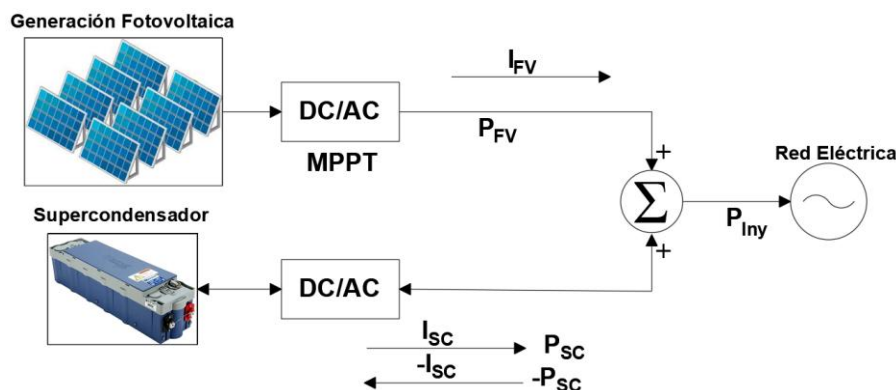


Figura 5.1 Dirección de las corrientes del sistema de almacenamiento
Fuente: Elaboración propia

Para cada uno de los análisis posteriores se realizó en un tramo de 900 segundos (15 minutos) y su equivalente en la simulación está dado por la ecuación 42.

$$t_{simulación} = \frac{t_{real} * 0.00027778}{1s} = \frac{900 * 0.00027778}{1} = 0.25 \quad (42)$$

En la figura 5.2 y 5.3 se observa una referencia para el lazo de corriente i_q y la potencia generada por el sistema de almacenamiento respectivamente.

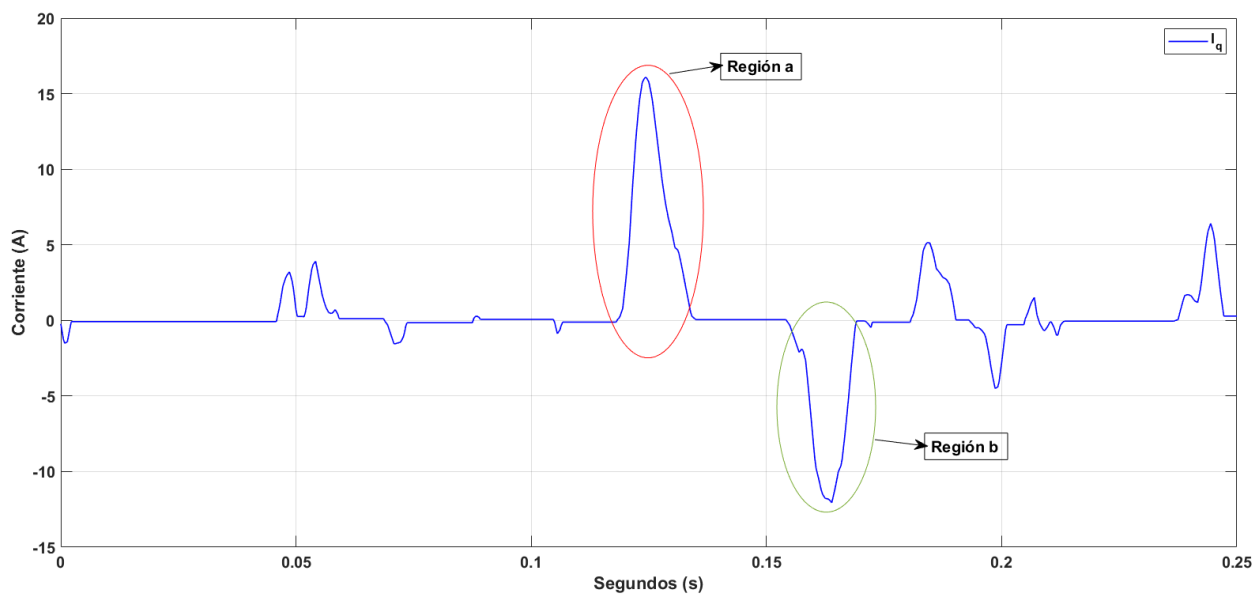


Figura 5.2 Referencia del lazo de corriente activa i_q
Fuente: Elaboración propia

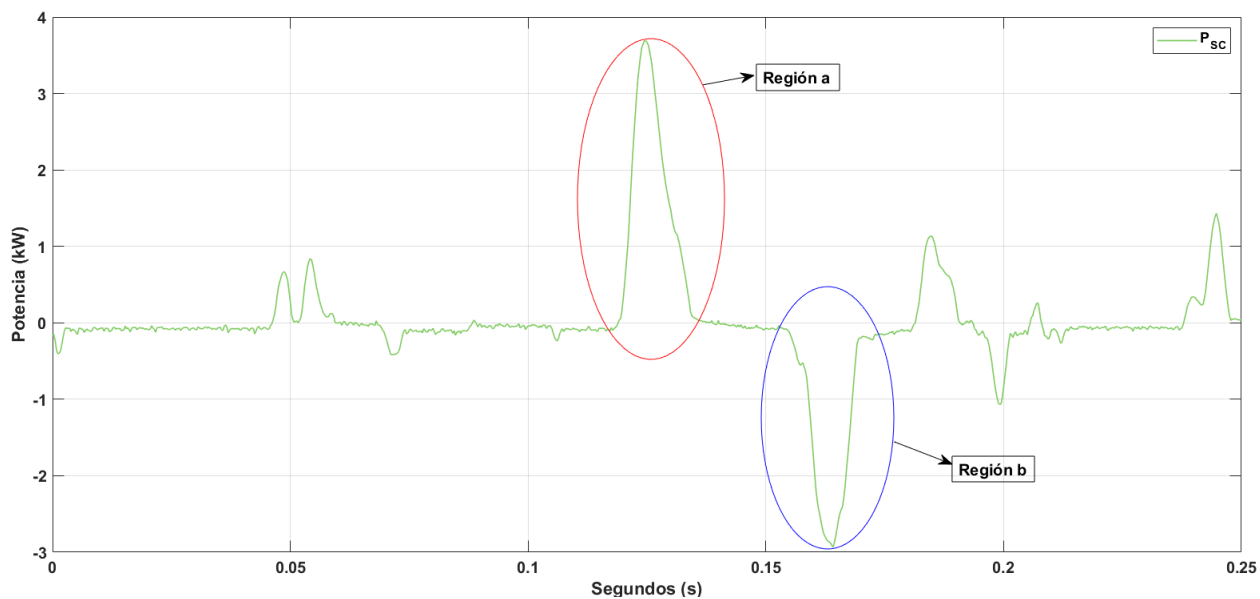


Figura 5.3 Potencia generada por el banco de supercondensadores
Fuente: Elaboración propia



La región *a* de la figura 5.2, indica una referencia positiva para lo cual el banco de supercondensadores deberá entregar potencia, por otro lado, la región *b* indica una referencia negativa para lo cual el banco de supercondensadores deberá absorber potencia, esto se comprueba en la figura 5.3.

La figura 5.4, indica los resultados obtenidos de la corriente trifásica en la salida del banco de supercondensadores y en 5.5 el voltaje del sistema, correspondientes a la región *a*, mientras que 5.6 y 5.7 para la región *b*.

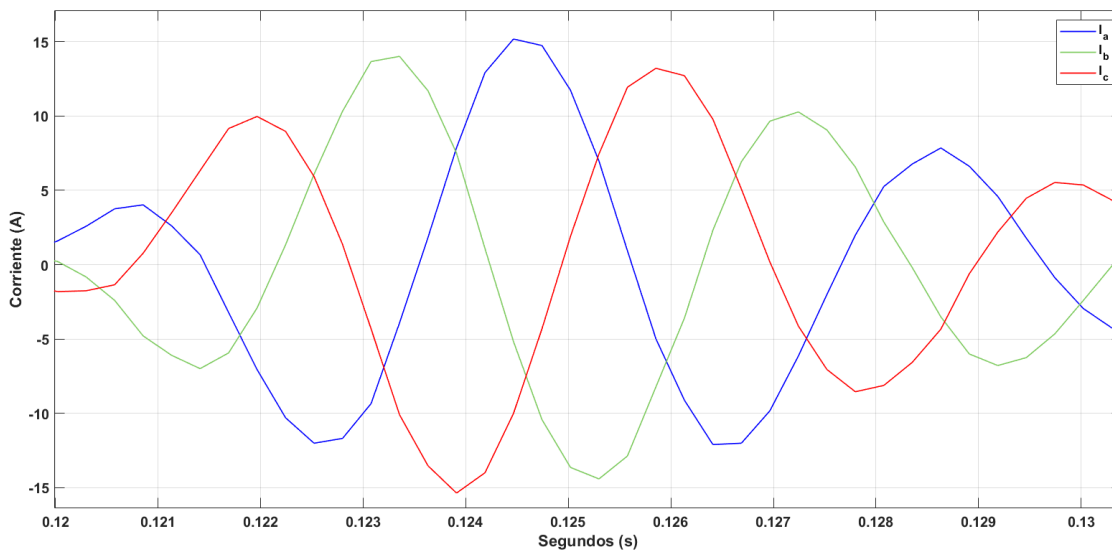


Figura 5.4 Corriente trifásica en la salida del sistema de almacenamiento Región a
Fuente: Elaboración propia

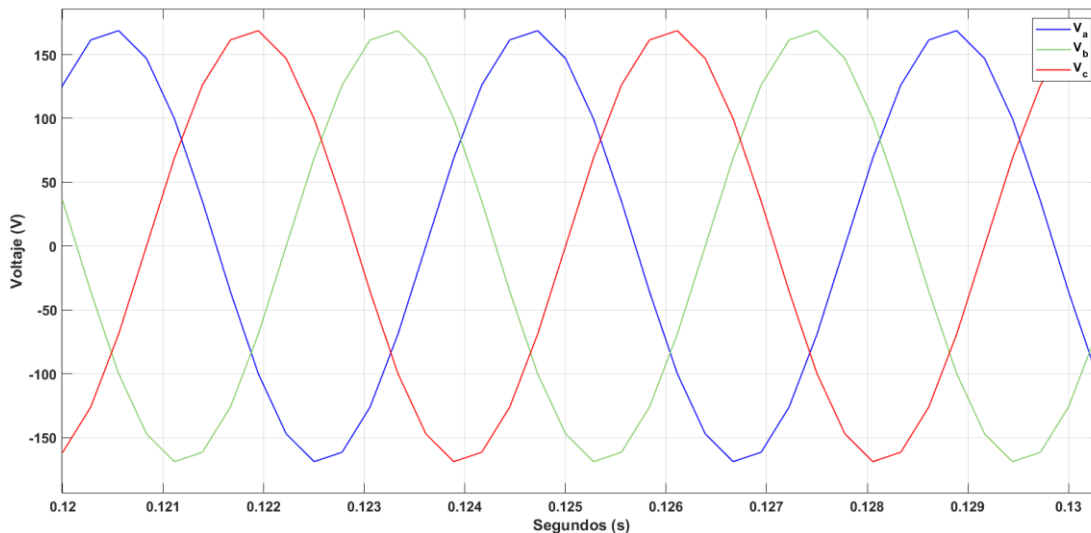


Figura 5.5 Voltaje trifásico del sistema Región a
Fuente: Elaboración propia

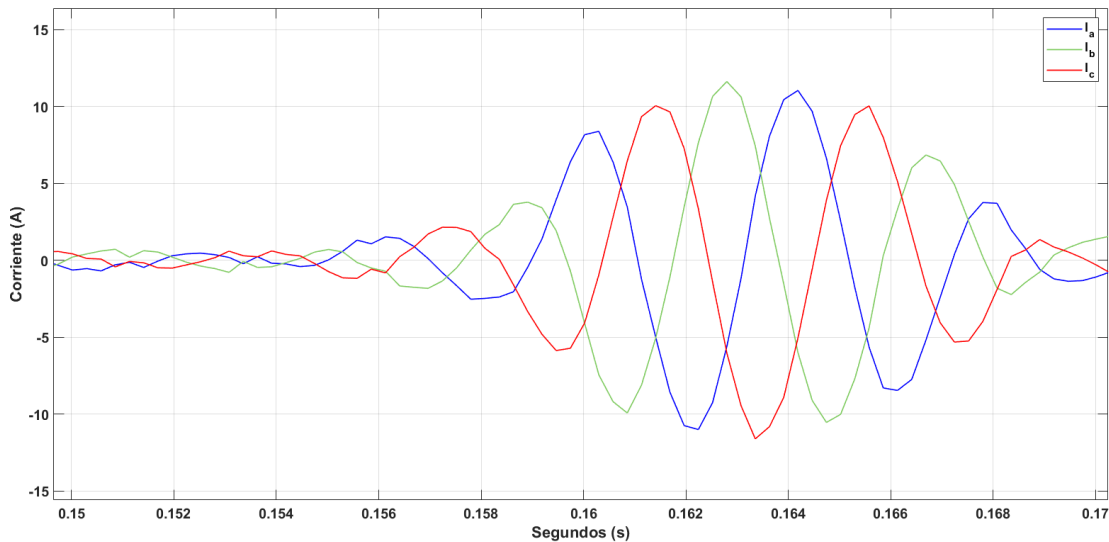


Figura 5.6 Corriente trifásica en la salida del sistema de almacenamiento Región b.
Fuente: Elaboración propia.

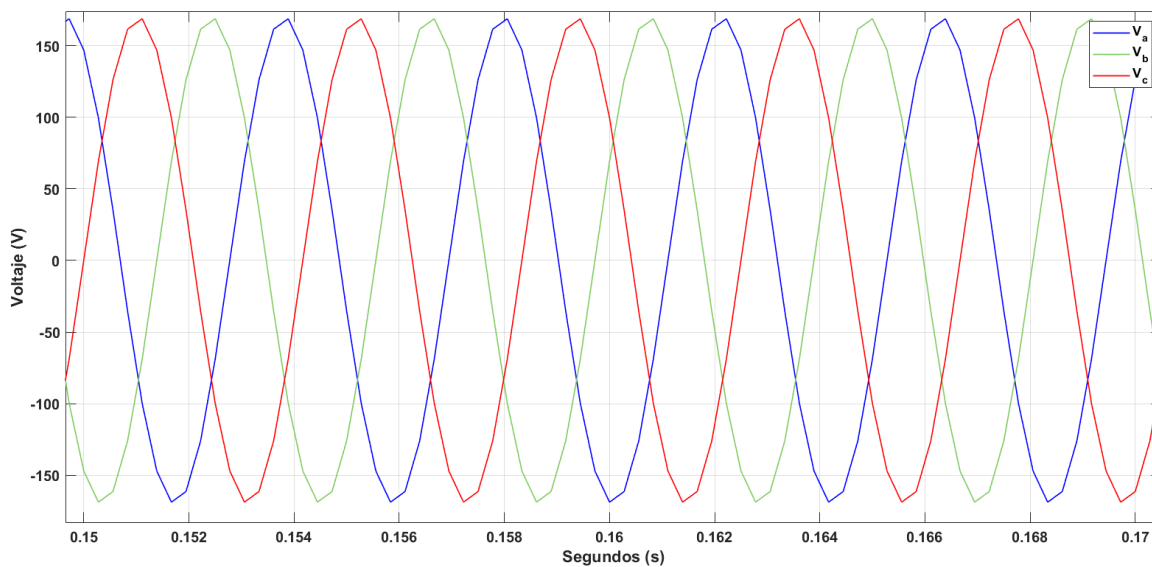


Figura 5.7 Voltaje trifásico del sistema Región b.
Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de a, las figuras 5.4 y 5.5 muestran que el voltaje y la corriente están en fase lo cual es congruente ya que esta región se inyecta energía a la red, mientras que en las figuras 5.6 y 5.7 se observa como el voltaje y la corriente están en contrafase y esto es debido a que en la región b se absorbe energía de la red.

Realizado este análisis se concluye que los controladores de los lazos de corriente funcionan adecuadamente en función a la sintonización realizada en la sección 3.7.



5.2 Análisis y resultados para el modelo simplificado

Como se había explicado en el capítulo anterior en este modelo se procede a comprobar el funcionamiento de cada técnica de control, para ello es fundamental realizar una sintonización de las constantes que posee cada estrategia con el objetivo principal de cumplir con los estándares establecidos por la norma de regulación, estas constantes están directamente relacionadas con la efectividad del método ya que las mismas depende la referencia generada para que actué el sistema de almacenamiento.

El análisis de cada una de las estrategias se realiza para 3 casos diferentes, el primero para un día con altos índices de variación (13/11/2018), un día con variaciones típicas (23/11/2018) y un día con poco fluctuante (24/11/2018).

5.2.1 Análisis y Resultados de la Estrategia basada en un algoritmo de control de rampa de potencia.

Día 13/11/2018

El suavizado de potencia de este método está relacionado con la constante de limitación de rampa que se impone en el algoritmo. El análisis se relaciona utilizando una constante de limitación de rampa de 45W/5s, ya que con esta resultado más eficiente el rendimiento del método. Como se ha dicho el sistema en general busca suavizar la curva de potencia fotovoltaica con ayuda de un sistema de almacenamiento, en este caso supercapacitores. La función que cumple la estrategia radica en producir una señal (figura 5.8) que va de referencia a nuestro banco de supercapacitores para que este actué ya sea dando o absorbiendo energía al sistema.

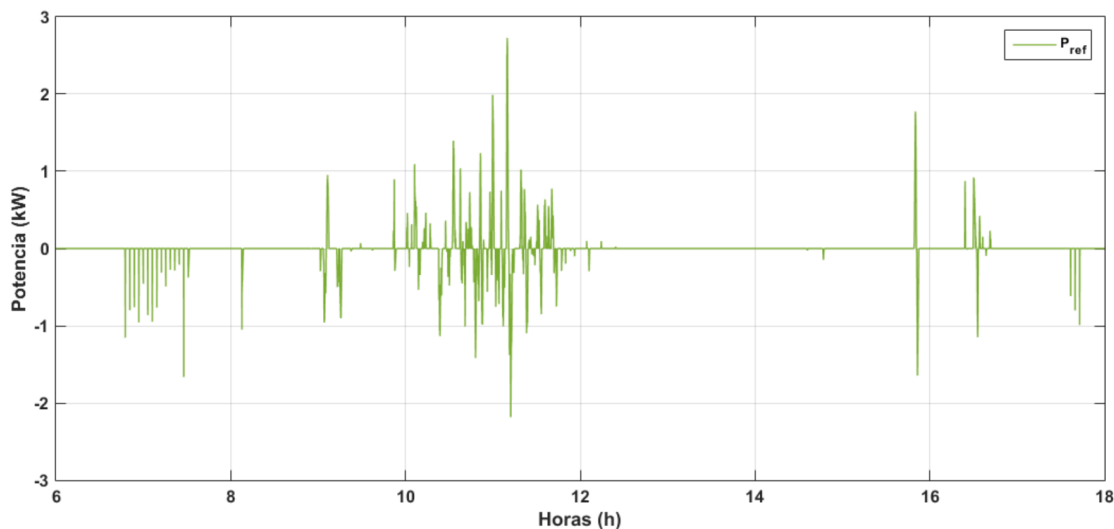


Figura 5.8 Potencia de referencia Generada aplicando la estrategia de la Rampa, día 13/11/2018 Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.9, se puede observar la potencia fotovoltaica y la potencia inyectada resultante de aplicar esta estrategia al día 13/11/2018, para que se pueda apreciar mejor el suavizado se ha seleccionado 3 zonas que se destacan por sus variaciones bruscas (figura 5.9a, 5.9b, 5.9c).

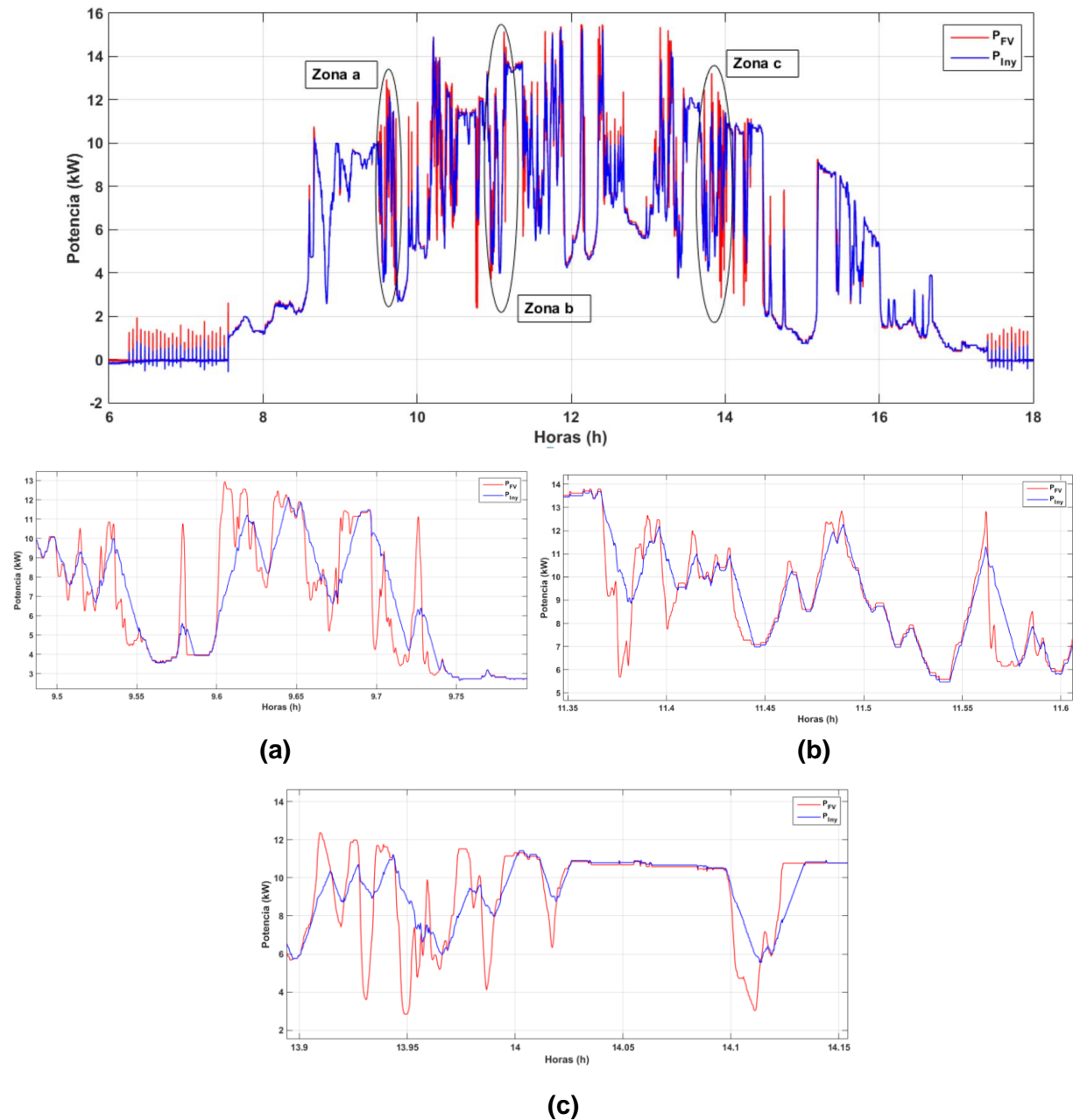


Figura 5.9 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018. Fuente: Elaboración propia.

En el análisis de las tasas de variación de potencia se hará énfasis en las más críticas, puntos A y B representados en la figura 5.10, donde A, representa la tasa de variación de potencia de

subida y B de bajada. El valor del punto A es de $362.5 W/5s$ saliendo del límite en gran magnitud, por lo cual al aplicar el método es reducido a $47.97 W/5s$ (punto C), de la misma manera en el caso del punto B que tiene como valor $-497.8 W/5s$ al aplicar el método este cambiara de valor a $-115.1 W/5s$ para así entrar al límite establecido.

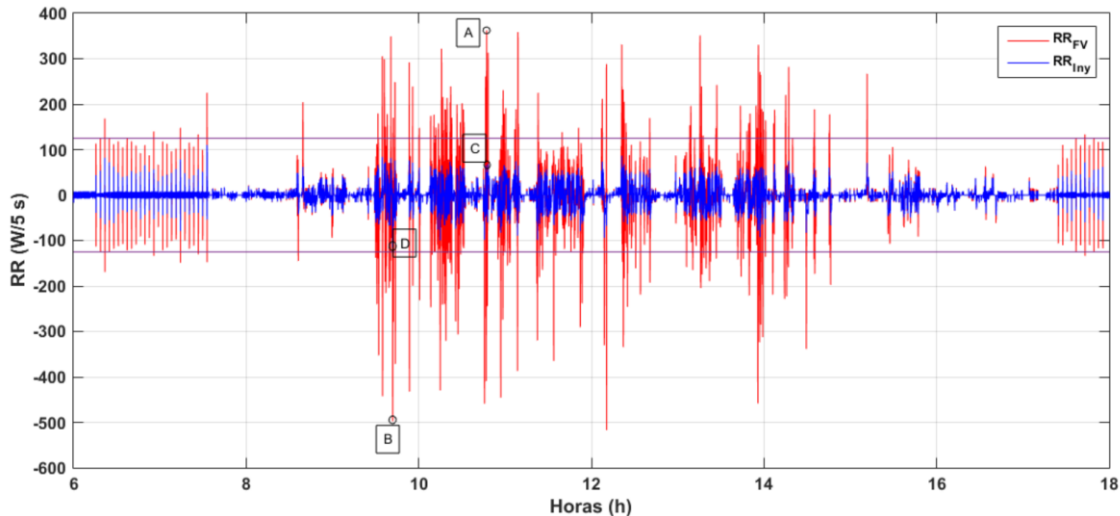


Figura 5.10 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018. Fuente: Elaboración propia

A continuación, se puede ver las tasas de variación analizadas anteriormente expresadas en términos de potencia (figura 5.11), donde el punto A en este caso da una variación de potencia de $\Delta P_{FV} = 0.58P_{nom}$, mismo que ha sido reducido a $\Delta P_{Iny} = 0,042P_{nom}$ (punto C).

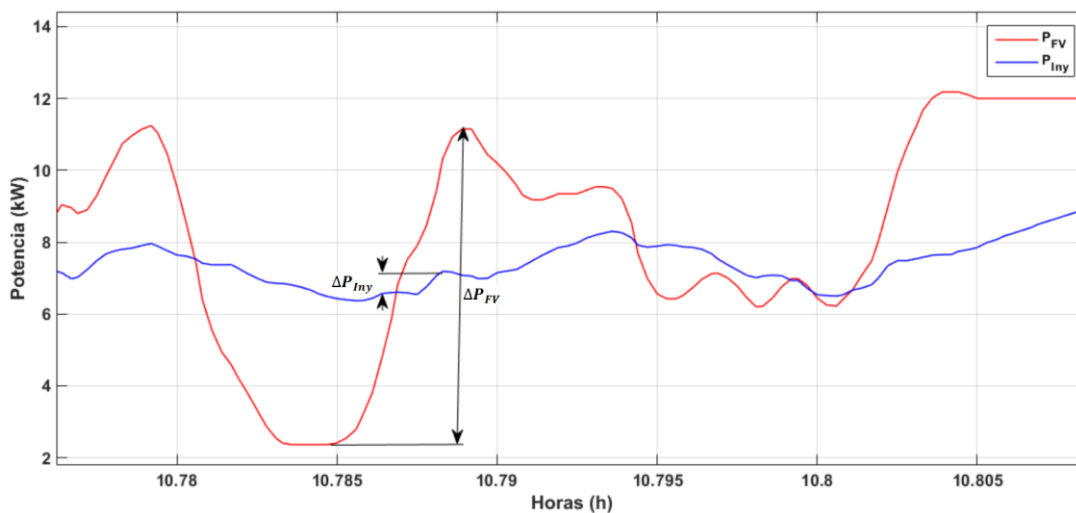


Figura 5.11 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos A y C) aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018. Fuente: Elaboración propia.

De la misma manera como se puede observar en la figura 5.12 el punto B presenta una variación de potencia de $\Delta P_{FV} = 0.48P_{nom}$ que ha sido reducido a de $\Delta P_{FV} = 0.08P_{nom}$.

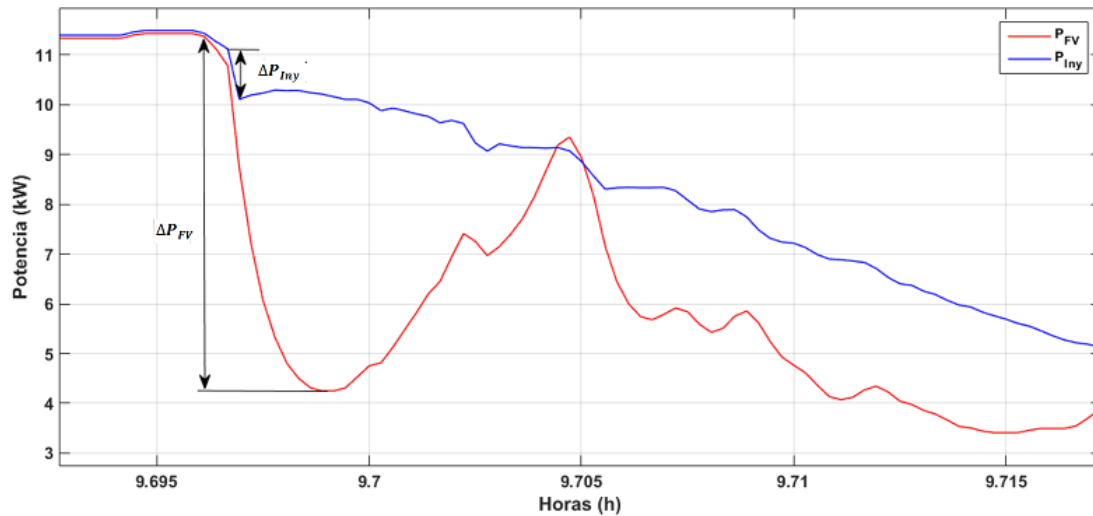


Figura 5.12 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos B y D) aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018 Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.13, se puede ver el estado de carga del supercondensador, donde es notable su variación constante ya que es un día muy fluctuante, por lo que solo actúa el control de variaciones.

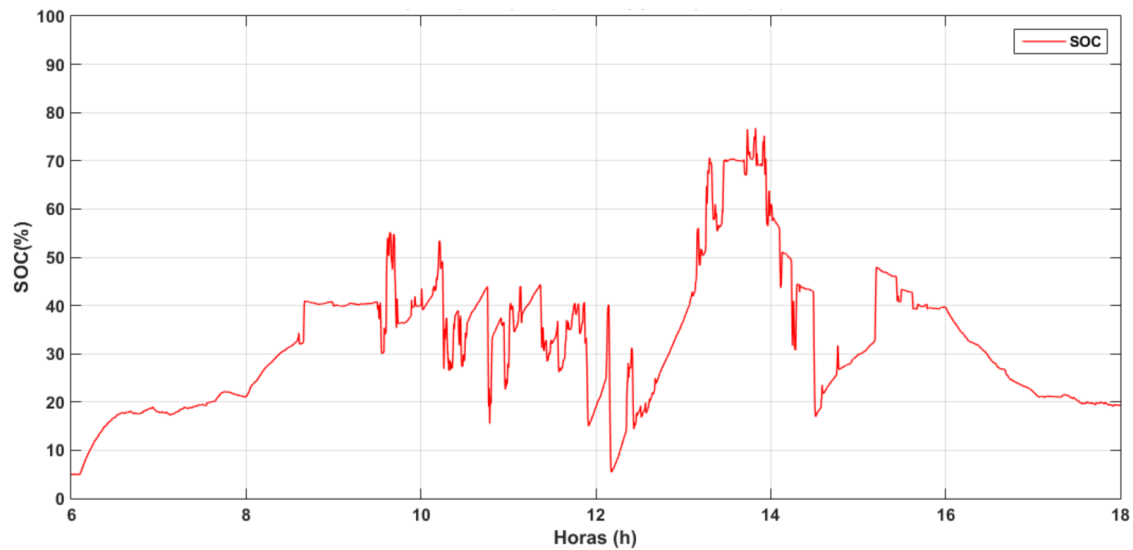


Figura 5.13 Estado de carga aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018 Fuente: Elaboración propia.

Día 23/11/2019

Para este día considerado como típico nuevamente se aplicará una constante de limitación de rampa de 45W/5s, en consecuencia, se puede ver en la figura 5.14 la señal de referencia que va al sistema de almacenamiento.

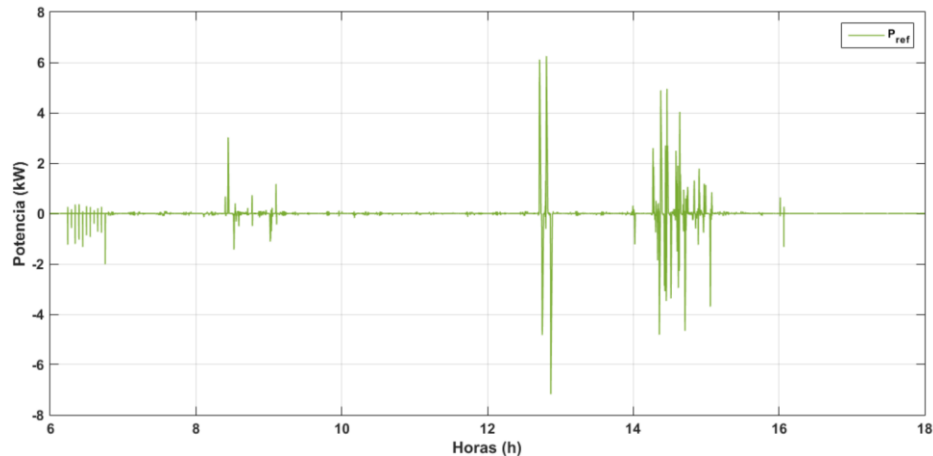
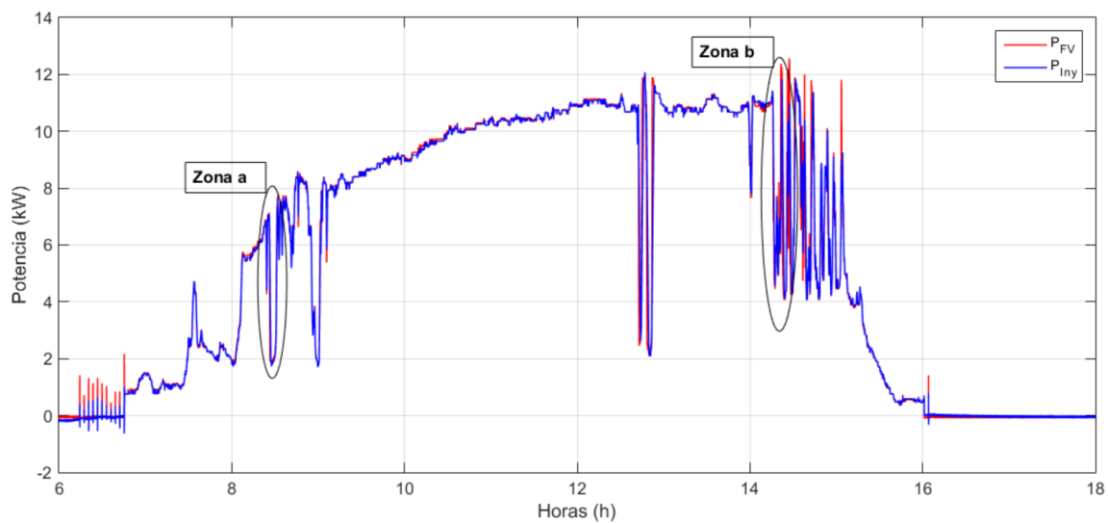


Figura 5.14 Potencia de referencia generada aplicando la estrategia de la rampa, día 23/11/2018 Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.15 se observa la potencia fotovoltaica y la potencia inyectada resultante de aplicar esta estrategia al día 23/11/2018, para que se pueda apreciar mejor el suavizado se ha seleccionado 2 zonas que se destacan por sus variaciones bruscas (figura 5.15a, 5.15b).



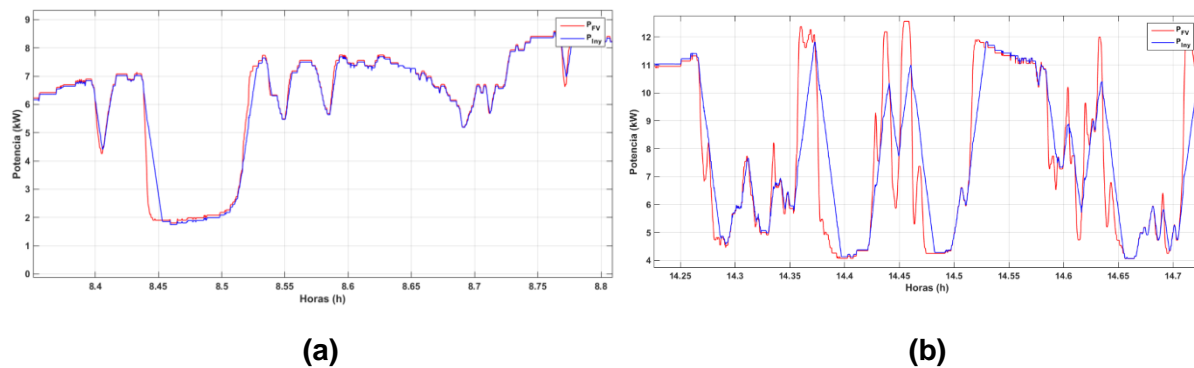


Figura 5.15 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de la rampa, día 23/11/2018

En el análisis de las tasas de variación de potencia se hará énfasis en las más críticas, puntos A y B representados en la figura 5.16, donde A representa la tasa de variación de potencia de subida y B de bajada. El valor del punto A es de $359.3 W/5s$ saliendo del límite en gran magnitud, por lo cual al aplicar el método es reducido a $88.1 W/5s$ (punto C), de la misma manera en el caso del punto B que tiene como valor $-325.9 W/5s$ al aplicar el método este cambiara de valor a $-69.83 W/5s$ para así entrar al límite establecido.

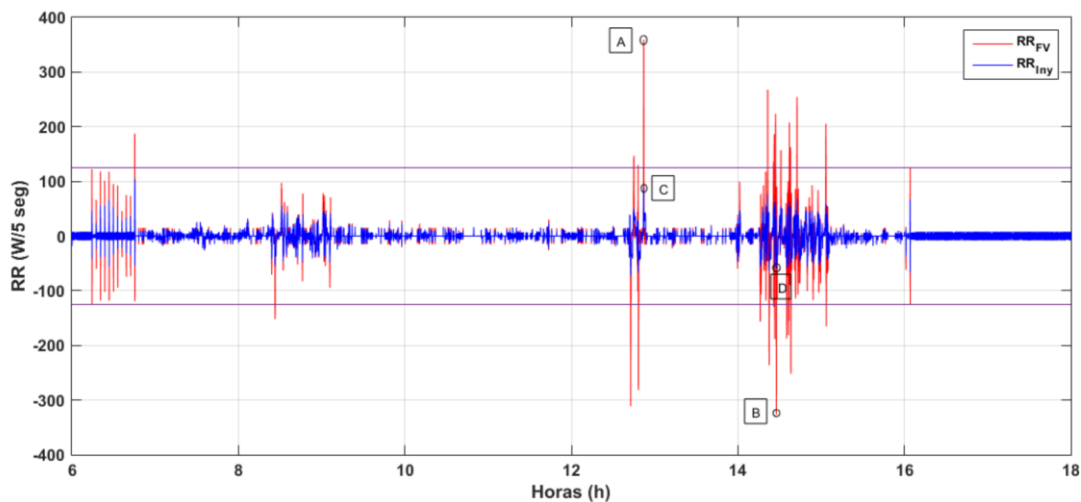


Figura 5.16 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la rampa, día 23/11/2018. Fuente: Elaboración propia

A continuación se puede ver las tasas de variación analizadas anteriormente expresadas en términos de potencia (figura 5.17), donde el punto A en este caso da una variación de potencia de $\Delta P_{FV} = 0.61P_{nom}$, mismo que ha sido reducido a $\Delta P_{Iny} = 0.167P_{nom}$ (punto C).

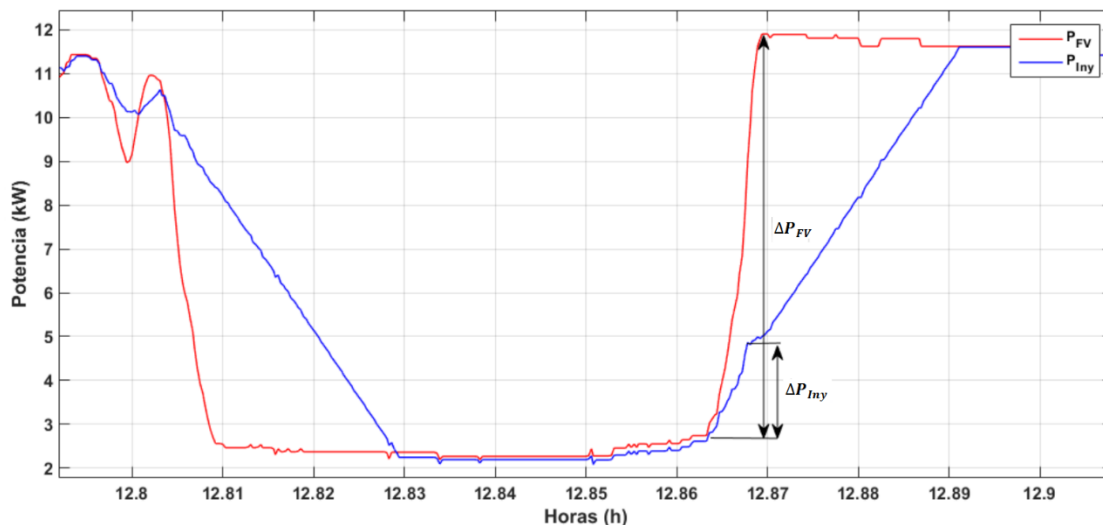


Figura 5.17 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos A y C) aplicando la estrategia de la rampa, día 23/11/2018. Fuente: Elaboración propia.

De la misma manera como se puede observar en la figura 5.18 el punto B presenta una variación de potencia de $\Delta P_{FV} = 0.48P_{nom}$ que ha sido reducido a de $\Delta P_{FV} = 0.041P_{nom}$

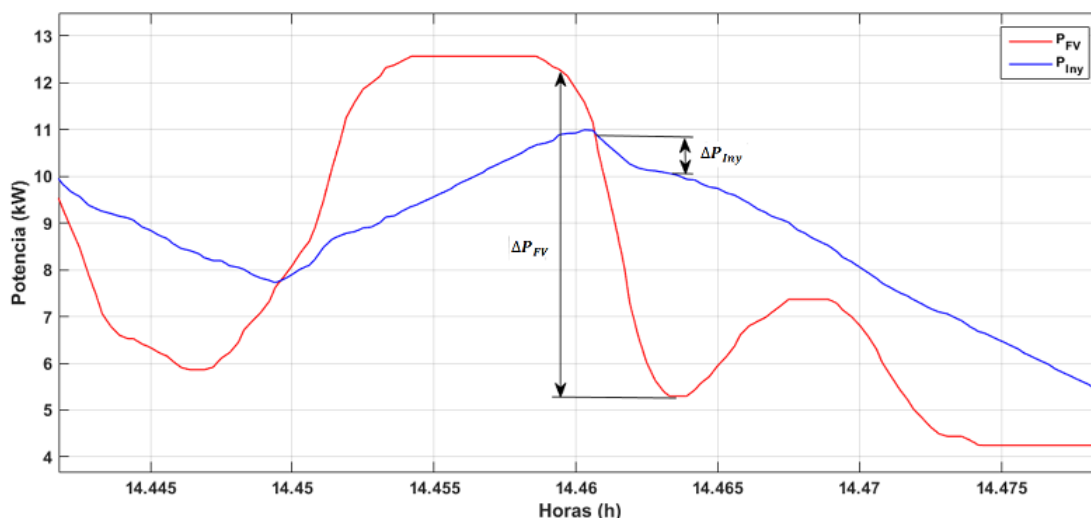


Figura 5.18 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos B y D) aplicando la estrategia de la rampa, día 13/11/2018. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.19 se puede ver el comportamiento del estado de carga para este día considerado como típico, donde existen variaciones bruscas en diferentes tramos actuando ahí el control de variaciones, mientras que en las zonas que no hay este tipo de variaciones actuará el control de SOC.

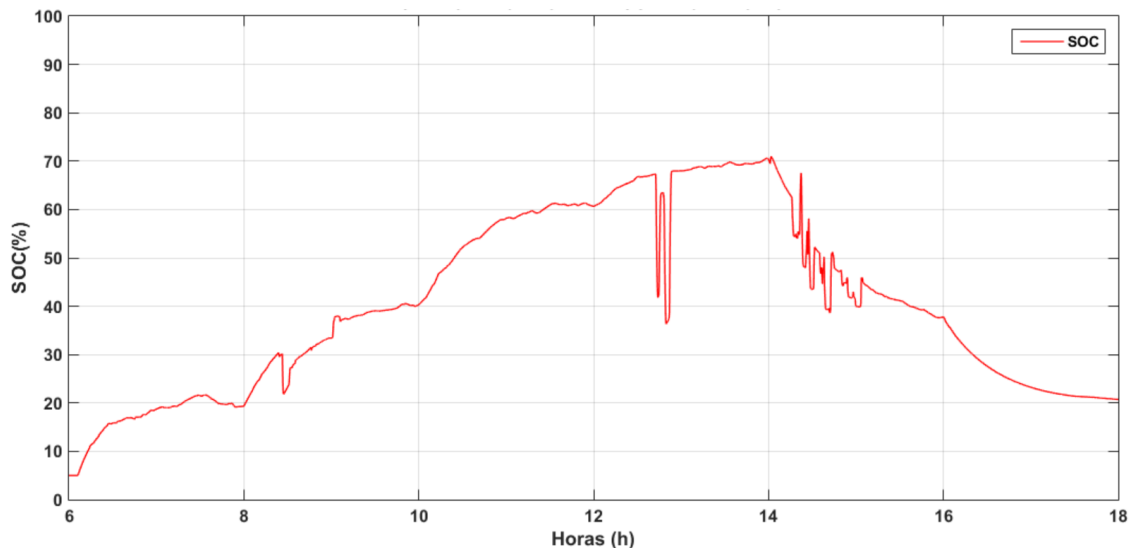


Figura 5.19 Estado de carga aplicando la estrategia de la rampa, día 23/11/2018
Fuente: Elaboración propia

Día 24/11/2018

Para este día considerado como un día con pocas fluctuaciones nuevamente se aplicará una constante de limitación de rampa de 45w/5s, en consecuencia, se puede ver en la figura 5.20 la señal de referencia que va al sistema de almacenamiento.

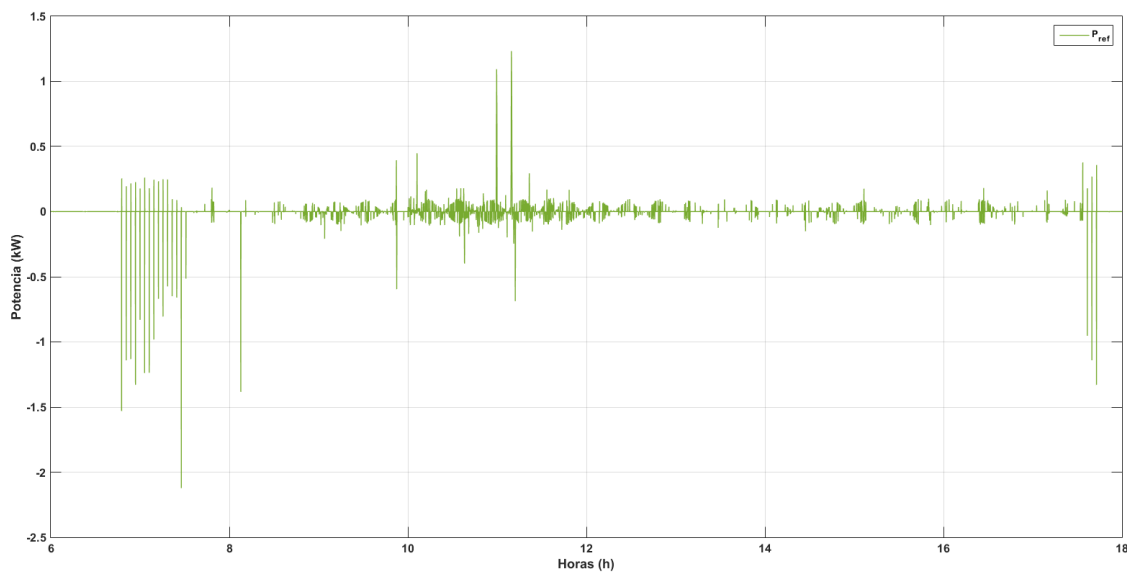
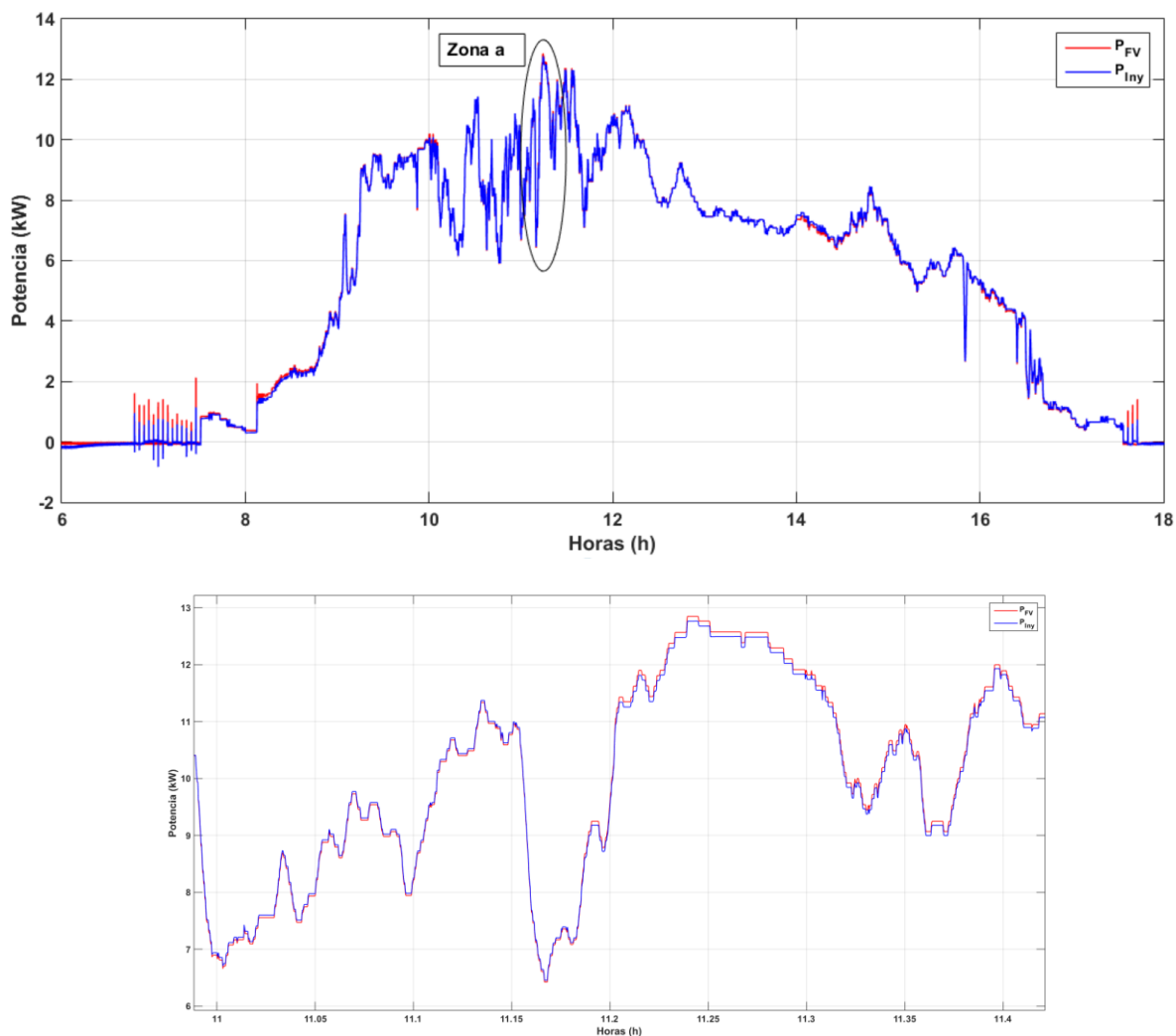


Figura 5.20 Potencia de referencia Generada aplicando la estrategia de la rampa, día 24/11/2018
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.21 se puede observar la potencia fotovoltaica y la potencia inyectada resultante de aplicar esta estrategia al día 24/11/2018. Para este caso las potencias inyectadas y fotovoltaica son similares debido a que no existe tasas de variación considerables (figura 5.21a).



(a)

Figura 5.21 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de rampa, día 24/11/2018. Fuente: Elaboración propia

El la figura 5.22, se puede ver las tasas de variación de las potencias fotovoltaicas e inyectada del día 24/11/2018, este día en particular se caracteriza por ser un día con variaciones de baja magnitud por lo que no sería necesario que actué nuestro control, sin embargo, la estrategia aplicada obliga al banco de supercondensadores a inyectar o absorber potencia en función de la referencia generada.

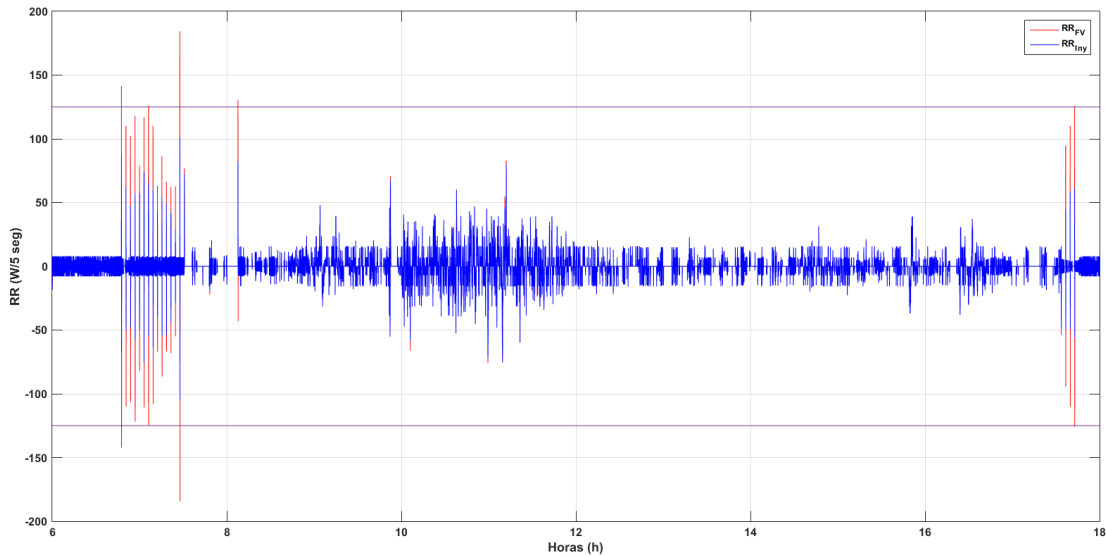


Figura 5.22 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de la rampa, día 24/11/2018. Fuente: Elaboración propia

En la figura 5.23, se puede ver el estado de carga del supercondensador utilizando esta estrategia, de igual forma para este día que se considera como moderado en ningún tramo del día se supera las tasas de variación establecidas por lo que solo actuó el control del SOC.

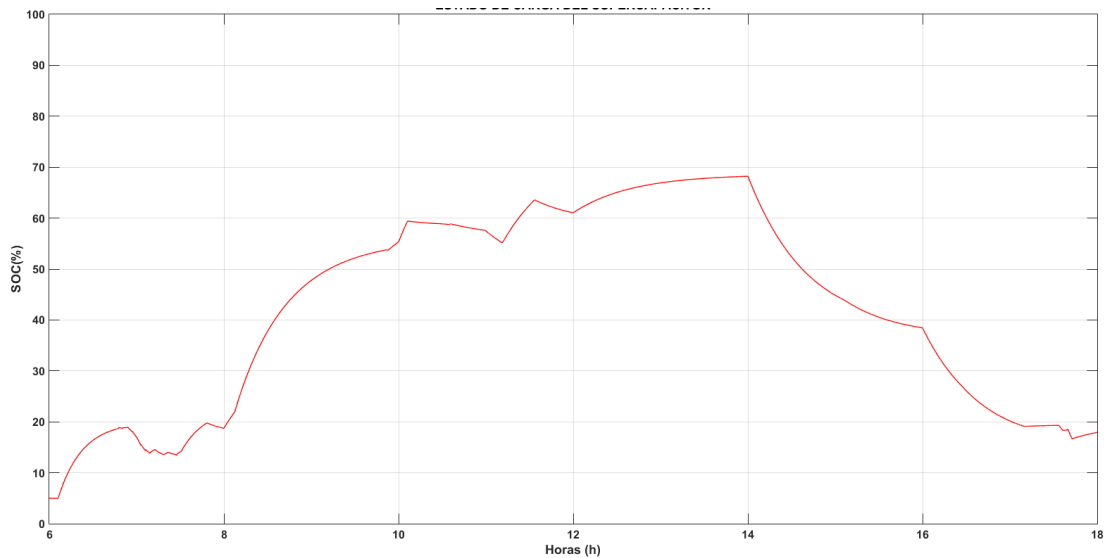


Figura 5.23 Estado de carga aplicando la estrategia de rampa, día 24/11/2018 Fuente: Elaboración propia

5.2.1 Análisis y resultados de la estrategia de Control basada en un Filtro Pasa Bajo (LPF) de primer orden.

Día 13/11/2018

En la sección 4.4.2 se explicó que el efecto de suavizado para esta estrategia está basado en la constante de tiempo T_f , para este análisis el valor que produce un efecto de suavizado eficiente es de $T_f = 8 \text{ min}$, la figura 5.24 muestra la referencia generada mediante esta estrategia.

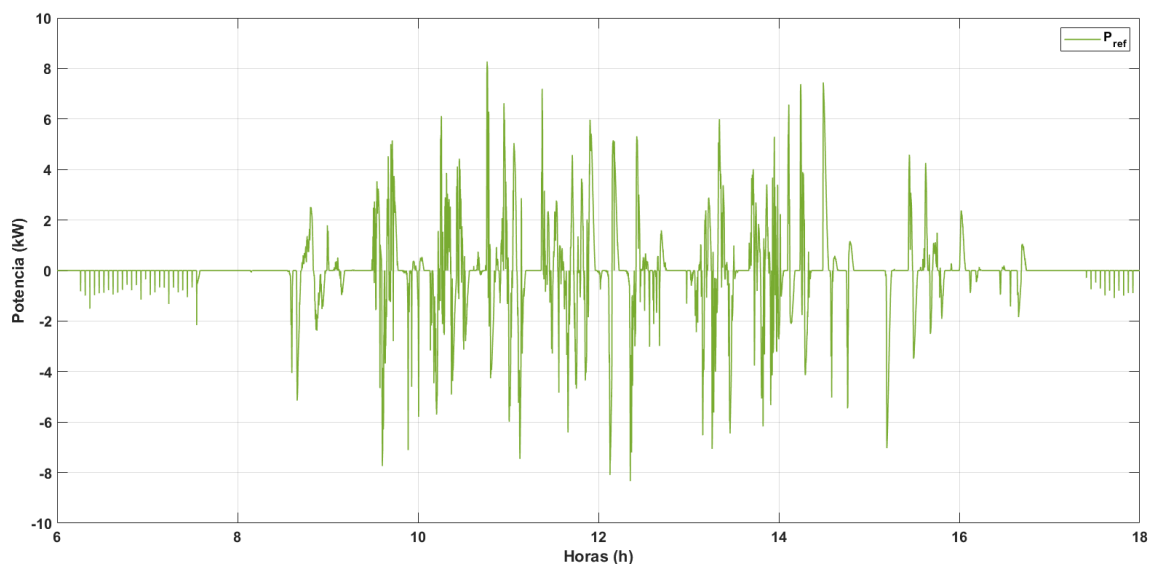


Figura 5.24 Potencia de referencia Generada aplicando la estrategia LPF, día 13/11/2018.
Fuente: Elaboración propia

El banco de supercondensadores absorbe o inyecta potencia en función de la figura 5.24, realizado este proceso se obtiene la potencia inyectada.

En la figura 5.25 se puede observar la potencia inyectada en comparación con la potencia fotovoltaica correspondientes al día 13/11/2018, en las figuras 5.25a, 5.25b y 5.25c muestran 3 diferentes zonas en las que se evidencia mejor el efecto de suavizado.

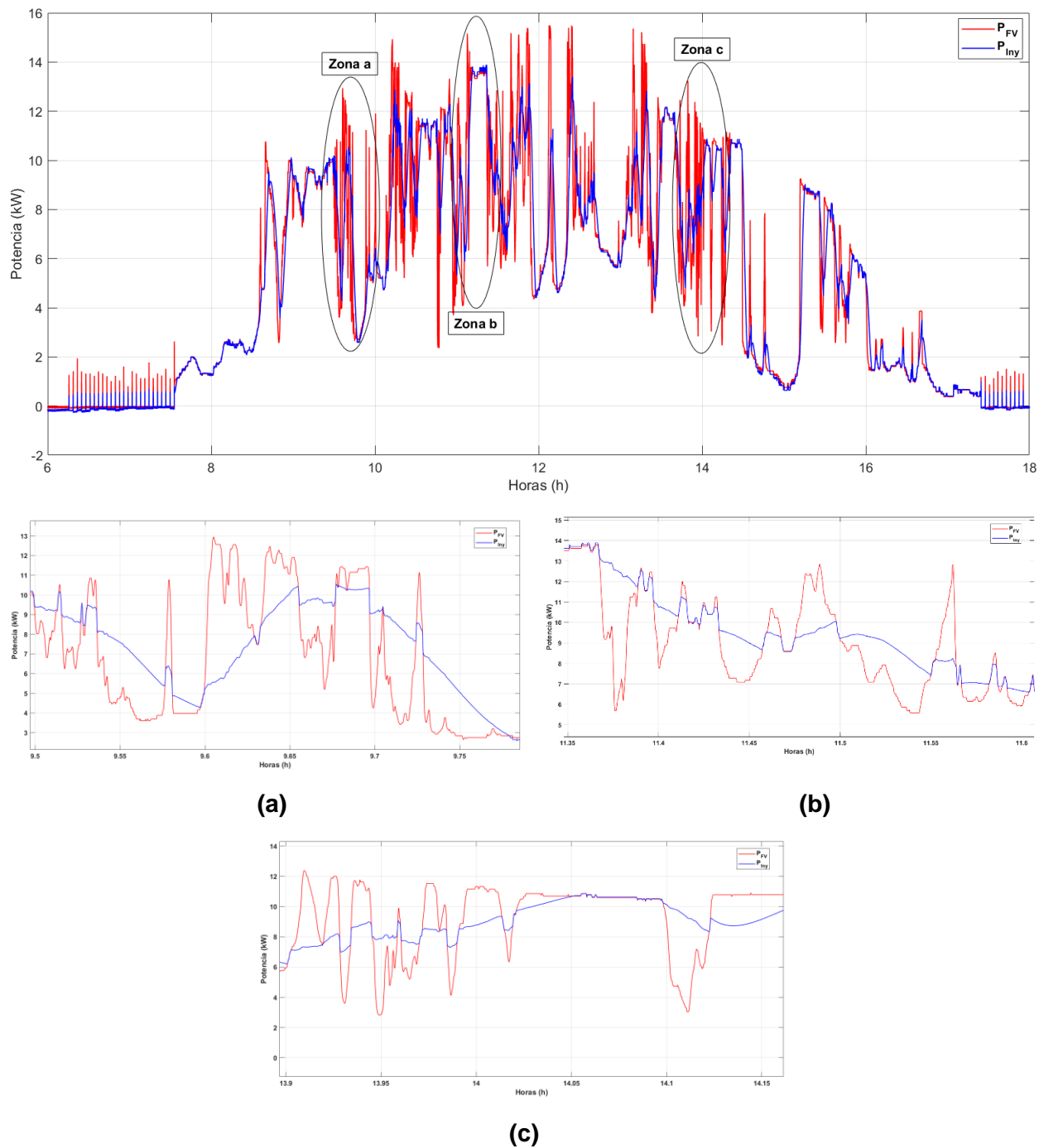


Figura 5.25 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia del filtro LPF, día 13/11/2018. Fuente: Elaboración propia

En la sección 4.3 se explicó la metodología utilizada para la determinación de las tasas de variación de potencia, la figura 5.26 muestra los resultados de las rampas de potencia fotovoltaica e inyectada.

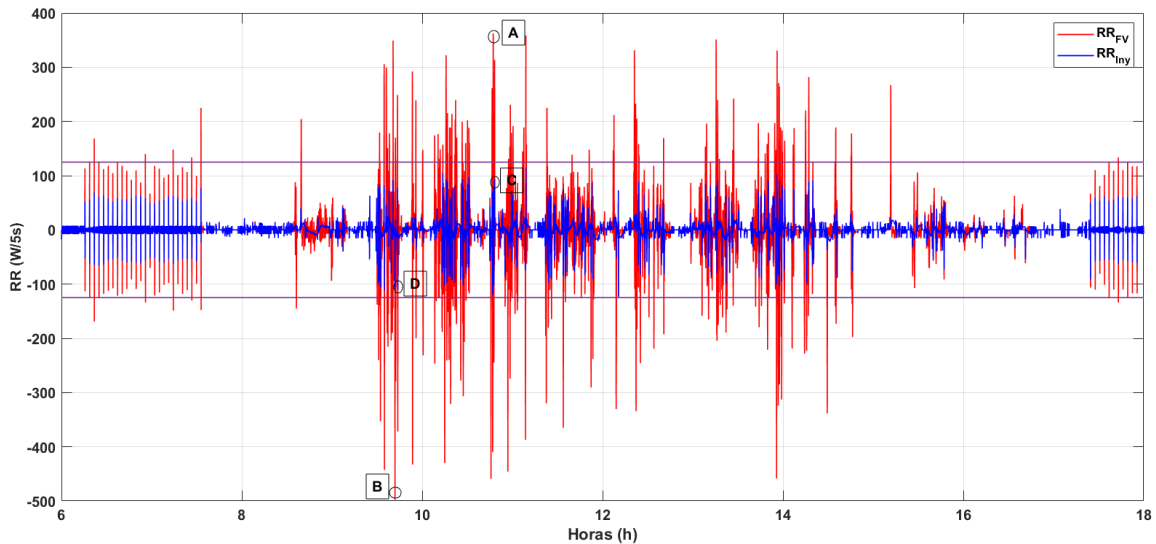


Figura 5.26 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia LPF, día 13/11/2018. Fuente: Elaboración propia.

Los puntos A y B representan los casos más críticos de las rampas de subida y bajada respectivamente. La tasa de variación del punto A es de $362.5 W/5s$, valor que sobrepasa el límite máximo permitido, al aplicar esta estrategia el sistema de almacenamiento actúa absorbiendo el exceso de potencia, reduciendo este valor a $93.17 W/5s$ (punto C). En referencia al punto B que supera el límite inferior con un valor de $-497.8 W/5s$, el sistema de almacenamiento compensa la energía necesaria para que este valor sea reducido a $-107.9 W/5s$ (punto D).

En la gráfica 5.27, se puede observar la ubicación de la variación de potencia fotovoltaica correspondiente al punto crítico A de la figura 5.26, en donde $\Delta P_{FV} = 0.58P_{nom}$, el mismo que ha sido reducido a $\Delta P_{Iny} = 0.066P_{nom}$ referente al punto C.

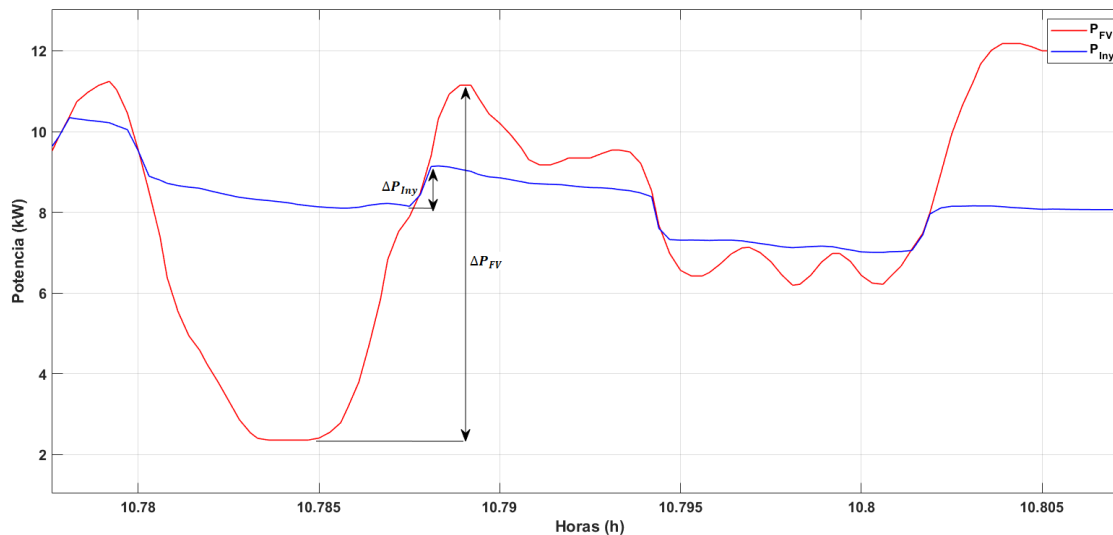


Figura 5.27 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada aplicando la estrategia LPF, día 13/11/2018 (puntos A y C). Fuente: Elaboración propia.

De igual forma como se puede ver en la figura 5.28 se realiza un análisis para la variación de potencia del punto crítico B (figura 5.26) en donde $\Delta P_{FV} = 0.48P_{nom}$ y es reducido a $\Delta P_{Iny} = 0.08P_{nom}$ (punto D).

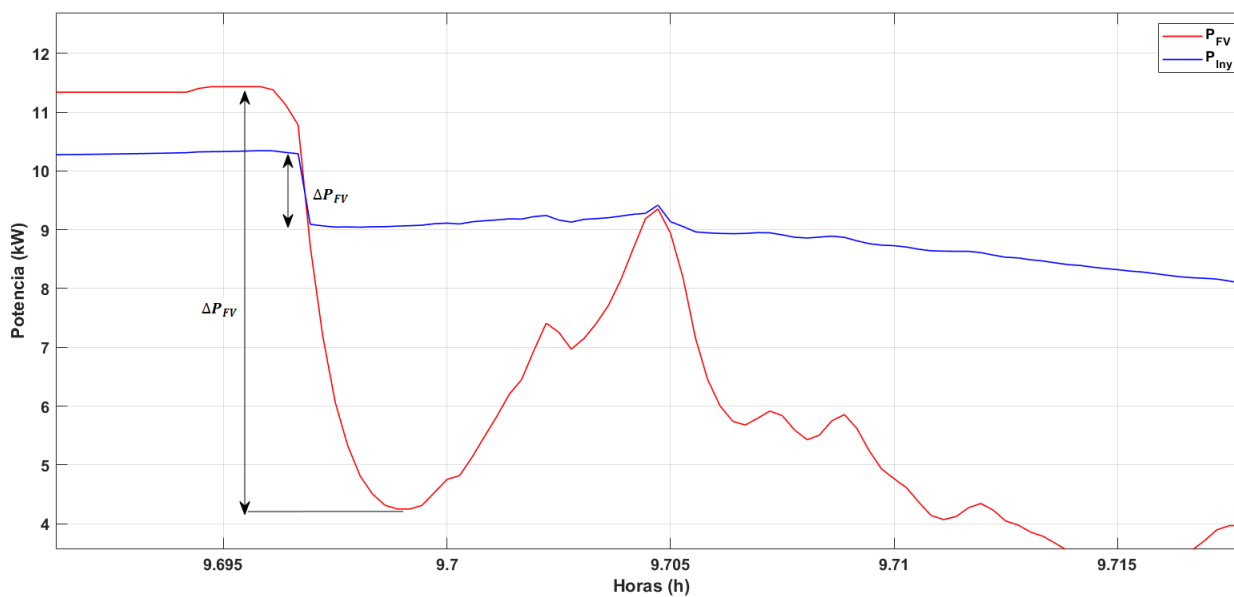


Figura 5.28 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada aplicando la estrategia LPF, día 13/11/2018. (Puntos B y D). Fuente: Elaboración propia.



En la figura 5.29 se puede ver el estado de carga del supercondensador, donde es notable su variación constante ya que es un día altamente fluctuante, por lo que solo actúa el control de variaciones.

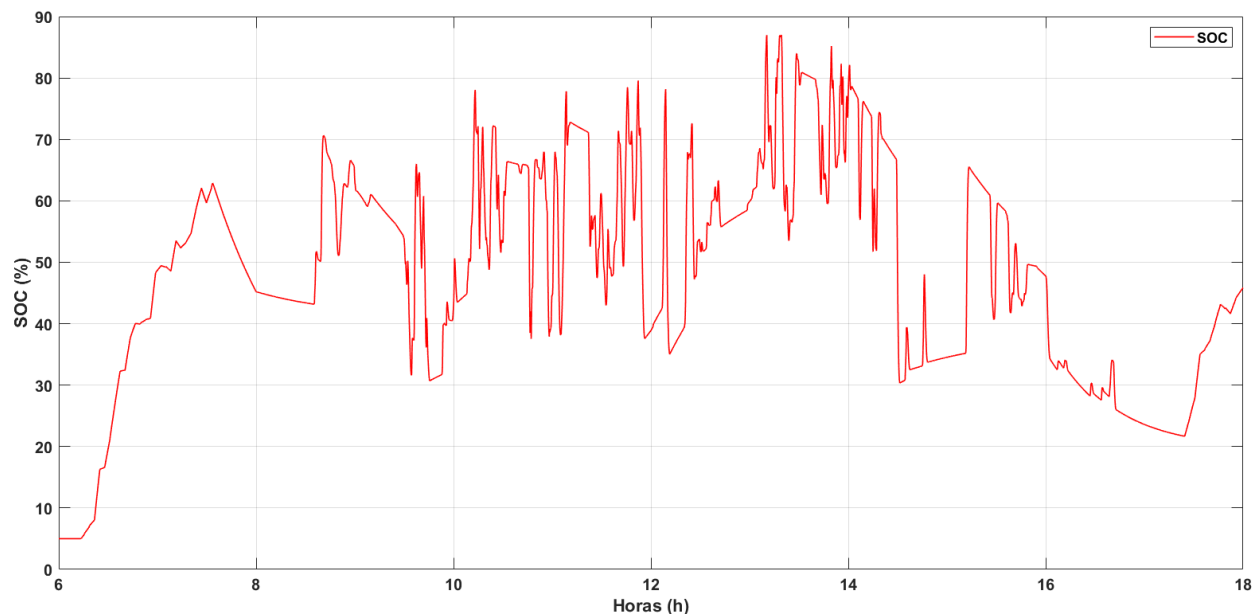


Figura 5.29 Estado de carga aplicando la estrategia LPF, día 13/11/2018 Fuente: Elaboración propia.

Día 23/11/2018

En la figura 5.30, muestra la potencia de referencia generada por la estrategia para un día con variación típica, de la misma manera que el caso anterior se aplicó una constante de tiempo de $T_f = 8min$ en el filtro LPF.

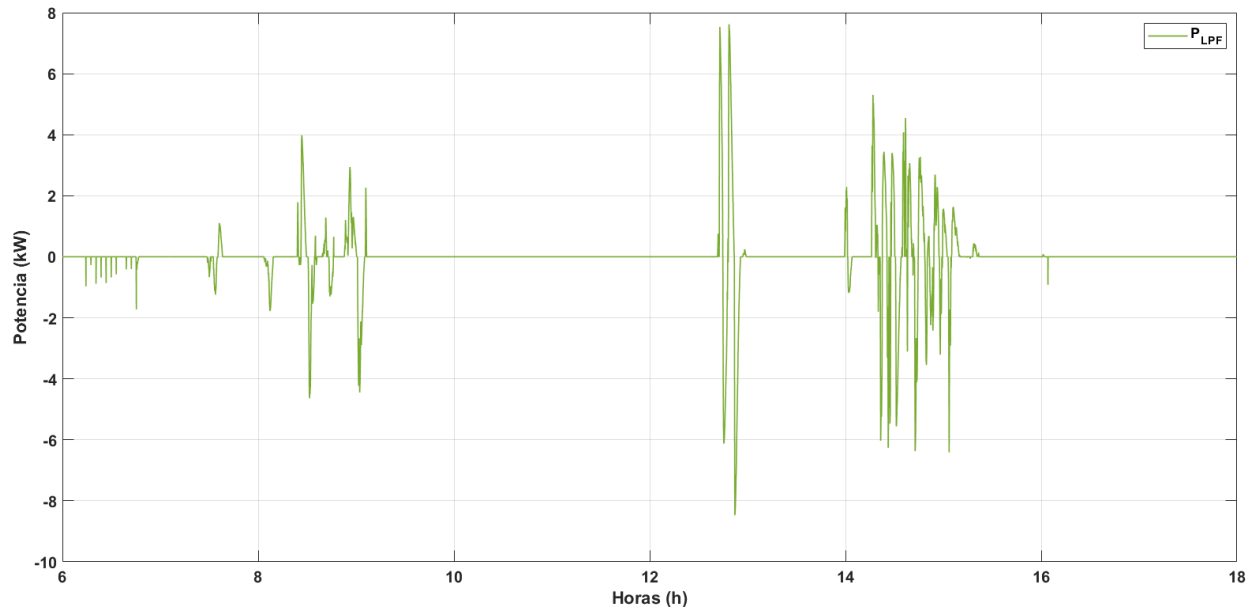
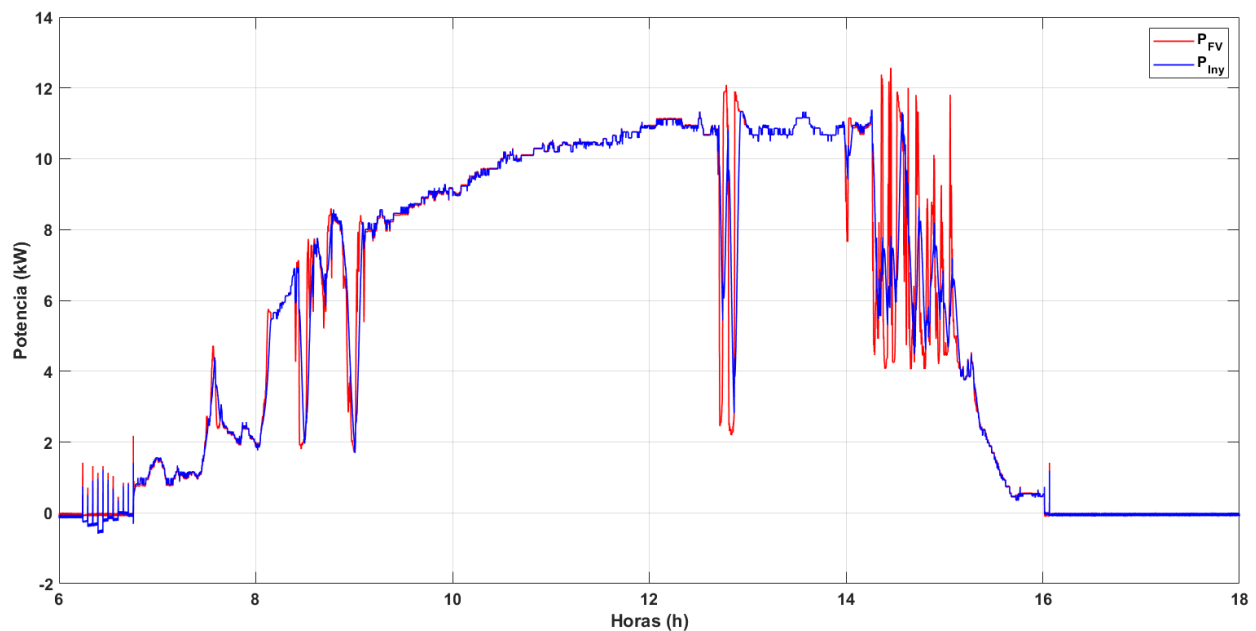


Figura 5.30 Referencia Generada aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018.
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.31 se puede observar la potencia inyectada en comparación con la potencia fotovoltaica correspondientes al día 23/11/2018, en las figuras 5.31a y 5.31b muestran 2 diferentes zonas en las que se evidencia mejor el efecto de suavizado.



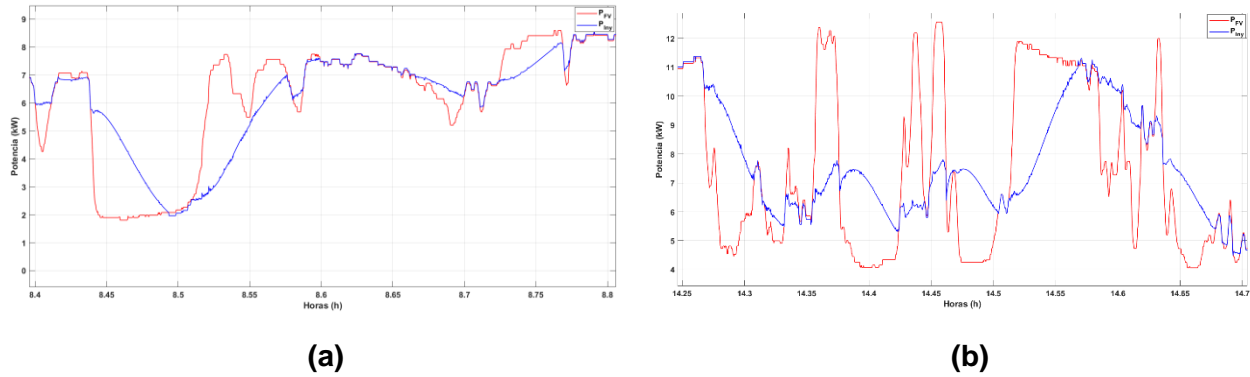


Figura 5.31 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018. Fuente: Elaboración propia.

La figura 5.32 muestra los resultados de las rampas de potencia fotovoltaica e inyectada.

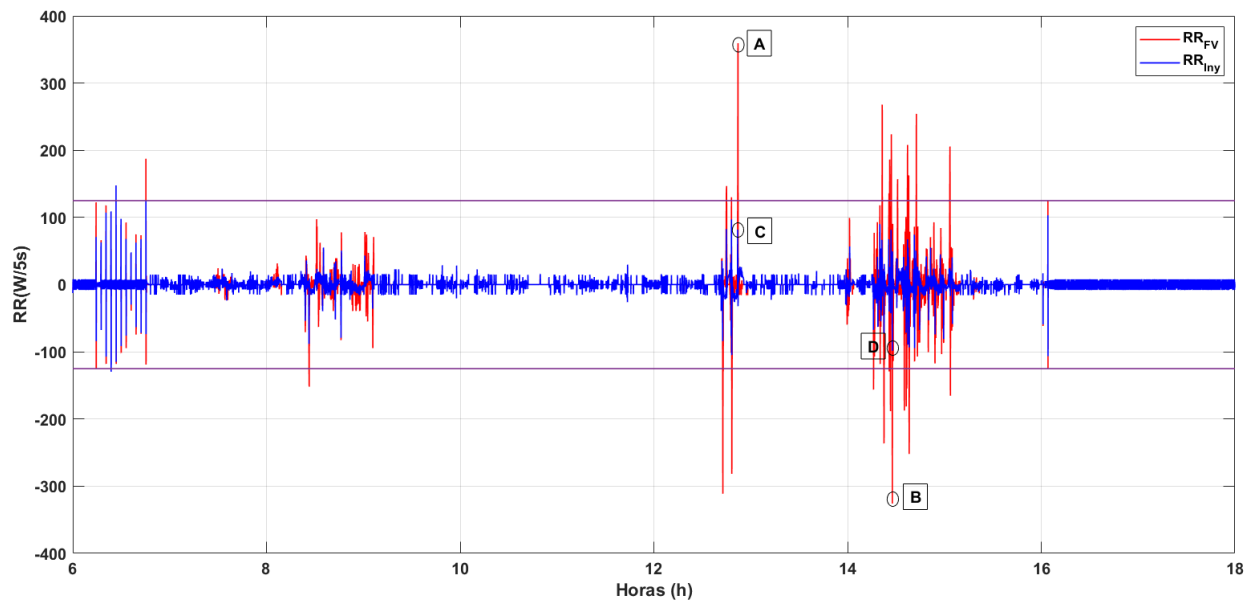


Figura 5.32 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018. Fuente: Elaboración propia

Los puntos A y B representan los casos más críticos de las rampas de subida y bajada respectivamente. La tasa de variación del punto A es de 359.3 W/5s , valor que sobrepasa el límite máximo permitido, al aplicar esta estrategia el sistema de almacenamiento actúa absorbiendo el exceso de potencia, reduciendo este valor a 81.7 W/5s (punto C). En referencia al punto B se supera el límite inferior con un valor de -325.9 W/5s , el sistema de almacenamiento compensa la energía necesaria para que este valor sea reducido a -98.4 W/5s (punto D).

En la gráfica 5.33 se puede observar la ubicación de la variación de potencia fotovoltaica correspondiente al punto crítico A, en donde $\Delta P_{FV} = 0.61P_{nom}$, el mismo que ha sido reducido a $\Delta P_{Iny} = 0.067P_{nom}$ referente al punto C.

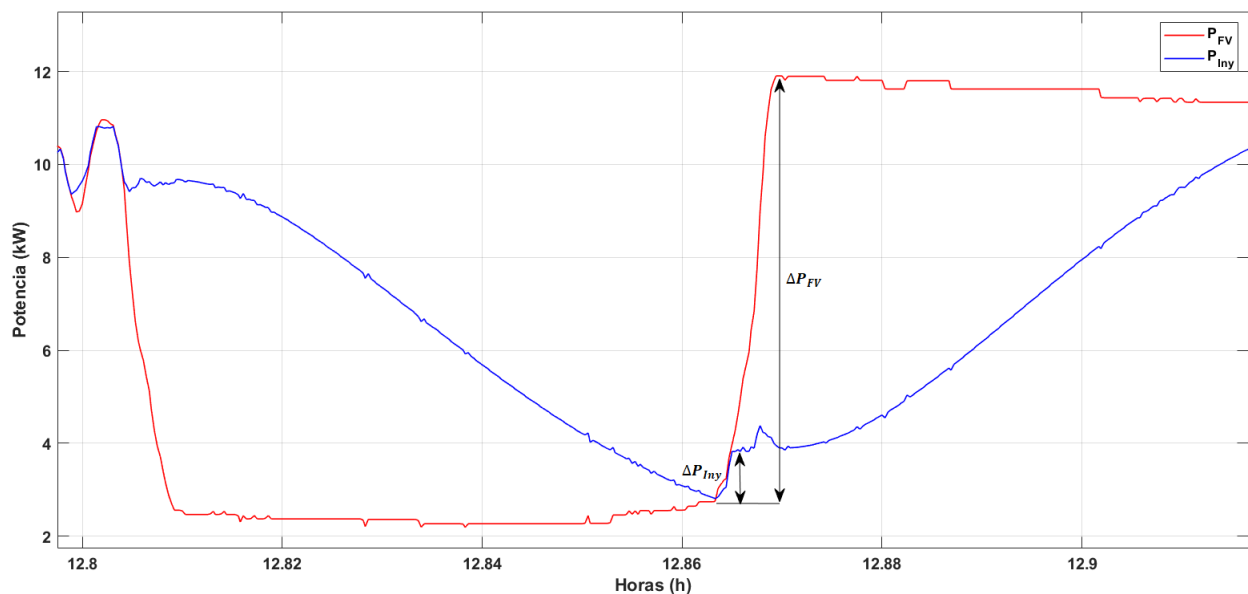


Figura 5.33 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018 (puntos A y C). Fuente: Elaboración propia.

De igual forma como se puede ver en la figura 5.34 se realiza un análisis para la variación de potencia del punto crítico B en donde $\Delta P_{FV} = 0.48P_{nom}$ y es reducido a $\Delta P_{Iny} = 0.07P_{nom}$ (punto D).

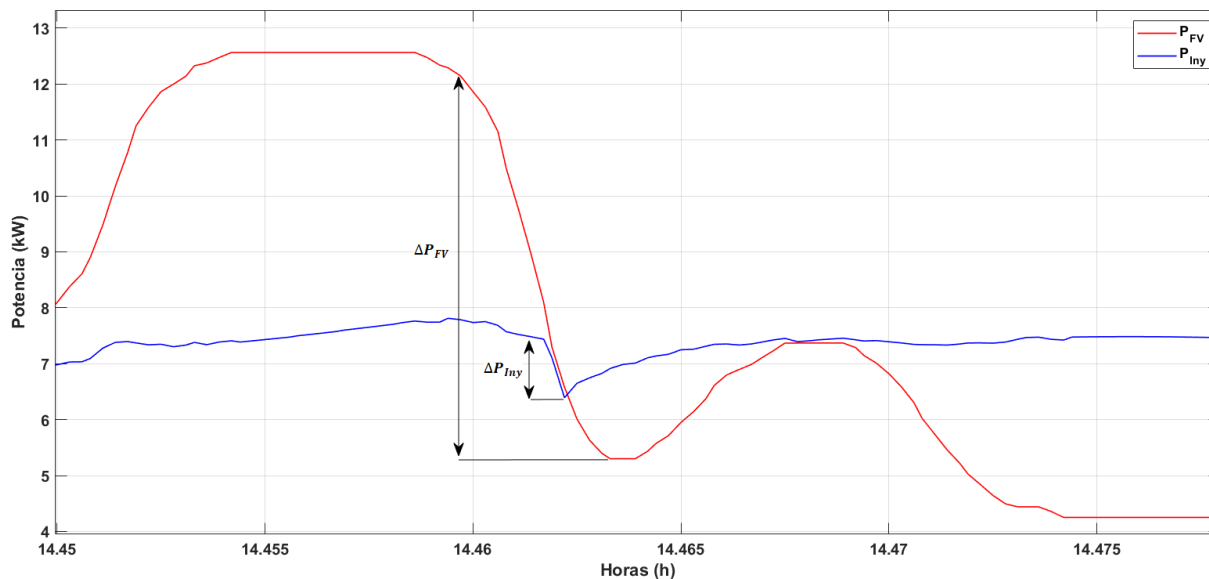


Figura 5.34 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018 (puntos B y D). Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.35 se puede ver el comportamiento del estado de carga para este día considerado como típico, donde existen variaciones bruscas en diferentes tramos actuando ahí el control de variaciones, mientras que en las zonas que no hay este tipo de cambios actuará el control de SOC.

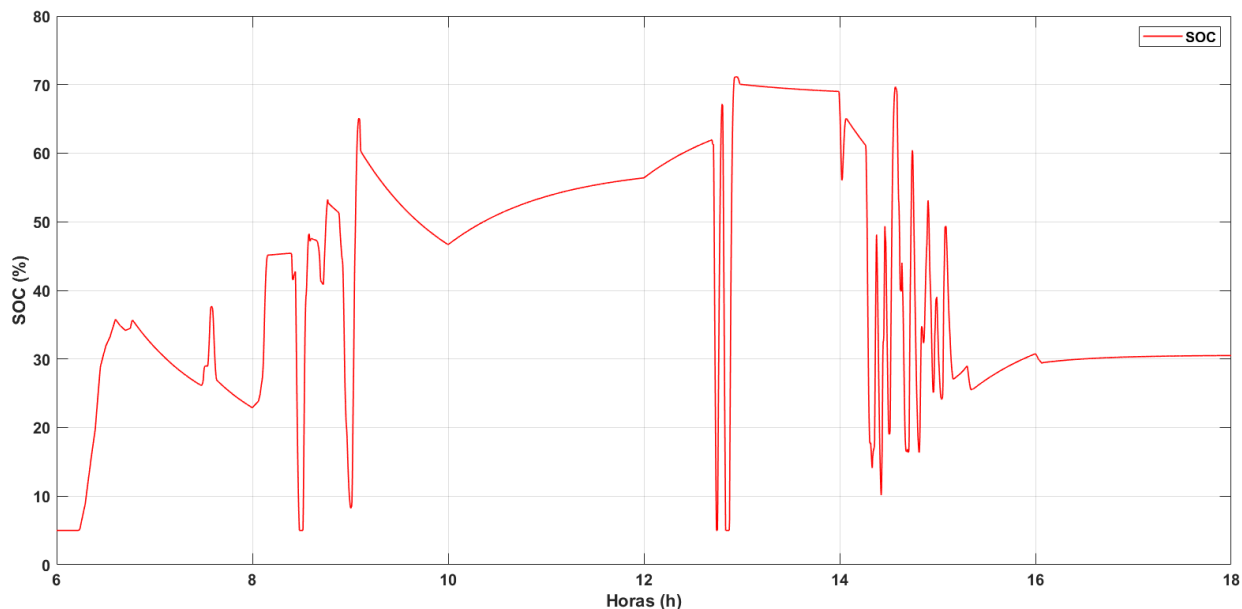


Figura 5.35 Estado de carga aplicando la estrategia LPF, día 23/11/2018 Fuente: Elaboración propia.



Día 24/11/2018

En la figura 5.36 muestra la potencia de referencia generada por la estrategia para un día con baja variación.

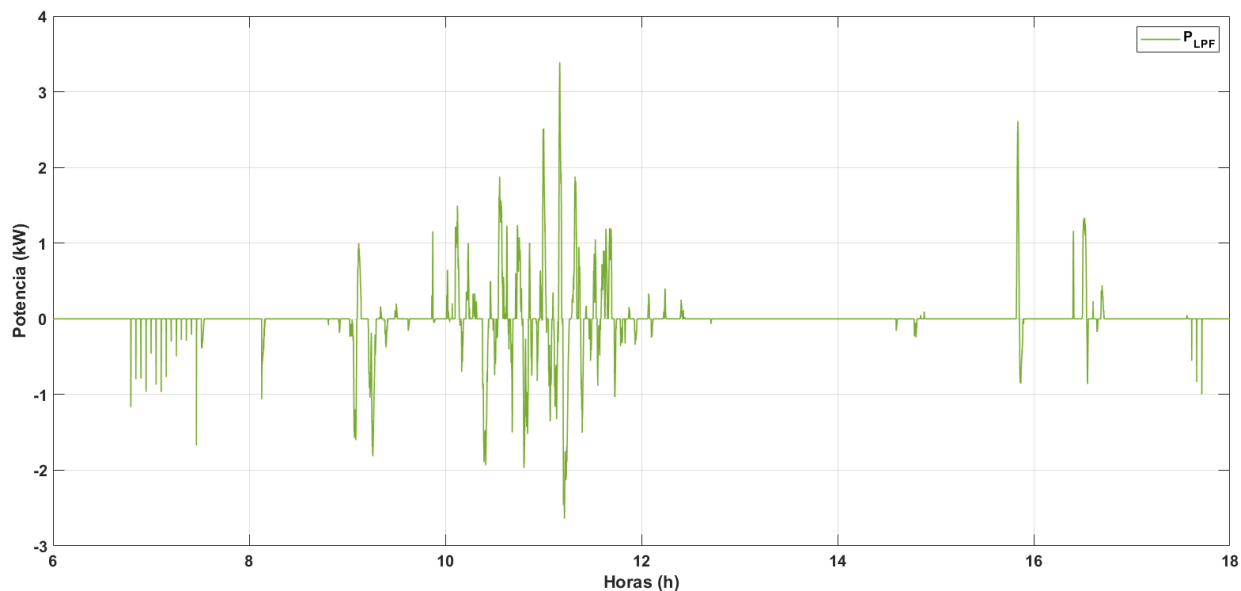
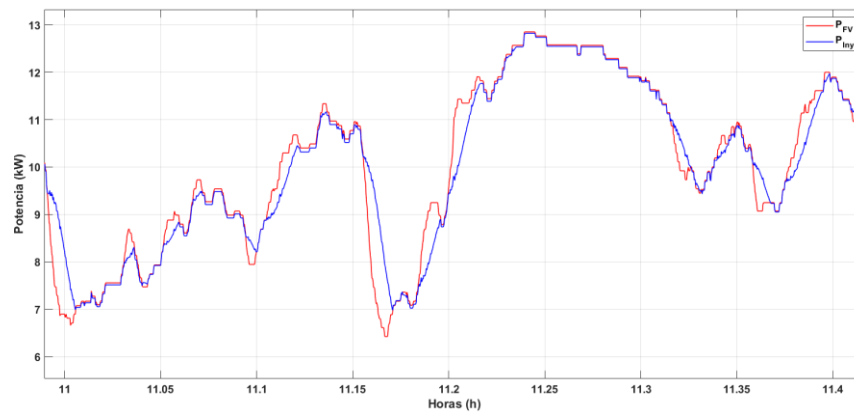
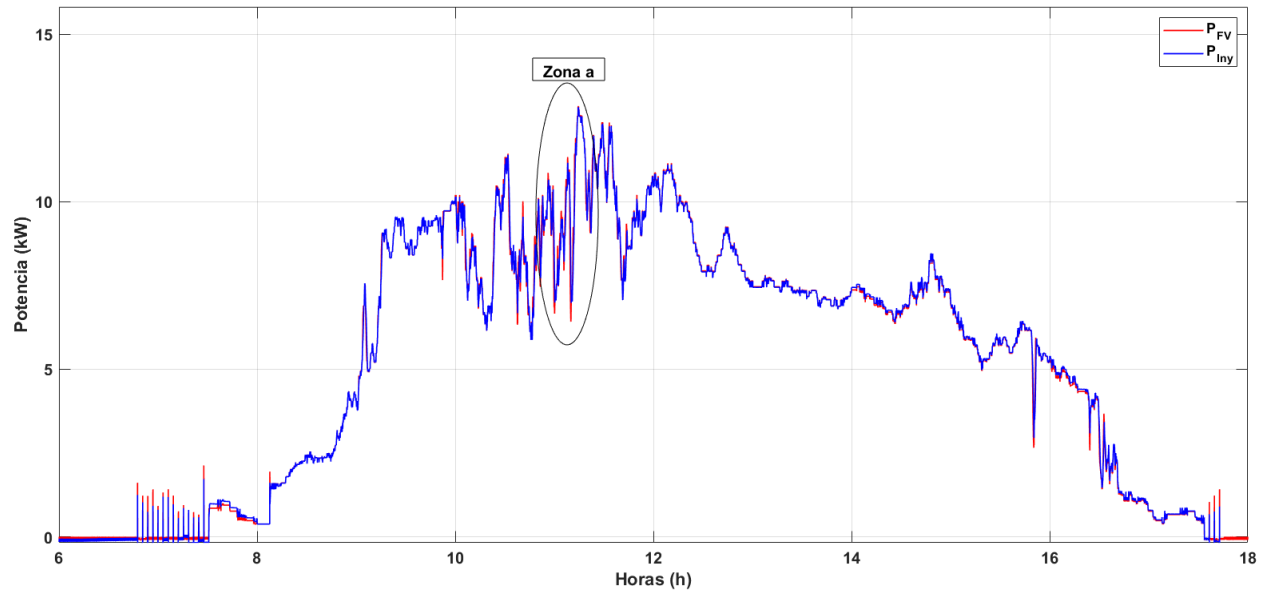


Figura 5.36 Referencia Generada aplicando la estrategia LPF, día 24/11/2018
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.37, se puede observar la potencia inyectada en comparación con la potencia fotovoltaica correspondientes al día 24/11/2018. Para este caso las potencias inyectada y fotovoltaica son similares debido a que no existen tasas de variación considerables. (Figura 5.37a)



(a)

Figura 5.37 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia LPF, día 24/11/2018. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.38 se observa las tasas de variación de la potencia fotovoltaica e inyectada correspondientes al 24/11/2018, al ser un día con bajas variaciones en su radiación, la tasa de variación se mantiene dentro de los límites permitidos, sin embargo, la estrategia LPF obliga al banco de supercondensadores a inyectar o absorber potencia en función a la referencia generada en la figura 5.36. Este problema surge al no poder realizar acciones de control en la etapa de filtrado y además a que la naturaleza de la radiación solar es desconocida.

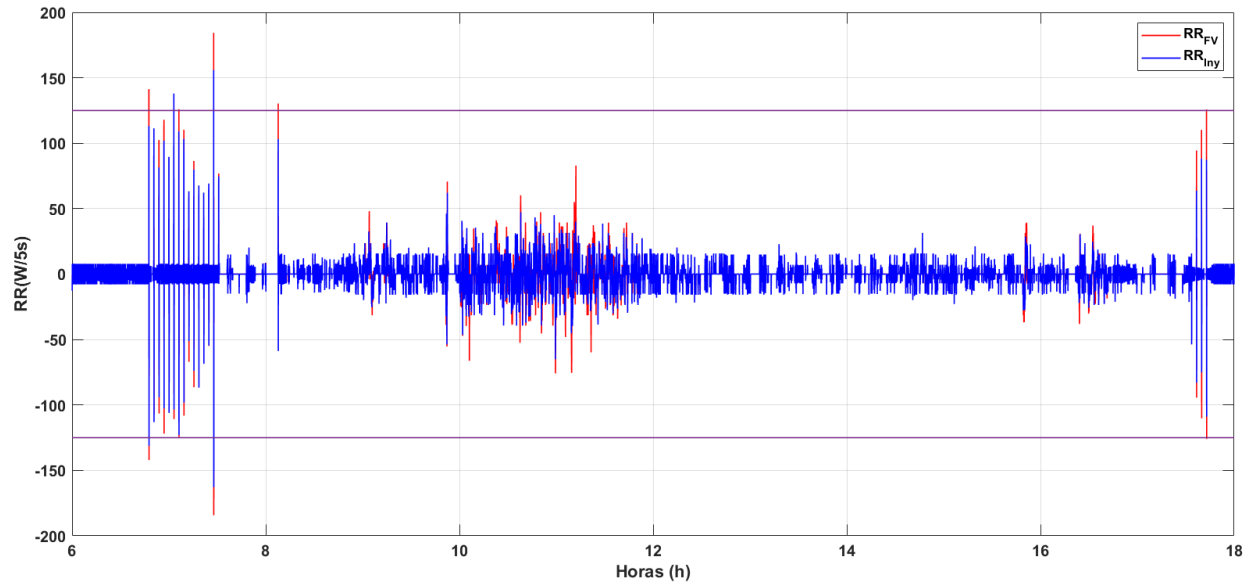
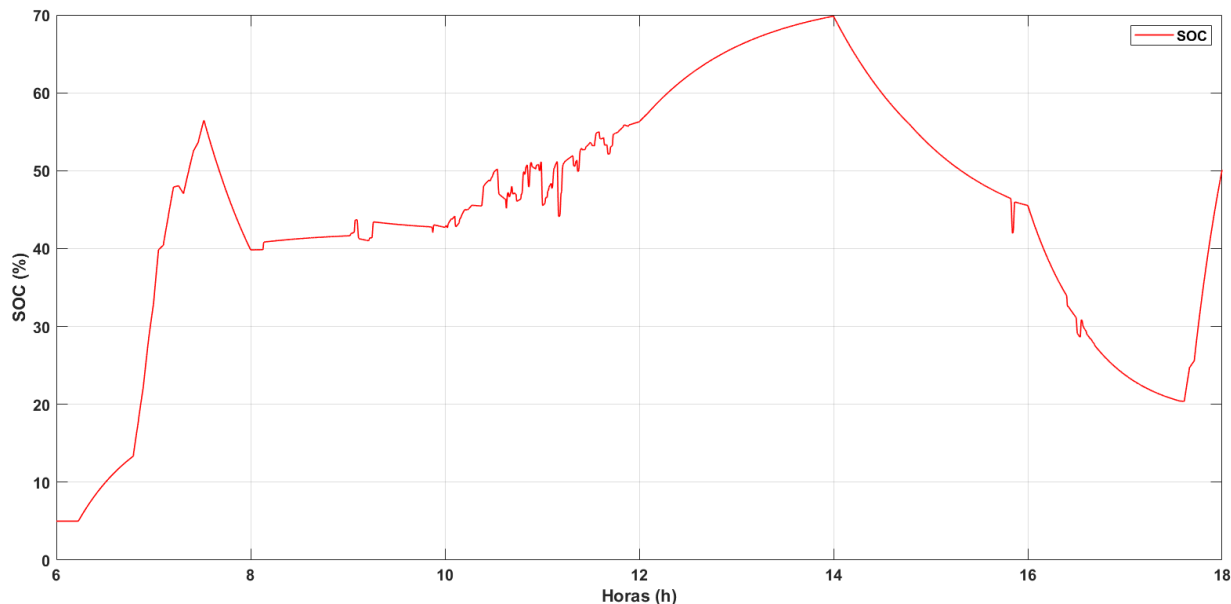


Figura 5.38 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia LPF, día 24/11/2018. Fuente: Elaboración propia

En la figura 5.39, se observa el estado de carga del supercondensador utilizando esta estrategia, de igual forma para el día en estudio se considera como moderado en ningún tramo del día, pues se supera las tasas de variación establecidas por lo que solo actuó el control del SOC, cabe recalcar que en el tramo de 6 a 8 de la mañana no se cumple la referencia del 20% asignada, esto ocurre por la poca radiación que llega a los paneles causando que no generen la energía suficiente para que el inversor inicie su funcionamiento, ante esta situación se producen descargas del mismo por los capacitores de la DC_{Link} , esto se ve reflejado en la generación fotovoltaica de la figura 5.37 (6 a 8h).



**Figura 5.39 Estado de carga aplicando la estrategia LPF, día 24/11/2018.
Fuente: Elaboración propia**

5.2.3 Análisis y resultados de la estrategia de Control basada en un algoritmo de media móvil

Día 13/11/2018

Como se había mencionado 4.4.3 para este método el filtrado de las variaciones de potencia será más o menos significativo dependiendo de la ventana de tiempo T , también es importante tomar en cuenta como varía el porcentaje de estado de carga de nuestro sistema de almacenamiento, es decir, este valor deberá encontrarse dentro del rango pertinente para tratar de solventar las fluctuaciones más severas.

El análisis fue realizado utilizando una ventana de tiempo de 200s con la que resultó más eficiente el rendimiento del método. La función que cumple la estrategia radica en producir una señal (figura 5.40) que va de referencia a nuestro supercapacitor para que este actúe ya sea entregando o absorbiendo energía al sistema.

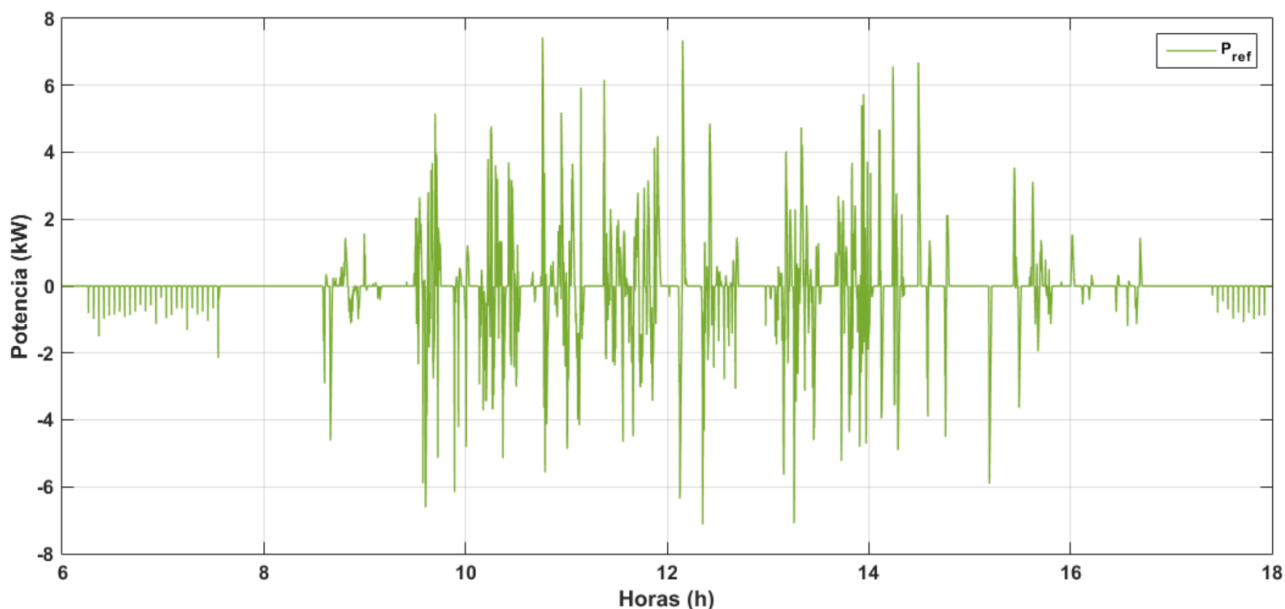
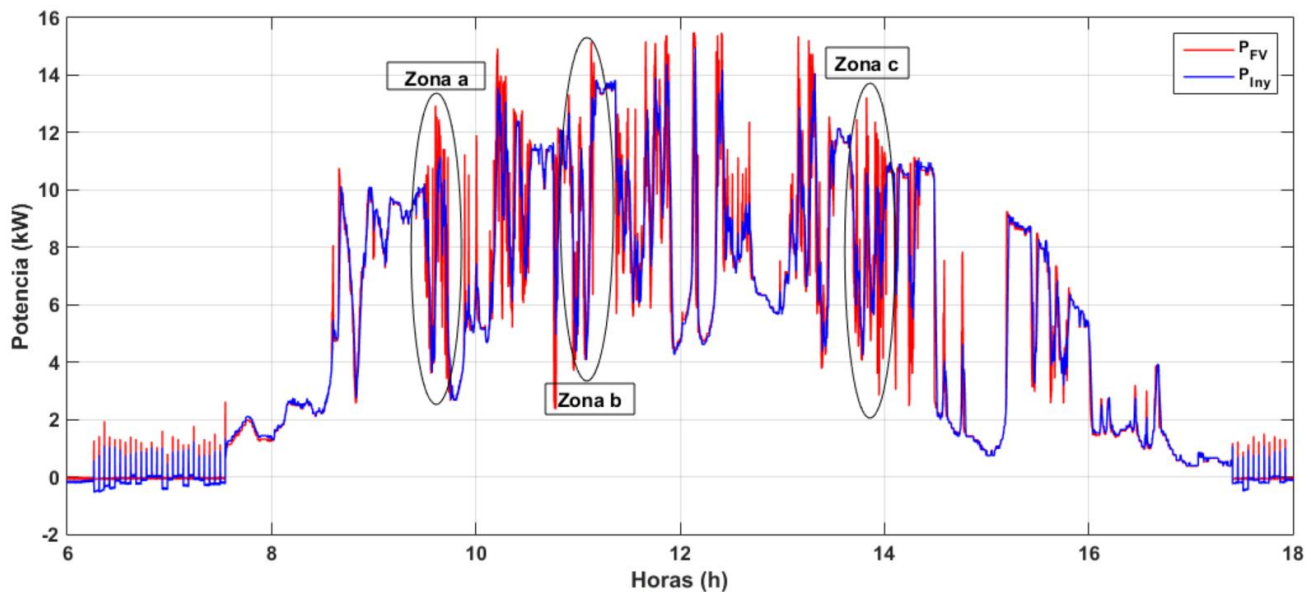


Figura 5.40 Referencia de potencia en SC aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018 Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.41, se observa la Potencia Fotovoltaica y la Potencia Inyectada resultante de aplicar esta estrategia al día 13/11/2018, para que se pueda apreciar mejor el suavizado se ha seleccionado tres zonas (figura 5.41a, 5.41b, 5.41c).



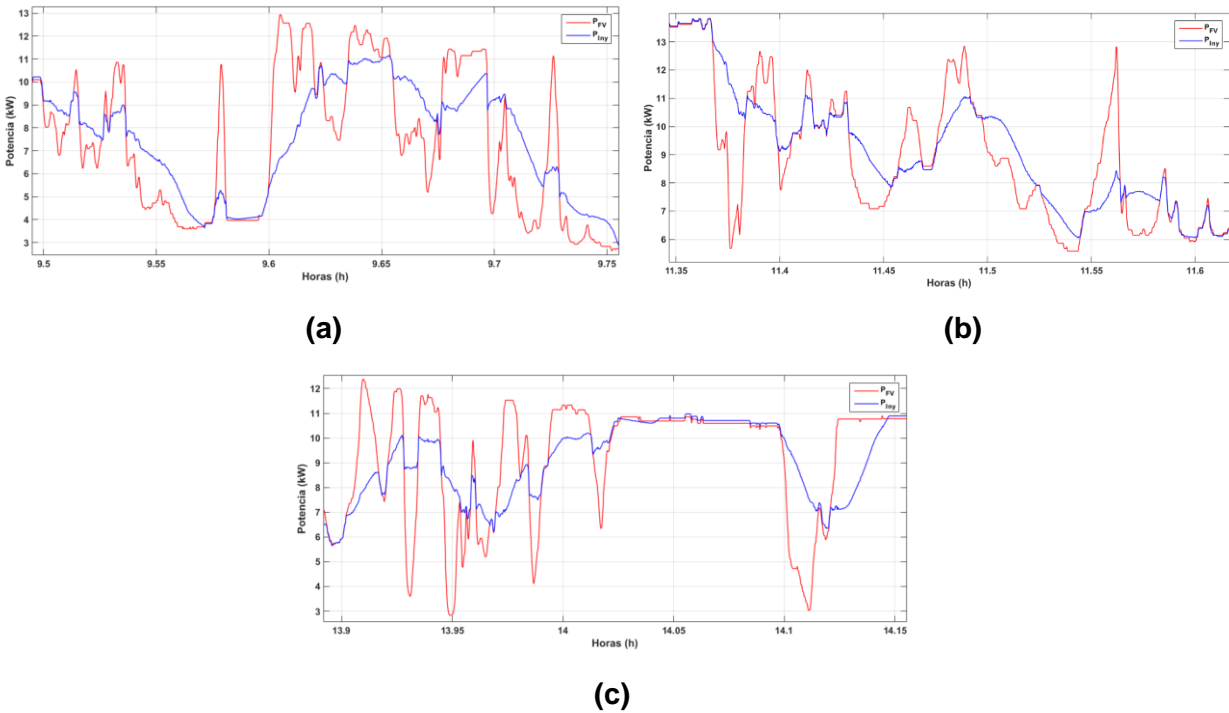


Figura 5.41 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018. Fuente: Elaboración Propia.

En el análisis de las tasas de variación de potencia se hará énfasis en las más críticas, puntos A y B representados en la figura 5.42, donde A representa la tasa de variación de potencia de subida y B de bajada. El valor del punto A es de $362.5 W/5s$ saliendo del límite en gran magnitud, por lo cual al aplicar el método es reducido a $85.87 W/5s$ (punto C), de la misma manera en el caso del punto B que tiene como valor $-497.8 W/5s$ al aplicar el método este cambiara de valor a $-119.4 W/5s$ para así entrar al límite establecido.

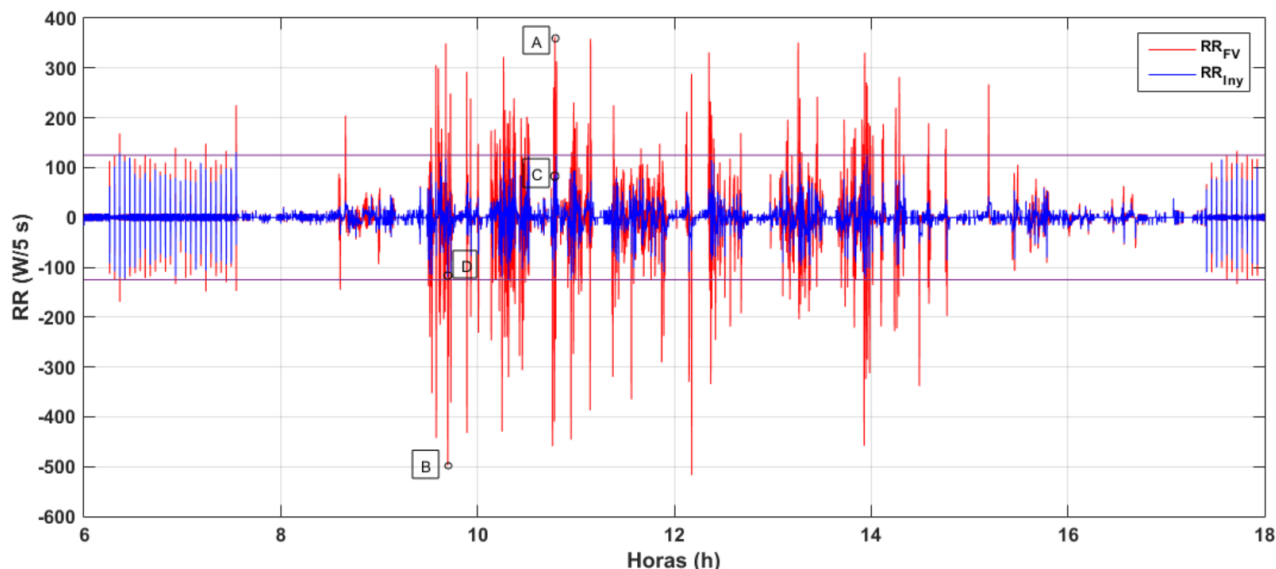


Figura 5.42 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018. Fuente: Elaboración propia

A continuación se puede ver las tasas de variación analizadas anteriormente expresadas en términos de potencia (figura 5.42), donde el punto A en este caso da una variación de potencia de $\Delta P_{FV} = 0.58P_{nom}$, mismo que ha sido reducido a $\Delta P_{Iny} = 0,049P_{nom}$ (punto C, figura 5.42).

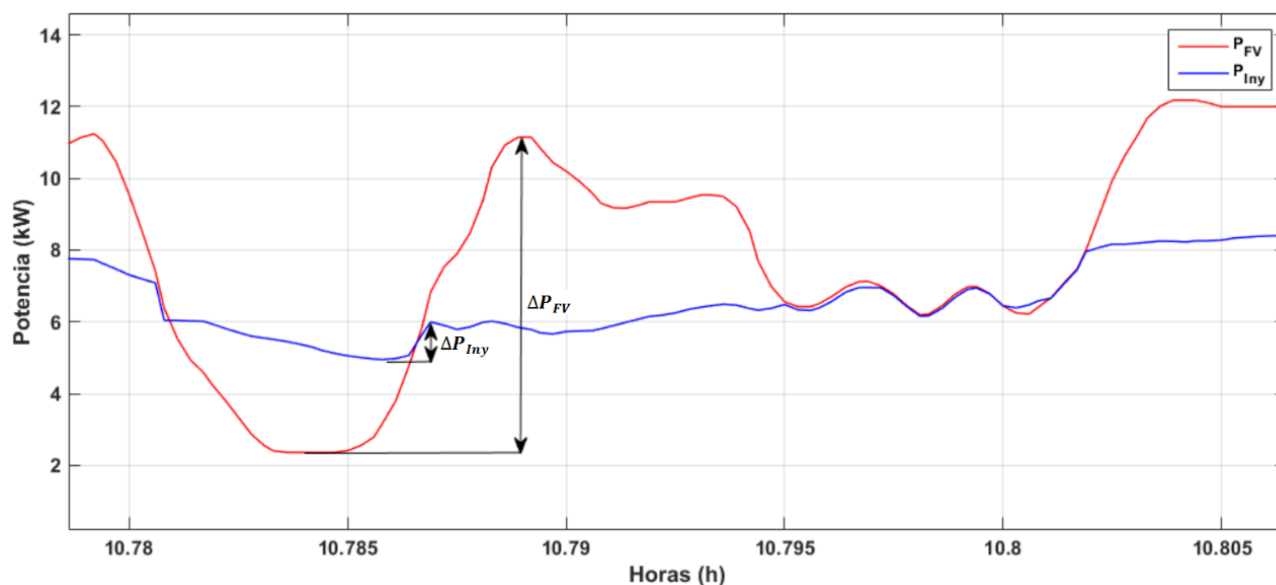


Figura 5.43 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos A y C) aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018. Fuente: Elaboración propia.

De la misma manera como se puede observar en la figura 5.44 el punto B presenta una variación de potencia de $\Delta P_{FV} = 0.48P_{nom}$ que ha sido reducido a de $\Delta P_{FV} = 0.078$ (punto D, figura 5.42).

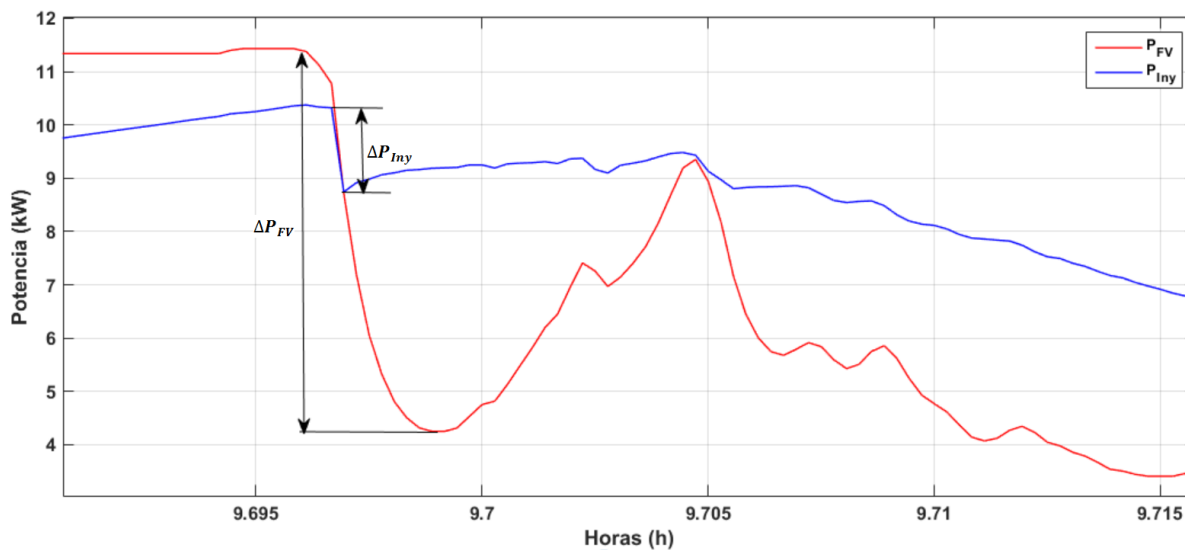


Figura 5.44 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos B y D) aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018 Fuente: Elaboración propia

En la figura 5.45 se puede ver el estado de carga del supercondensador, donde es notable su variación constante ya que es un día muy fluctuante, por lo que solo actúa el control de variaciones.

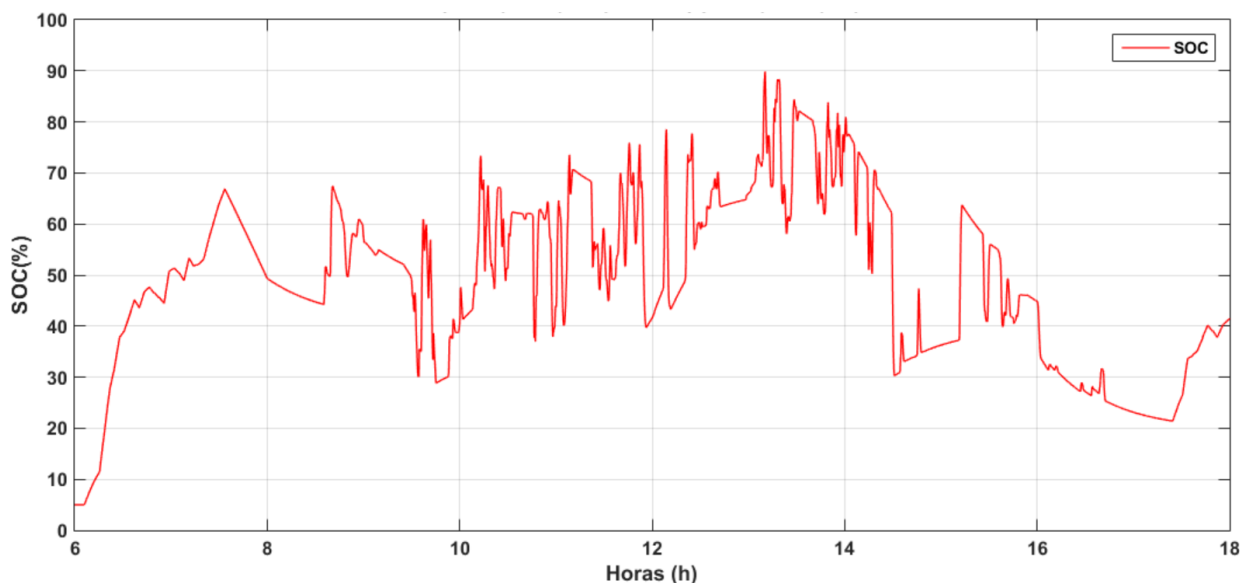


Figura 5. 45 Estado de carga aplicando la estrategia de media móvil, día 13/11/2018 Fuente: Elaboración propia.

Día 23/11/2019

Para este día considerado como típico nuevamente se aplicará una ventana de tiempo de 200s, en consecuencia, se puede ver en la figura 5.46 la señal de referencia que va al sistema de almacenamiento.

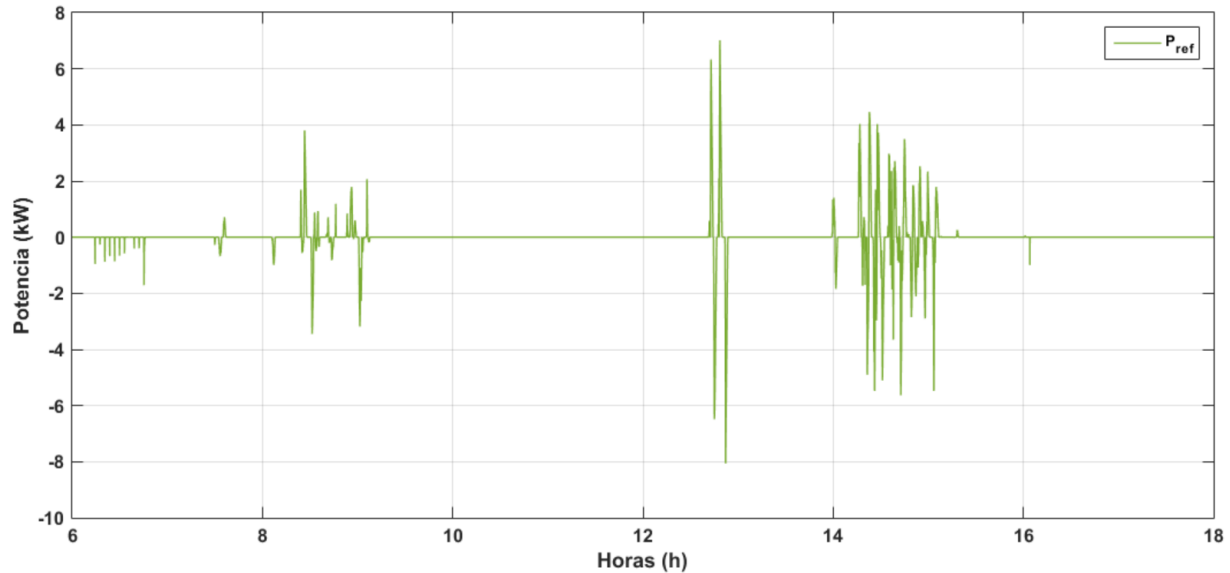
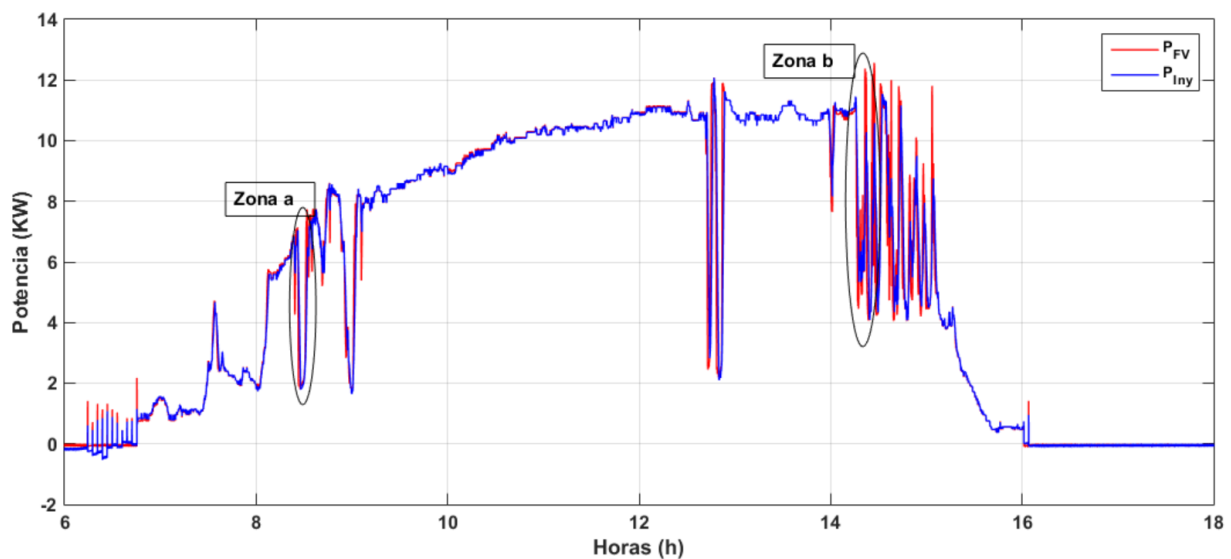


Figura 5.46 Referencia Generada aplicando la estrategia de media móvil, día 23/11/2018
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.47 se puede observar la potencia fotovoltaica y la potencia inyectada resultante de aplicar esta estrategia al día 23/11/2018, para que se pueda apreciar mejor el suavizado se ha seleccionado 2 zonas (figura 5.47a, 5.47b).



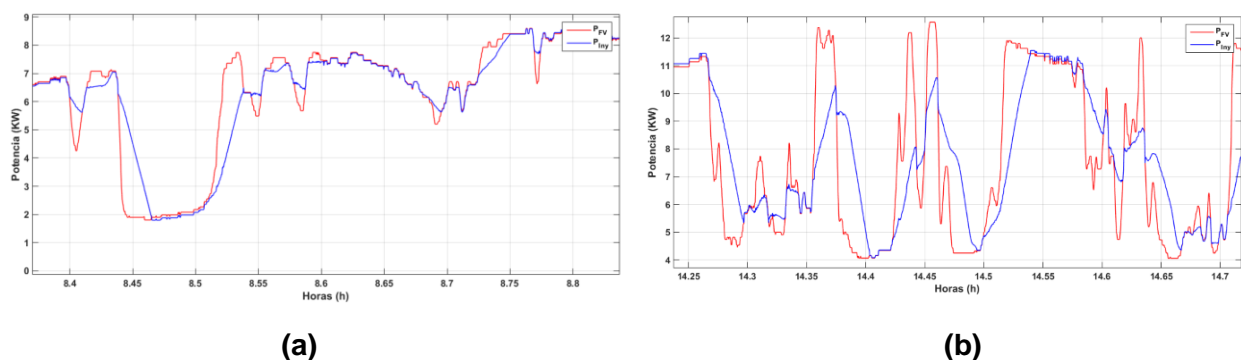


Figura 5.47 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 23/11/2018.

En el análisis de las tasas de variación de potencia se hará énfasis en las más críticas, puntos A y B representados en la figura 5.48, donde A representa la tasa de variación de potencia de subida y B de bajada. El valor del punto A es de $359.3 W/5s$ saliendo del límite en gran magnitud, por lo cual al aplicar el método es reducido a $56.83 W/5s$ (punto C), de la misma manera en el caso del punto B que tiene como valor $-325.9 W/5s$ al aplicar el método este cambiara de valor a $-101 W/5s$ para así entrar al límite establecido.

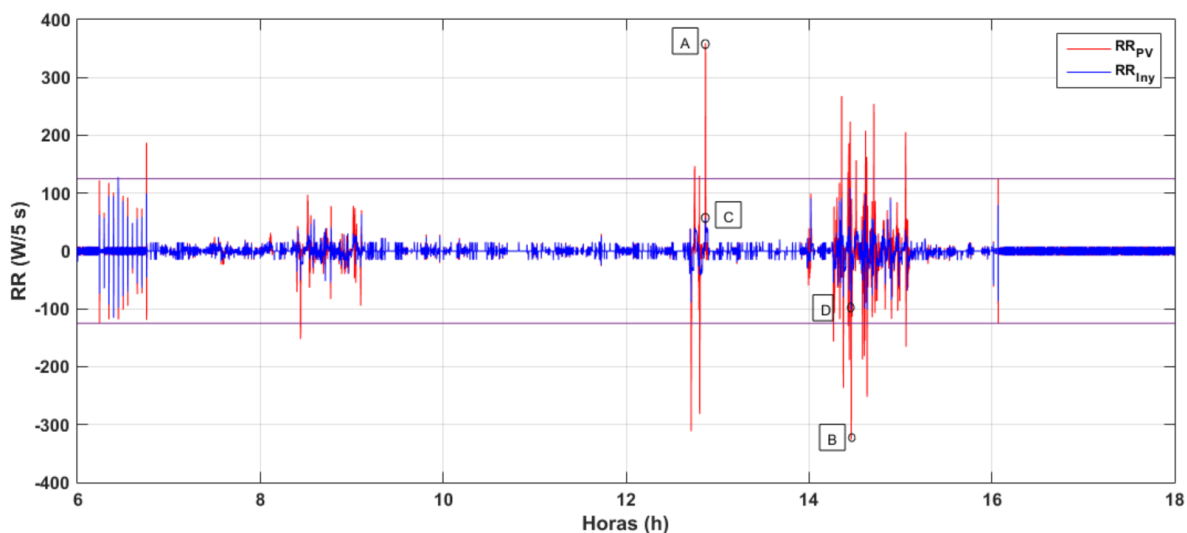


Figura 5.48 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 23/11/2018. Fuente: Elaboración propia.

A continuación se puede ver las tasas de variación analizadas anteriormente expresadas en términos de potencia (figura 5.48), donde el punto A en este caso da una variación de potencia de $\Delta P_{PV} = 0.61P_{nom}$, mismo que ha sido reducido a $\Delta P_{Iny} = 0.11P_{nom}$ (punto C).

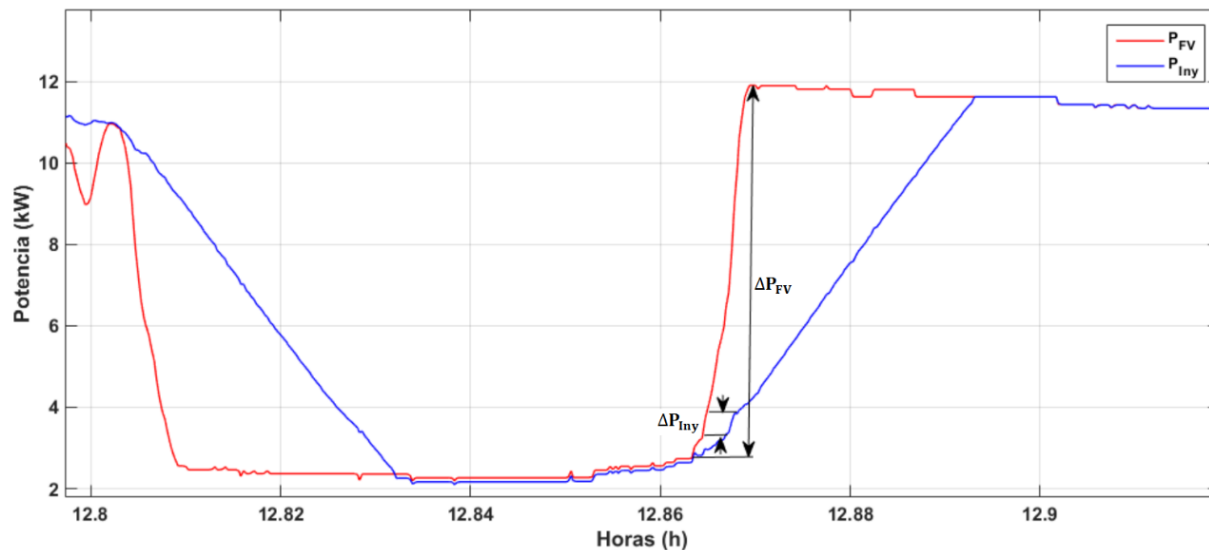


Figura 5.49 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos A y C) aplicando la estrategia de media móvil, día 23/11/2018. Fuente: Elaboración propia.

De la misma manera como se puede observar en la figura 5.50 el punto B presenta una variación de potencia de $\Delta P_{FV} = 0.48P_{nom}$ que ha sido reducido a de $\Delta P_{FV} = 0.083$

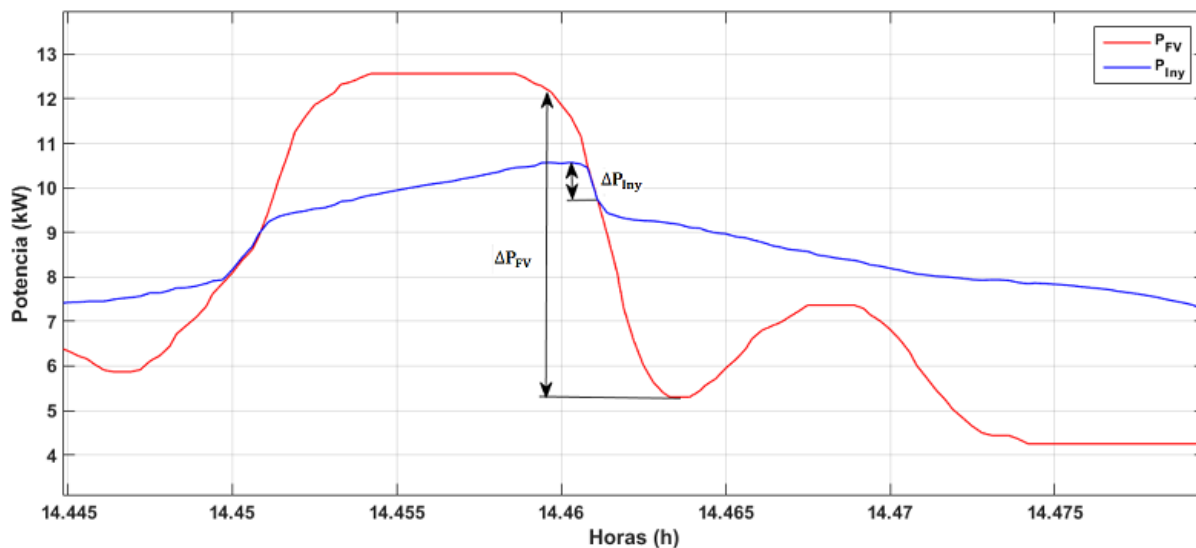


Figura 5.50 Variación de potencia fotovoltaica e Inyectada (puntos A y C) aplicando la estrategia de media móvil, día 23/11/2018. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.51 se pudo ver el comportamiento del estado de carga para este día considerado como típico, donde existen variaciones bruscas en diferentes tramos actuando ahí el control de variaciones, mientras que en las zonas que no hay fluctuaciones actuará el control del SOC.

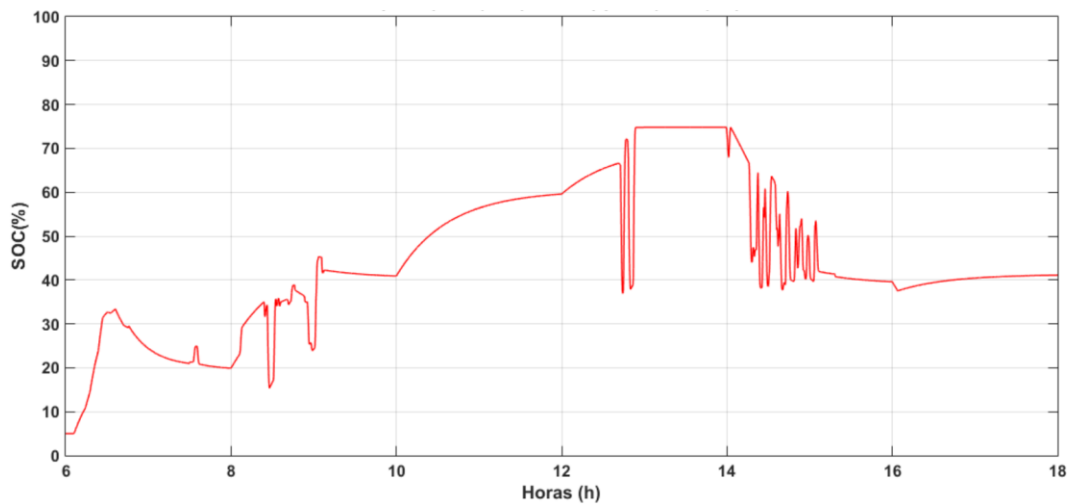


Figura 5.51 Estado de carga aplicando la estrategia de media móvil. Día 23/11/2018.
Fuente: Elaboración propia.

Día 24/11/2018

Para este día con pocas fluctuaciones de potencia nuevamente se aplicará una ventana de tiempo de 200s, en consecuencia, se puede ver en la figura 5.52 la señal de referencia que va al sistema de almacenamiento.

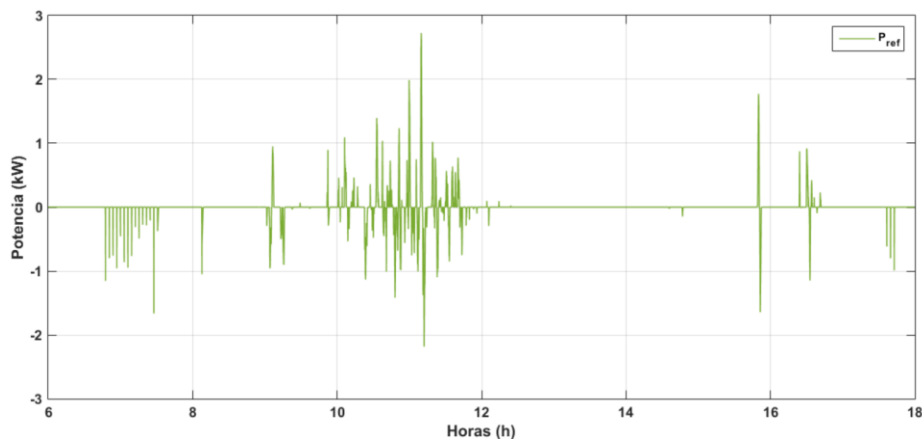
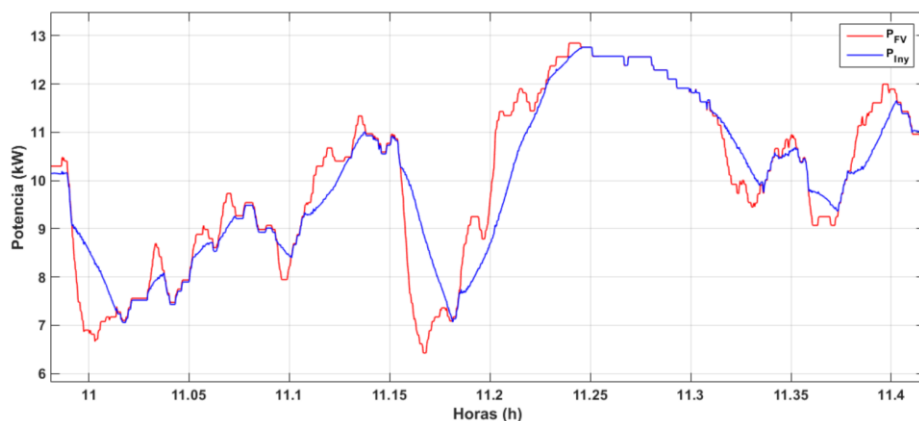
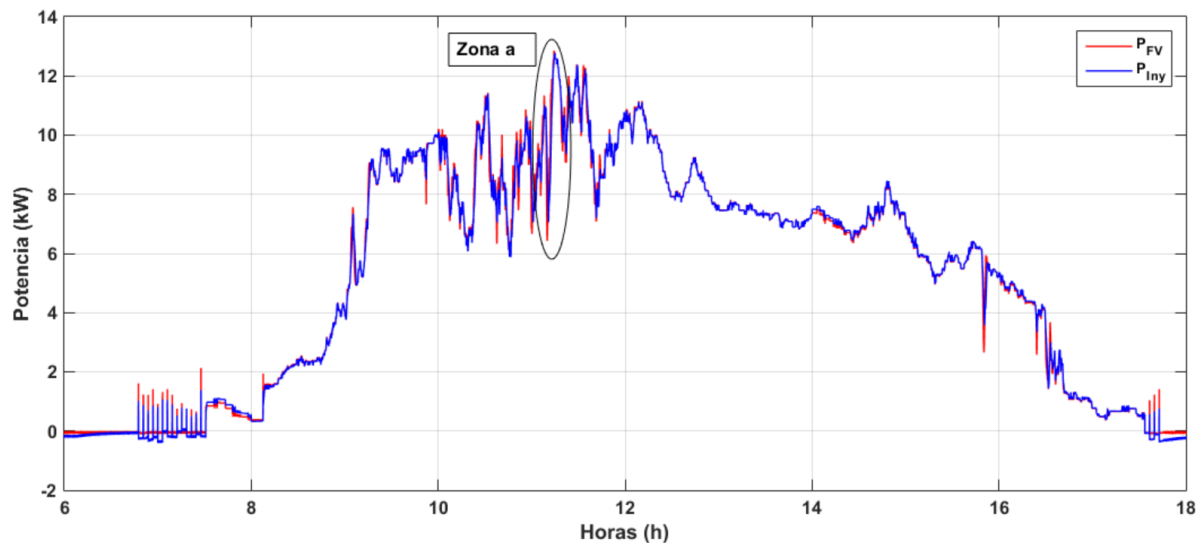


Figura 5.52 Referencia Generada aplicando la estrategia de media móvil, día 24/11/2018
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.53 se puede observar la potencia fotovoltaica y la potencia inyectada resultante de aplicar esta estrategia al día 24/11/2018, Para este caso las potencias inyectadas y fotovoltaica son similares debido a que no existe tasas de variación considerables. (figura 5.53a)



(a)

Figura 5.53 Potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 24/11/2018, Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.54, se puede ver las tasas de variación de las potencias fotovoltaicas e inyectada del día 24/11/2018, este día en particular se caracteriza por ser un día con variaciones de baja magnitud por lo que no sería necesario que actué el control de fluctuaciones, sin embargo, la estrategia aplicada obliga al banco de supercondensadores a inyectar o absorber potencia en función de la referencia generada.

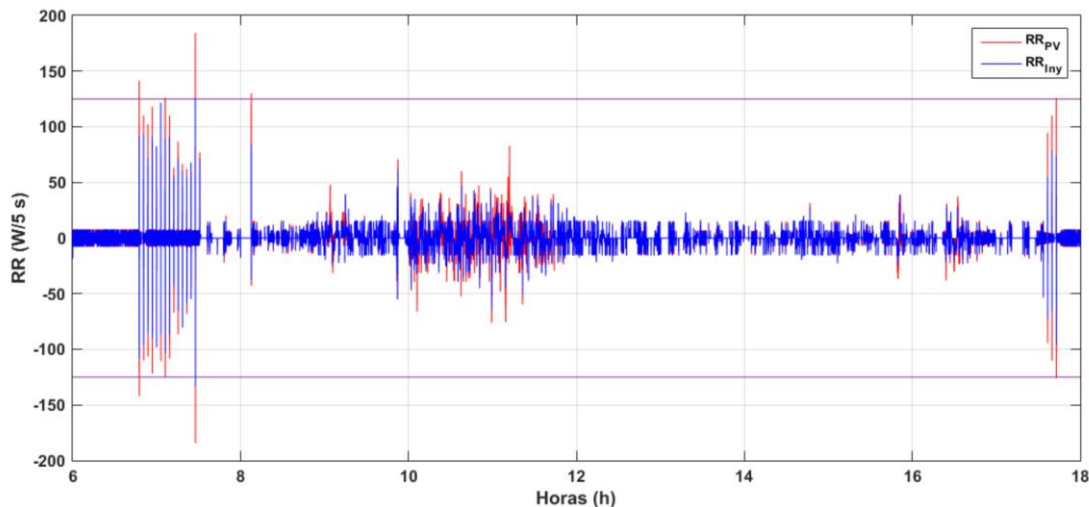


Figura 5.54 Tasas de variación de potencia fotovoltaica y potencia inyectada aplicando la estrategia de media móvil, día 24/11/2018. Fuente: Elaboración propia

En la figura 5.55 se observa el estado de carga del supercondensador para este día considerado como moderado, aquí en ningún tramo del día se supera las tasas de variación establecidas por lo que solo actuó el control del SOC llevando el estado de carga a las referencias establecidas en la sección 4.5. En el tramo de 6 a 8 horas no se cumple con la referencia por las razones explicadas en la sección anterior.

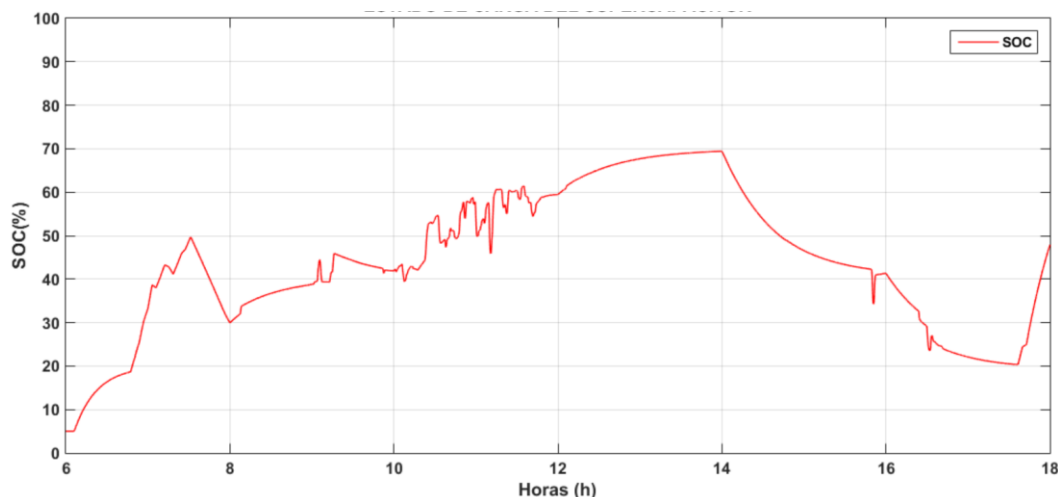


Figura 5.55 Estado de carga aplicando la estrategia de media móvil, día 24/11/2018

5.3 Comparación de las tres estrategias

Para el análisis de las 3 estrategias se ha tomado en consideración el día con altas variaciones de potencia (13/11/2018), la figura 5.56 muestra la potencia fotovoltaica en comparación con la potencia inyectada mediante las 3 estrategias en estudio. La figura 5.56a, 5.56b y 5.56c muestra

3 diferentes zonas en las que se puede apreciar mejor la comparación de los métodos de suavizado.

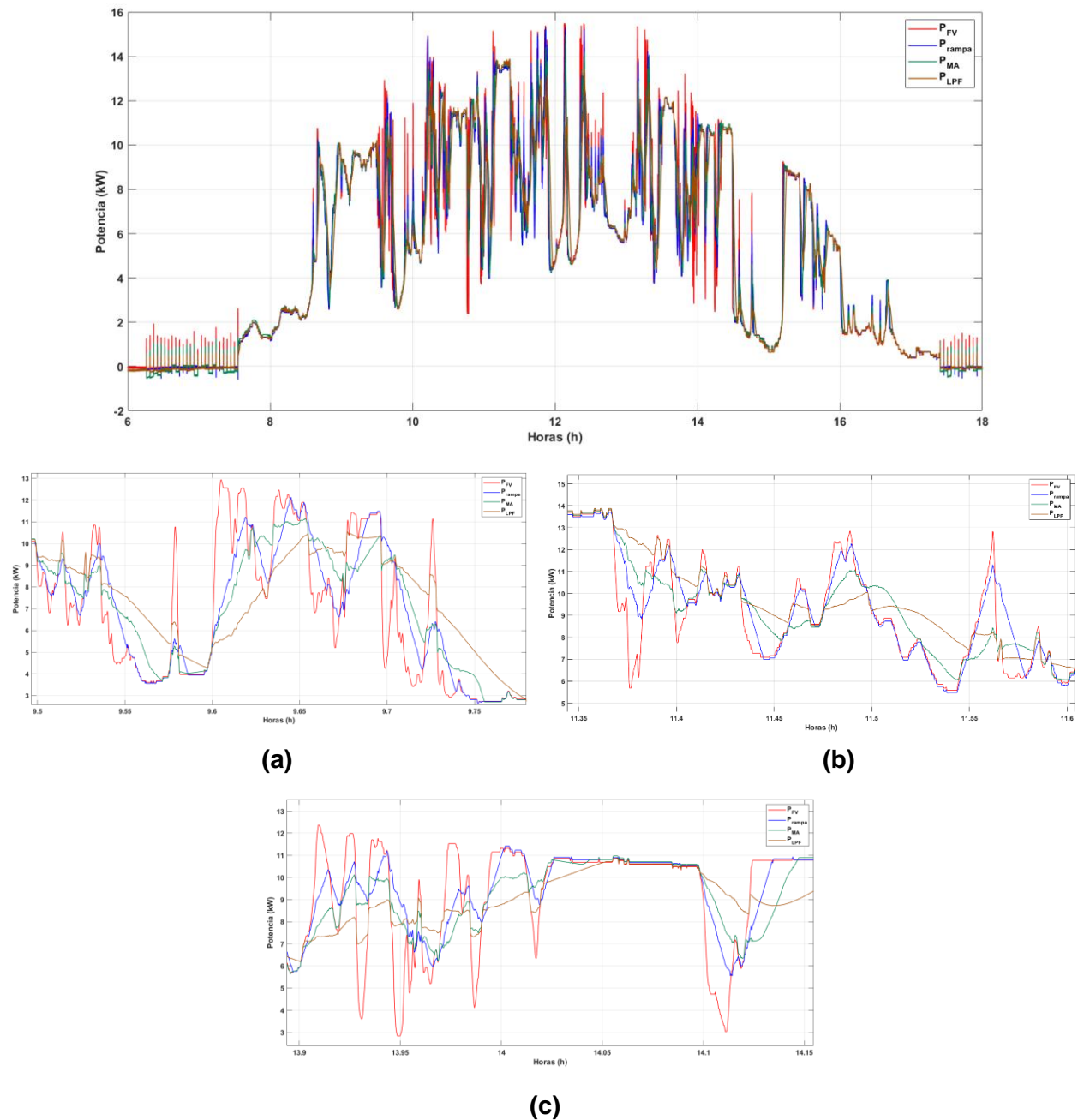


Figura 5.56 Comparación de la potencia fotovoltaica con la potencia inyectada mediante las 3 estrategias. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 5.57 se presenta las tasas de variación de potencia de la potencia fotovoltaica en comparación con la potencia inyectada.

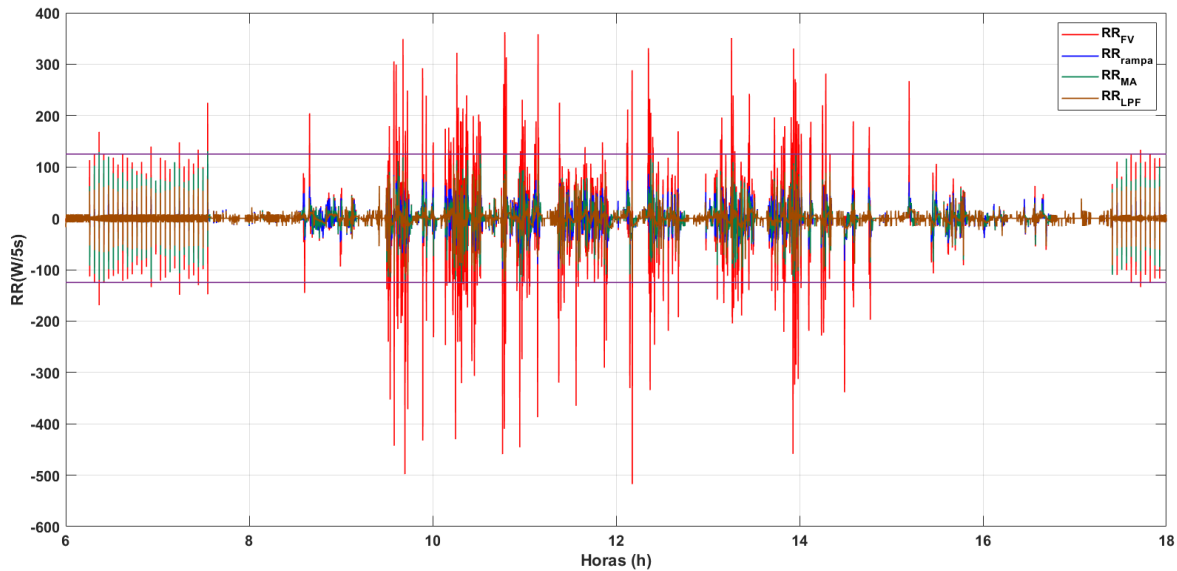


Figura 5.57 Tasas de variación de potencia fotovoltaica e inyectada.
Fuente: Elaboración propia.

La figura superior muestra que las metodologías utilizadas para reducir las variaciones de potencia cumplen con la normativa aplicada, obteniendo resultados satisfactorios para un día con altos cambios de radiación.

La diferencia entre las estrategias es el efecto de suavizado que influyen sobre la potencia fotovoltaica tal como se observa en la figura 5.58, la tabla 5.1 muestran la comparación de los resultados de tasas de variación de potencia en ascenso.

Tabla 5.1 Comparación de las estrategias para una variación de potencia en ascenso

Potencia	Tasa de Variación
Fotovoltaica	$0.58 * P_{nom}$
Algoritmo de Rampa	$0.042 * P_{nom}$
Filtro Pasa Bajo	$0.066 * P_{nom}$
Media Móvil	$0.049 * P_{nom}$

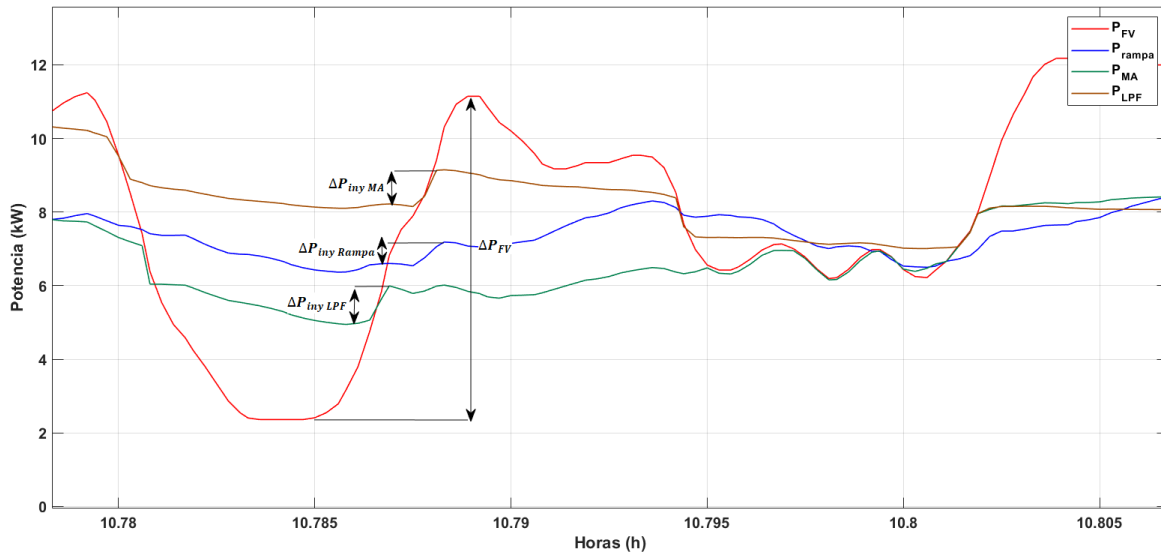


Figura 5.58 Comparación de tasas de variación de potencia en ascenso.

Fuente: Elaboración propia

La tabla 5.2 muestran la comparación de los resultados de tasas de variación de potencia y la figura 5.59 muestra el peor caso de fluctuación en descenso.

Tabla 5.2 Comparación de las estrategias para una variación de potencia en descenso

Potencia	Tasa de Variación
Fotovoltaica	$0.48 * P_{nom}$
Algoritmo de Rampa	$0.08 * P_{nom}$
Filtro Pasa Bajo	$0.08 * P_{nom}$
Media Móvil	$0.078 * P_{nom}$

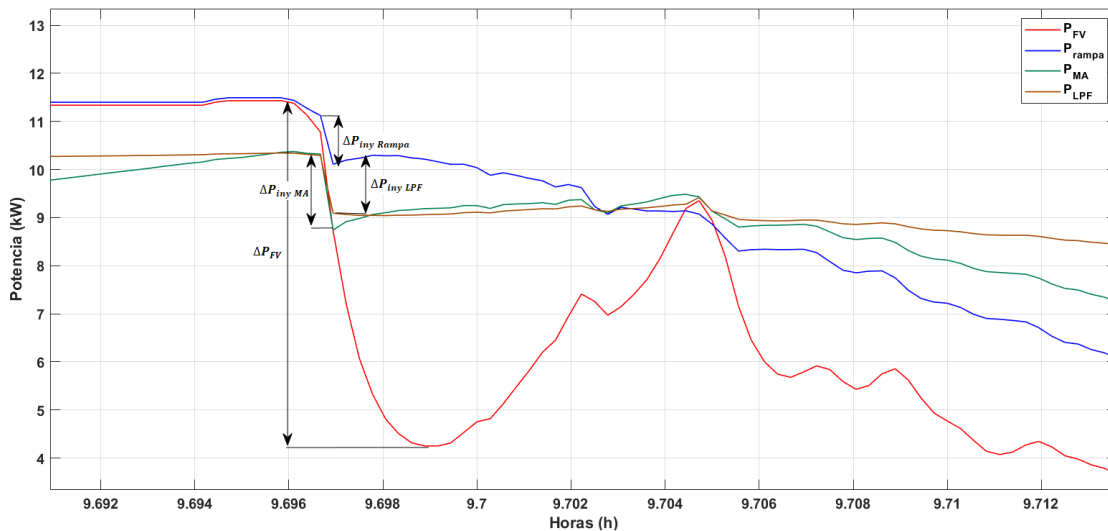


Figura 5.59 Comparación de tasas de variación de potencia en descenso.
Fuente: Elaboración propia

En la figura 5.60 se puede observar la comparación del comportamiento de los estados de carga perteneciente a cada estrategia, la tabla 5.3 muestra los resultados de los ciclos de carga y descarga para cada caso.

Tabla 5.3 Comparación de Ciclos de Carga y Descarga

Estrategia \ Ciclos	Media Móvil	Control de Rampa	LPF
Carga	8,04 ciclos	4,9 ciclos	12,7 ciclos
Descarga	8,38 ciclos	5,11 ciclos	13,05 ciclos
Total	16,42 ciclos	10,07 ciclos	25,75 ciclos

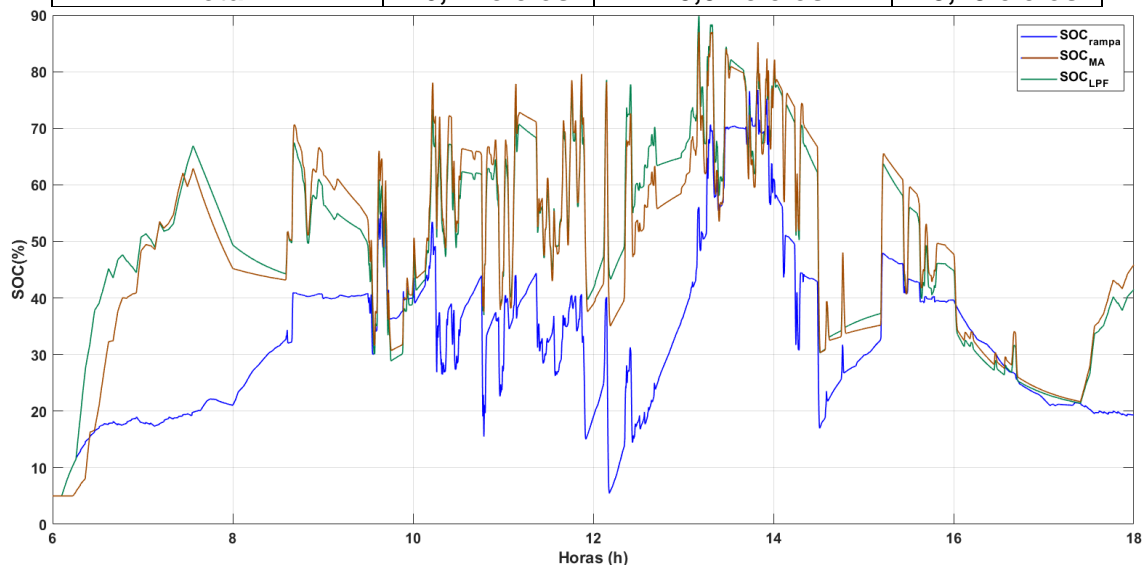


Figura 5.60 Estado de carga del banco de supercondensadores con la aplicación de las metodologías bajo estudio. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, la tabla 5.4 muestra el porcentaje de energía inyectada tomando en cuenta que el 100% es la generación fotovoltaica.

Tabla 5.4 Comparación de la Energía Inyectada por cada Estrategia

Estrategia	Energía Inyectada (%)
Media Móvil	99.8
Control de Rampa	99.9
LPF	99.8



Capítulo 6: Conclusiones

El comportamiento del banco de supercondensadores indica que funcionan como dispositivos de almacenamiento de energía, teniendo un alto rendimiento a pesar de la cantidad de ciclos de carga y descarga que presentan, además se verificó que trabajan con una alta densidad de potencia en pequeños intervalos de tiempo.

Se pudo determinar que las variaciones de potencia fotovoltaica para la planta en estudio están en un intervalo de $0.5P_{nom} \leq \Delta P \leq 0.7P_{nom}$ para un día altamente fluctuante, $0.41P_{nom} \leq \Delta P \leq 0.52P_{nom}$ para un día típico y $0.15P_{nom} \leq \Delta P \leq 0.24P_{nom}$ para un día poco fluctuante.

Los resultados obtenidos mediante la transformada de Fourier para un día fluctuante indican que sus variaciones de potencia ocurrieron en menores intervalos que en los otros días, al no superar una frecuencia de 0.06Hz equivalente a 16s de periodo, se puede inferir que no ocurrirá una variación de potencia significativa en un intervalo de tiempo menor al mencionado bajo condiciones naturales.

En el estudio se obtuvo el modelado para cada subsistema tanto fotovoltaico como del banco de supercondensadores con los datos reales de los equipos del Laboratorio de Microrred Campus Balzay de la Universidad de Cuenca, los modelos se desarrollaron mediante herramientas computacionales correspondientes en PSIM®.

Se realizó el modelo de la planta fotovoltaica tomando en consideración que los algoritmos de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT) tienen una eficiencia del 98%, por lo tanto, las variaciones de potencia fotovoltaica presentan un comportamiento similar a la radiación disponible.

Se realizó el dimensionamiento del capacitor del bus de continua C_{DCLINK} en el que se determinó que su valor es insignificante después del proceso de precarga del banco de supercondensadores ya que su capacitancia total es mucho mayor a la de $C_{DC-Link}$. También se pudo comprobar que los parámetros del filtro LCL del laboratorio cumplen con las condiciones descritas para la frecuencia de resonancia.

Para el modelado detallado de energía se pudo verificar dos aspectos importantes, el primero de ellos que el comportamiento de las corrientes trifásicas en la salida del sistema de almacenamiento es sinusoidal con baja distorsión, en el cual se encuentra en fase al inyectar energía y en contrafase al absorber energía. En el segundo aspecto, el control del lazo de corriente i_d mantiene la potencia reactiva en cero, mientras que el lazo de corriente i_q controla el valor de la potencia activa que será inyectada a la red.

Se realizó una revisión detallada sobre las diferentes estrategias de gestión de energía bajo tres clasificaciones: i) Estrategia basada en un algoritmo de control de rampa de potencia, ii) Estrategia de control basada en un filtro pasa bajo (LPF) y iii) Estrategia de control basada en un algoritmo de Media Móvil, las cuales fueron implementadas en un modelo simplificado debido a que el modelo detallado de energía involucra un gasto computacional elevado y tiempos de simulación prolongados.



Se desarrolló una estimación de dimensionamiento del sistema de almacenamiento mediante una aproximación lineal de la potencia $P(t)$ bajo las condiciones del peor de los casos en un día altamente fluctuante, donde la capacidad de almacenamiento obtenida cumple los requisitos necesarios para suplir la energía que requiere el sistema de generación fotovoltaica. Dicho esto, se concluye que la capacidad de sistema de almacenamiento necesaria para una planta solar fotovoltaica en la zona en estudio es de $\frac{P_{max}}{48} Wh$.

Para cada algoritmo se sintonizó su respectiva constante en base a la efectividad que proporcionaron los mismos en cuanto a reducción de variaciones potencia, verificando que la energía inyectada a la red cumple con la normativa establecida en la regulación de las tasas de variación de potencia.

Se pudo comprobar que la estrategia basada en un algoritmo de control de rampa de potencia es la que mejor reduce las variaciones de potencia fotovoltaica, siendo un 36% más efectiva que la estrategia del Filtro Pasa Bajo y un 14% que la estrategia de control basada en un algoritmo de Media Móvil, estos datos corresponden a una tasa de variación de potencia en ascenso considerada como la más crítica, por otro lado para una variación de potencia en descenso la estrategia de control basada en un algoritmo de media móvil es la que mejor compensa las variaciones de potencia fotovoltaica, siendo un 3% más efectiva que las otras estrategias.

Con respecto a la carga y descarga del banco de supercondensadores, la estrategia de control basada en un algoritmo de rampa presenta un menor número de ciclos que las otras estrategias, pudiendo deducir que mediante la aplicación de esta técnica el banco de supercondensadores tendrá una vida útil más prolongada.

Se verificó que, para un día con pocas fluctuaciones de potencia, a pesar de que las tasas de variación fotovoltaica cumplen con la normativa vigente, existió una actuación innecesaria del banco de supercondensadores, este problema surge porque cada una de las estrategias están diseñadas para suavizar variaciones de potencia fotovoltaica, mas no para predecir el comportamiento de la misma.

Con respecto al análisis comparativo realizado de las técnicas de control en base a la misma condición de perfil de irradiancia, se concluye que la estrategia basada en un algoritmo de control de rampa de potencia es la más eficaz, ya que presentó mejores resultados en los diferentes aspectos bajo estudio.



Referencias

- [1] Mikel Catena Sánchez, “Estrategias de Control para la Atenuación de Fluctuaciones de Potencia mediante Sistemas de Almacenamiento en una Planta Fotovoltaica,” Universidad Pública de Navarra.
- [2] J. M. A. Núñez, “Efecto de Variaciones de Potencia en Centrales Fotovoltaicas en la Estabilidad de Frecuencia de SEP,” Universidad de Chile, 2014.
- [3] K. Rahimi, S. Mohajeryami, and A. Majzooobi, “Effects of photovoltaic systems on power quality,” NAPS 2016 - 48th North Am. Power Symp. Proc., pp. 1–6, 2016.
- [4] M. E. R. Peñafiel, “ESTUDIO DE INCIDENCIA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA ‘PARQUE SOLAR SALINAS’ EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN DE EMELNORTE S.A.,” Universidad Técnica del Norte, 2019.
- [5] W. Ma, W. Wang, X. Wu, R. Hu, F. Tang, and W. Zhang, “Control strategy of a hybrid energy storage system to smooth photovoltaic power fluctuations considering photovoltaic output power curtailment,” *Sustain.*, vol. 11, no. 5, 2019.
- [6] J. A. C. González, R. C. Pérez, A. C. Santos, and M.-A. C. Gil, *Centrales De Energías Renovables: Generación Eléctrica Con Energías Renovables*. 2009.
- [7] J. R. Vitoria, *Energías Renovables. Lo que hay que saber*. Madrid, 2013.
- [8] S. Krauter, *Solar Electric Power Generation*. 2007.
- [9] Solmetric Corporation, “Guide To Interpreting I-V Curve Measurements of PV Arrays,” Appl. Note PVA-600-1, p. 23, 2011.
- [10] “TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO by Elena Cazorla - issuu.” [Online]. Available: https://issuu.com/cazorla89/docs/definitivo_-_libro_05-08-16?fbclid=IwAR1gEupvZ20M0rcclK9y3aLrlnShgAeDgK96fOxfLoQL99-JkkFtl35RIIE. [Accessed: 18-Sep-2019].
- [11] N. Altin, “Energy storage systems and power system stability,” 2016 Int. Smart Grid Work. Certif. Program, ISGWCP 2016, no. February, 2016.
- [12] Kaustav Mallick, Snehashsis Das, Anjana Sengupta, and Shamik Chattaraj, “Modern Mechanical Energy Storage Systems and Technologies,” *Int. J. Eng. Res.*, vol. V5, no. 02, pp. 727–730, 2016.
- [13] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafila-Robles, “A review of energy storage technologies for wind power applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, 2012.
- [14] J.Kleperis, “Energy storage solutions for small and medium-sized self-sufficient alternative energy objects,” vol. 2, no. December, 2016.
- [15] L. F. Cabeza, I. Martorell, L. Miró, A. I. Fernández, and C. Barreneche, *Introduction to thermal energy storage (TES) systems*. Woodhead Publishing Limited, 2014.



- [16] Maxwell, "Maxwell Technologies BOOSTCAP Ultracapacitors – Doc. No. 1014627.1," 2009.
- [17] P. Sharma and T. S. Bhatti, "A review on electrochemical double-layer capacitors," *Energy Convers. Manag.*, vol. 51, no. 12, pp. 2901–2912, 2010.
- [18] S. Yong, "Fabrication and characterisation of fabric supercapacitor," no. October, pp. 1–161, 2016.
- [19] I. Căluianu, G. Notton, I. Colda, S. Căluianu, and A. Damian, "Photovoltaic energy generation under partially shading conditions," in 2009 8th International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems and Electric Drives Joint Symposium, ELECTROMOTION 2009, 2009.
- [20] F. Belhachat and C. Larbes, "Modeling, analysis and comparison of solar photovoltaic array configurations under partial shading conditions," *Sol. Energy*, vol. 120, pp. 399–418, 2015.
- [21] IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells Photovoltaics Dispersed Generation and Energy Storage, *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*, vol. 2000. 2000.
- [22] W. T. Jewell, R. Ramakumar, and S. R. Hill, "A study of dispersed photovoltaic generation on the PSO system," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 3, no. 3, pp. 473–478, 1988.
- [23] W. Omran, "Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems," p. 196, 2010.
- [24] M. Alonso Abella, "Sistemas Fotovoltaicos," *Ciemat*, vol. 1, no. 1, p. 59, 2011.
- [25] V. Karthikeyan, S. Rajasekar, V. Das, and K. Pitchaivijaya, *Grid-Connected and Off-Grid Solar Photovoltaic System*, no. April. 2017.
- [26] M. Child, T. Haukkala, and C. Breyer, "The role of solar photovoltaics and energy storage solutions in a 100% renewable energy system for Finland in 2050," *Sustain.*, vol. 9, no. 8, 2017.
- [27] "Energy-Efficient Housing: Lesson 3, Daylighting Activity-Solar Geometry Reading Solar Geometry-A Look into the Path of the Sun." [Online]. Available: <http://solardat.uoregon.edu/cgi-bin/SunChart.cgi>. [Accessed: 19-Sep-2019].
- [28] R. Garner, "Solar Irradiance," 2015. .
- [29] O. Bingöl and B. Özkaya, "Analysis and comparison of different PV array configurations under partial shading conditions," *Sol. Energy*, vol. 160, no. July 2017, pp. 336–343, 2018.
- [30] Marcelo Gustavo Cárdenas Calle, "Estudio técnico económico de la energía solar fotovoltaica y mini eólica a pequeña escala," Universidad de Cuenca, 2019.
- [31] K. Ishaque and Z. Salam, "A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 475–488, 2013.
- [32] E. Kabalci, "Maximum power point tracking (MPPT) algorithms for photovoltaic systems," *Lect. Notes Energy*, vol. 37, pp. 205–234, 2017.



- [33] A. Singh, "Ultracapacitor Characterization Using a Novel Dynamic Parameter Identification Modeling Technique for Electric Transportation Applications," M.Sc. thesis, no. September, 2015.
- [34] A. B. Cultura and Z. M. Salameh, "Modeling, Evaluation and Simulation of a Supercapacitor Module for Energy Storage Application," no. Cisia, pp. 876–882, 2015.
- [35] L. Zhang, X. Hu, Z. Wang, F. Sun, and D. G. Dorrell, "A review of supercapacitor modeling, estimation, and applications: A control/management perspective," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. February 2018, pp. 1868–1878, 2018.
- [36] R. B. McMullen, "Product specifications," *Hosp. Mater. Manage. Q.*, vol. 4, no. 3, pp. 42–45, 1983.
- [37] B. Kroposki et al., "Benefits of Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 25, no. 3, pp. 901–908, 2010.
- [38] L. Gerardo G. Morales, "Mejora de la eficiencia y de las prestaciones dinámicas en procesadores electrónicos de potencia para pequeños aerogeneradores sincrónicos operando en régimen de velocidad variable," *Universitat Politècnica de Valencia*, 2011.
- [39] J. Rodriguez and P. Cortes, *Predictive Control of Power Converters and Electrical Drives*. 2012.
- [40] L. G. González, "Estudio de Tensiones y Corrientes en un Inversor Trifásico con Modulación PWM Sinusoidal," p. 21, 2008.
- [41] F. M. Gonzalez-Longatt, "Entendiendo la Transformación de Park," *IEEE Trans. Power Electron.*, p. 4, 2004.
- [42] M. Liserre, F. Blaabjerg, and S. Hansen, "Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 41, no. 5, pp. 1281–1291, 2005.
- [43] G. E. M. Ruiz, N. Munoz, and J. B. Cano, "Modeling, analysis and design procedure of LCL filter for grid connected converters," *2015 IEEE Work. Power Electron. Power Qual. Appl. PEPQA 2015 - Proc.*, pp. 0–5, 2015.
- [44] "Regulations for grid connection Energinet." [Online]. Available: <https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Regulations-for-grid-connection>. [Accessed: 19-Sep-2019].
- [45] G. Vahan and S. Booth, "Review of PREPA technical requirements for interconnecting wind and solar generation," *Natl. Renew. Energy Lab. (NREL), Tech. Rep. NREL/TP-5D00-57089.*, no. November, p. 72, 2013.
- [46] J. Martins, S. Spataru, D. Sera, D. I. Stroe, and A. Lashab, "Comparative study of ramp-rate control algorithms for PV with energy storage systems," *Energies*, vol. 12, no. 7, 2019.
- [47] H. Liu, J. Peng, Q. Zang, and K. Yang, "Control Strategy of Energy Storage for Smoothing Photovoltaic Power Fluctuations," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, no. 28, pp. 162–165, 2015.
- [48] A. Ellis, D. Schoenwald, J. Hawkins, S. Willard, and B. Arellano, "PV output smoothing with energy storage," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 1523–1528, 2012.

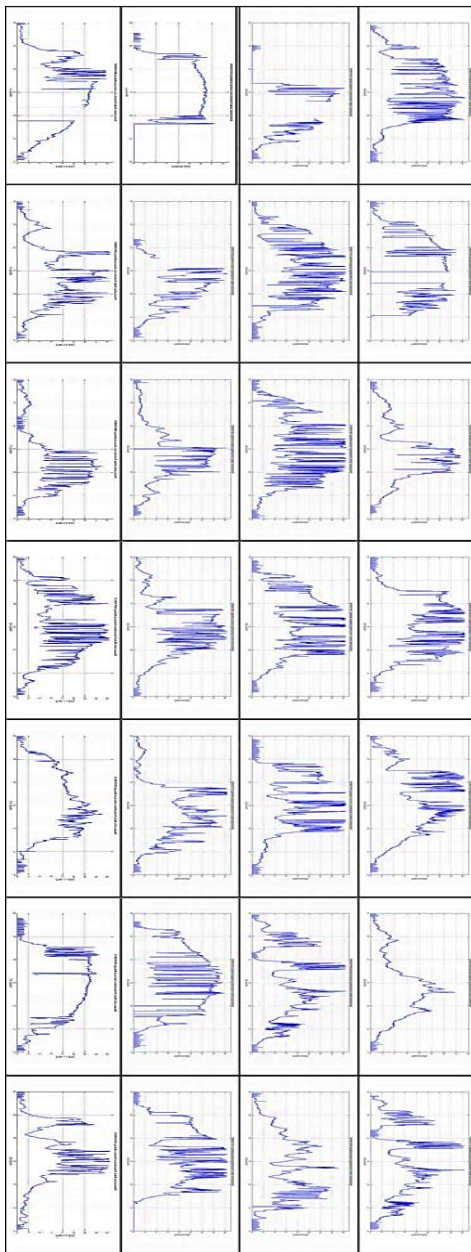


- [49] S. Sukumar, M. Marsadek, K. R. Agileswari, and H. Mokhlis, "Ramp-rate control smoothing methods to control output power fluctuations from solar photovoltaic (PV) sources—A review," *J. Energy Storage*, vol. 20, no. April, pp. 218–229, 2018.



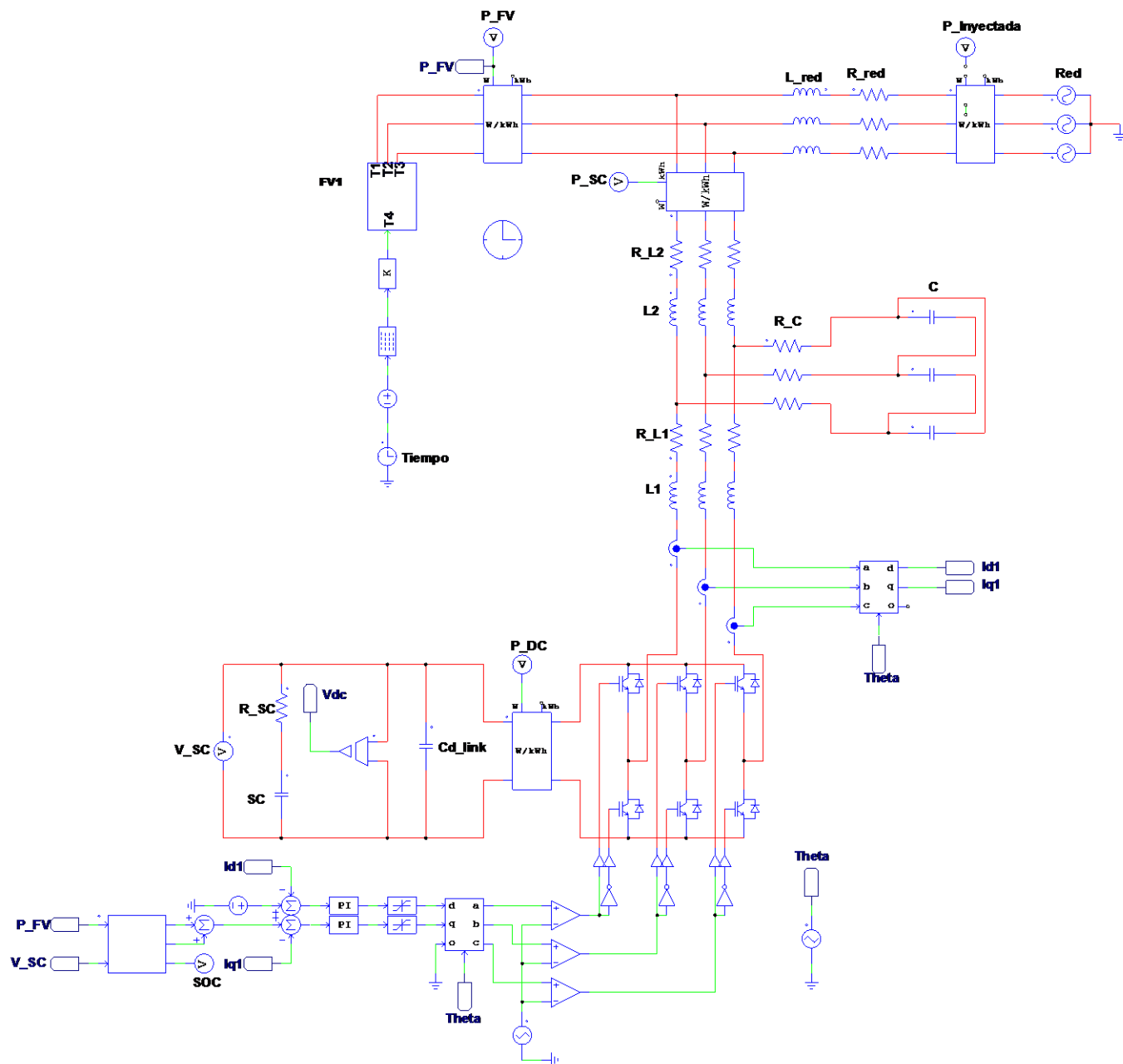
Anexos

Anexo1 Comportamiento radiación solar noviembre 2018, Campus Balzay, Fuente: Elaboración propia.





Anexo 2 Modelado Detallado del sistema de Energía, Fuente: Elaboración propia





Anexo 3 Bloques de programación rampa de potencia fotovoltaica e inyectada

Definición de Variables (Tasa de variación de potencia fotovoltaica)

```
static double P_FV=0, RR_FV=0;  
static double s_1=0, s_2=0, s_3=0, s_4=0, s_5=0, s_6=0;
```

Programa Principal

```
//Entrada//
```

```
P_FV=in[0];
```

```
//Retardo de tiempo de 1s//
```

```
s_6=s_5;
```

```
s_5=s_4;
```

```
s_4=s_3;
```

```
s_3=s_2;
```

```
s_2=s_1;
```

```
s_1=P_FV;
```

```
//Calculo de Tasa de variación Fotovoltaica en intervalos de 5 segundos//
```

```
RR_FV=(P_FV-s_6)/12;
```

```
//Salida//
```

```
out[0]=RR;
```

Definición de Variables (Tasa de variación de potencia inyectada)

```
static double P_Iny=0, RR_Iny=0;  
static double s_1=0, s_2=0, s_3=0, s_4=0, s5=0, s_6=0;
```

Programa Principal

```
//Entrada//
```

```
P_FV=in[0];
```

```
//Retardo de tiempo de 1s//
```

```
s_6=s_5;
```

```
s_5=s_4;
```

```
s_4=s_3;
```

```
s_3=s_2;
```

```
s_2=s_1;
```

```
s_1=P_FV;
```

```
//Cálculo de Tasa de variación Fotovoltaica en intervalos de 5 segundos//
```

```
RR_FV=(P_FV-s_6)/12;
```

```
//Salida//
```

```
out[0]=RR;
```



Anexo 4 Estrategia basada en un algoritmo de control de rampa de potencia.

Definición de Variables

```
static double P_FV=0, Pg=0., R=45;
```

Programa Principal

```
//Entrada//
```

```
P_FV=in[0];
```

```
//Si esta dentro del limite se inyecta la potencia fotovoltaica//
```

```
if(abs(P_FV-Pg)<R)
```

```
{Pg=P_FV;}
```

```
//Si supera los limites se genera la referencia para reducir las variaciones//
```

```
if(abs(P_FV-Pg)>R)
```

```
{
```

```
if( (P_FV-Pg) > 0 )
```

```
{Pg=Pg+R;}
```

```
if((Pin_0-Pg) < 0)
```

```
{Pg=Pg-R;}
```

```
}
```

```
//Salida//
```

```
out[0]=- (Pin_0-Pg);
```



Anexo 5 Estrategia de Control basada en un Filtro Pasa Bajo (LPF) de primer orden.

Definición de variables

```
static double P_F=0, P_Fref=0, BM=500;
```

Programa Principal

```
//Entrada//
```

```
P_F=in[0];
```

```
//Comparacion de la señal de entrada con la función de banda muerta//
```

```
if(P_F<-BM)
```

```
{P_Fref=P_F+BM;}
```

```
if(P_F>BM)
```

```
{P_Fref=P_F-BM;}
```

```
if (P_F<BM && P_F>-BM)
```

```
{P_Fref=0;}
```

```
//Salida//
```

```
out[0]=P_Fref;
```

Anexo 6 Estrategia de Control basada en un algoritmo de Media Móvil.

Definición de variables

```
static double s_1=0., s_2=0., s_3=0., s_4=0., s_5=0., s_6=0., s_7=0., s_8=0., s_9=0;  
static double s_10=0., s_11=0., s_12=0., s_13=0., s_14=0., s_15=0., s_16=0., s_17=0;  
static double s_18=0., s_19=0., s_20=0., s_21=0., s_22=0., s_23=0.; s_24=0., s_25=0;  
static double s_26=0., s_27=0., s_28=0., s_29=0., s_30=0., s_34=0., s_35=0., s_36=0;  
static double s_37=0., s_38=0., s_39=0., s_40=0., s_41=0., s_42=0., s_43=0., s_44=0;  
static double s_45=0., s_46=0., s_47=0., s_48=0., s_49=0., s_50=0., s_51=0., s_52=0;  
static double s_53=0., s_54=0., s_55=0., s_56=0., s_57=0., s_58=0., s_59=0., s_60=0;  
static double s_61=0., s_62=0., s_63=0., s_64=0., s_65=0., s_66=0., s_67=0., s_68=0;  
static double s_69=0., s_70=0., s_71=0., s_72=0., s_73=0., s_74=0., s_75=0., s_76=0;  
static double s_77=0., s_78=0., s_79=0., s_80=0., s_81=0., s_82=0., s_83=0., s_84=0;  
static double s_85=0., s_86=0., s_87=0., s_88=0., s_89=0., s_90=0., s_91=0., s_92=0;  
static double s_93=0., s_94=0., s_95=0., s_96=0., s_97=0., s_98=0., s_99=0.;  
static double s_100=0., s_101=0., s_102=0., s_103=0., s_104=0., s_105=0., s_106=0;  
static double s_107=0., s_108=0., s_109=0., s_110=0., s_111=0., s_112=0., s_113=0;  
static double s_114=0., s_115=0., s_116=0., s_117=0., s_118=0., s_119=0., s_120=0;  
static double s_121=0., s_122=0., s_123=0., s_124=0., s_125=0., s_126=0., s_127=0;  
static double s_128=0., s_129=0., s_130=0., s_131=0., s_132=0., s_133=0., s_134=0;  
static double s_135=0., s_136=0., s_137=0., s_138=0., s_139=0., s_140=0., s_141=0;  
static double s_142=0., s_143=0., s_144=0., s_145=0., s_146=0., s_147=0., s_148=0;
```



```
static double s_149=0., s_150=0., s_151=0., s_152=0., s_153=0., s_154=0., s_155=0;  
static double s_156=0., s_157=0., s_158=0., s_159=0., s_160=0., s_161=0., s_162=0;  
static double s_163=0., s_164=0., s_165=0., s_166=0., s_167=0., s_168=0., s_169=0; static  
double s_170=0., s_171=0., s_172=0., s_173=0., s_174=0., s_175=0., s_176=0;  
static double s_177=0., s_178=0., s_179=0., s_180=0., s_181=0., s_182=0., s_183=0;  
static double s_184=0., s_185=0., s_186=0., s_187=0., s_188=0., s_189=0., s_190=0;  
static double s_191=0., s_192=0., s_193=0., s_194=0., s_195=0., s_196=0., s_197=0;  
static double s_198=0., s_199=0., s_200=0;  
static double PMA=0, P=0, P_FV=0, P_SC_ref=0, BM=500;
```

Programa Principal

```
//Entrada//
```

```
P_FV=in[0];
```

```
//Ventana de tiempo de 200s//
```

```
s_200=s_199; s_199=s_198; s_198=s_197; s_197=s_196; s_196=s_195;  
s_195=s_194; s_194=s_193; s_193=s_192; s_192=s_191; s_191=s_190;  
s_190=s_189; s_189=s_188; s_188=s_187; s_187=s_186; s_186=s_185;  
s_185=s_184; s_184=s_183; s_183=s_182; s_182=s_181; s_181=s_180;  
s_180=s_179; s_179=s_178; s_178=s_177; s_177=s_176; s_176=s_175;  
s_175=s_174; s_174=s_173; s_173=s_172; s_172=s_171; s_171=s_170;  
s_170=s_169; s_169=s_168; s_168=s_167; s_167=s_166; s_166=s_165;  
s_165=s_164; s_164=s_163; s_163=s_162; s_162=s_161; s_161=s_160;  
s_160=s_159; s_159=s_158; s_158=s_157; s_157=s_156; s_156=s_155;  
s_155=s_154; s_154=s_153; s_153=s_152; s_152=s_151; s_151=s_150;  
s_150=s_149; s_149=s_148; s_148=s_147; s_147=s_146; s_146=s_145;  
s_145=s_144; s_144=s_143; s_143=s_142; s_142=s_141; s_141=s_140;  
s_140=s_139; s_139=s_138; s_138=s_137; s_137=s_136; s_136=s_135;  
s_135=s_134; s_134=s_133; s_133=s_132; s_132=s_131; s_131=s_130;  
s_130=s_129; s_129=s_128; s_128=s_127; s_127=s_126; s_126=s_125;  
s_125=s_124; s_124=s_123; s_123=s_122; s_122=s_121; s_121=s_120;  
s_120=s_119; s_119=s_118; s_118=s_117; s_117=s_116; s_116=s_115;  
s_115=s_114; s_114=s_113; s_113=s_112; s_112=s_111; s_111=s_110;  
s_110=s_109; s_109=s_108; s_108=s_107; s_107=s_106; s_106=s_105;  
s_105=s_104; s_104=s_103; s_103=s_102; s_102=s_101; s_101=s_100;  
s_100=s_99; s_99=s_98; s_98=s_97; s_97=s_96; s_96=s_95; s_95=s_94;  
s_94=s_93; s_93=s_92; s_92=s_91; s_91=s_90; s_90=s_89; s_89=s_88;  
s_88=s_87; s_87=s_86; s_86=s_85; s_85=s_84; s_84=s_83; s_83=s_82;  
s_82=s_81; s_81=s_80; s_80=s_79; s_79=s_78; s_78=s_77; s_77=s_76;  
s_76=s_75; s_75=s_74; s_74=s_73; s_73=s_72; s_72=s_71; s_71=s_70;  
s_70=s_69; s_69=s_68; s_68=s_67; s_67=s_66; s_66=s_65; s_65=s_64;  
s_64=s_63; s_63=s_62; s_62=s_61; s_61=s_60; s_60=s_59; s_59=s_58;  
s_58=s_57; s_57=s_56; s_56=s_55; s_55=s_54; s_54=s_53; s_53=s_52;  
s_52=s_51; s_51=s_50; s_50=s_49; s_49=s_48; s_48=s_47; s_47=s_46;  
s_46=s_45; s_45=s_44; s_44=s_43; s_43=s_42; s_42=s_41; s_41=s_40;  
s_40=s_39; s_39=s_38; s_38=s_37; s_37=s_36; s_36=s_35; s_35=s_34;  
s_34=s_33; s_33=s_32; s_32=s_31; s_31=s_30; s_30=s_29; s_29=s_28;
```




```
s_28=s_27; s_27=s_26; s_26=s_25; s_25=s_24; s_24=s_23; s_23=s_22;  
s_22=s_21; s_21=s_20; s_20=s_19; s_19=s_18; s_18=s_17; s_17=s_16;  
s_16=s_15; s_15=s_14; s_14=s_13; s_13=s_12; s_12=s_11; s_11=s_10;  
s_10=s_9; s_9=s_8; s_8=s_7; s_7=s_6; s_6=s_5; s_5=s_4; s_4=s_3;  
s_3=s_2; s_2=s_1; s_1=P_FV;
```

```
//Promedio Movil//
```

```
PMA=(s_1 + s_2 + s_3 + s_4 + s_5 + s_6 + s_7 + s_8 + s_9 + s_10 + s_11 + s_12 + s_13 +  
s_14 + s_15 + s_16 + s_17 + s_18 + s_19 + s_20 + s_21 + s_22 + s_23 + s_24 + s_25 + s_26  
+ s_27 + s_28 + s_29 + s_30 + s_31 + s_32 + s_33 + s_34 + s_35 + s_36 + s_37 + s_38 +  
s_39 + s_40 + s_41 + s_42 + s_43 + s_44 + s_45 + s_46 + s_47 + s_48 + s_49 + s_50 + s_51  
+ s_52 + s_53 + s_54 + s_55 + s_56 + s_57 + s_58 + s_59 + s_60 + s_61 + s_62 + s_63 +  
s_64 + s_65 + s_66 + s_67 + s_68 + s_69 + s_70 + s_71 + s_72 + s_73 + s_74 + s_75 + s_76  
+ s_77 + s_78 + s_79 + s_80 + s_81 + s_82 + s_83 + s_84 + s_85 + s_86 + s_87 + s_88 +  
s_89 + s_90 + s_91 + s_92 + s_93 + s_94 + s_95 + s_96 + s_97 + s_98 + s_99 + s_100 +  
s_101 + s_102 + s_103 + s_104 + s_105 + s_106 + s_107 + s_108 + s_109 + s_110 + s_111  
+ s_112 + s_113 + s_114 + s_115 + s_116 + s_117 + s_118 + s_119 + s_120 + s_121 +  
s_122 + s_123 + s_124 + s_125 + s_126 + s_127 + s_128 + s_129 + s_130 + s_131 + s_132  
+ s_133 + s_134 + s_135 + s_136 + s_137 + s_138 + s_139 + s_140 + s_141 + s_142 + s_143  
+ s_144 + s_145 + s_146 + s_147 + s_148 + s_149 + s_150 + s_151 + s_152 + s_153 + s_154  
+ s_155 + s_156 + s_157 + s_158 + s_159 + s_160 + s_161 + s_162 + s_163 + s_164 + s_165  
+ s_166 + s_167 + s_168 + s_169 + s_170 + s_171 + s_172 + s_173 + s_174 + s_175 + s_176  
+ s_177 + s_178 + s_179 + s_180 + s_181 + s_182 + s_183 + s_184 + s_185 + s_186 + s_187  
+ s_188 + s_189 + s_190 + s_191 + s_192 + s_193 + s_194 + s_195 + s_196 + s_197 + s_198  
+ s_199 + s_200) /(200);
```

```
//Resta entre la potencia fotovoltaica y el promedio movil//
```

```
P=(P_FV-PMA);
```

```
//Comparacion de la señal de entrada con la función de banda muerta//
```

```
if(P<-BM)
```

```
{P_SC_ref=P+BM;}
```

```
if(P>BM)
```

```
{P_SC_ref=P-BM;}
```

```
if (P<BM && P>-BM)
```

```
{P_SC_ref=0;}
```

```
//Salida//
```

```
out[0]=P_SC_ref;
```



Anexo 7 Control de Estado de Carga (SOC) en el Banco de Supercondensadores

Definición de Variables

```
static double Iq_ref, P_SC=0, Vdc=0, SOC=0, P_ref, P_FV=0, P_len=0, t=0;
static double SOC1=0.2, P_soc1=0, P_Fvn=0;
static double SOC2=0.4, P_soc2=0;
static double SOC3=0.6, P_soc3=0;
static double SOC4=0.7, P_soc4=0;
static double SOC5=0.4, P_soc5=0;
static double SOC6=0.2, P_soc6=0;
```

Programa Principal

```
//Entradas//
P_SC=in[0];
Vdc=in[1];
P_FV=in[2];
t=in[3];

//Control de Variaciones//
if (Vdc>592)
{P_SC=0;}

if(Vdc<448)
{P_SC=0;}

//Calculo del SOC//
SOC=(Vdc-440)/(600-440);

if (P_SC>0)
{P_ref=P_SC;}

if (P_SC<0)
{P_ref=P_SC;}

//Control del SOC//
if(P_SC==0)
{
    if (t>=6 && t<8)
    {P_soc1=(SOC1-SOC)*(400);
    P_Fvn=P_FV-P_soc1;
    P_len=(P_Fvn-P_FV);}

    if (t>=8 && t<10)
    {P_soc2=(SOC2-SOC)*(350);
    P_Fvn=P_FV-P_soc2;
    P_len=(P_Fvn-P_FV);}
}
```



```
if (t>=10 && t<12)
{P_soc3=(SOC3-SOC)*(300);
 P_Fvn=P_FV-P_soc3;
 P_len=(P_Fvn-P_FV);}

if (t>=12 && t<14)
{P_soc4=(SOC4-SOC)*(300);
 P_Fvn=P_FV-P_soc4;
 P_len=(P_Fvn-P_FV);}

if (t>=14 && t<16)
{P_soc5=(SOC5-SOC)*(300);
 P_Fvn=P_FV-P_soc5;
 P_len=(P_Fvn-P_FV);}

if (t>=16 && t<18)
{P_soc6=(SOC6-SOC)*(500);
 P_Fvn=P_FV-P_soc6;
 P_len=(P_Fvn-P_FV);}
}

//Salidas//
out[0]=(P_ref*(1.4142))/(3*127);
out[1]=(P_len*(1.4142))/(3*127);
```