

**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA MITIGAR LOS EFECTOS DE GRANDES
VARIACIONES DE RADIACIÓN SOLAR EN PLANTAS FOTOVOLTAICAS DE GRAN
ESCALA EN SEP**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ALEJANDRO ALADINO ASTUDILLO JARA

**PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
NELSON MORALES OSORIO**

**SANTIAGO DE CHILE
SEPTIEMBRE 2013**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
CIVIL ELÉCTRICO
POR: ALEJANDRO ASTUDILLO JARA
FECHA: 13/09/2013
PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN Z.

ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA MITIGAR LOS EFECTOS DE GRANDES VARIACIONES DE RADIACIÓN SOLAR EN PLANTAS FOTOVOLTAICAS DE GRAN ESCALA EN SEP

La tendencia a nivel mundial de explorar nuevos medios de generación no convencionales ha permitido el desarrollo de tecnologías como la eólica o la solar. A nivel nacional la energía solar fotovoltaica (FV) ha comenzado a mostrar los primeros signos de ser una alternativa de gran potencial para el norte del país, en especial para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La energía FV se caracteriza por tener una gran variabilidad, la cual si bien puede ser bastante predecible como en amaneceres y atardeceres, también puede ser de carácter aleatoria producto de los efectos producidos por nubes. Lo anterior, sumado a las características del SING, un sistema aislado, puramente térmico y poco flexible, hace de la generación FV más que una alternativa alentadora en términos de la estabilidad del sistema una solución para la cual el sistema no está preparado.

Considerando lo anterior, este trabajo se enfoca en proponer estrategias de control para plantas FV de gran escala que ayuden a disminuir el riesgo asociado a la variabilidad inherente en la generación de este tipo de tecnología. Se analizan dos estrategias, un control para el amanecer y atardecer (control A/A) el cual busca limitar las pendientes de potencia que se producen en amaneceres y atardeceres, y un control para el llamado efecto nube (control EN) que disminuya la variabilidad de la potencia de salida de una planta FV producto de disminuciones intempestivas en la radiación recibida. Ambos controles se basan en la operación *deloaded* de la planta FV, es decir, dejando un margen de reserva de potencia de forma tal de permitir un control de potencia en la planta. Los modelos son desarrollados en el software DIgSILENT, donde se evalúa el desempeño de los controles propuestos bajo diferentes escenarios de radiación.

Los resultados muestran un comportamiento adecuado del control A/A, el cual solo es limitado por los niveles técnicos de operación del convertidor y el nivel de reserva. Para el control de EN los resultados son alentadores para ciertos niveles de radiación, donde se ven disminuciones de hasta un 37% en la variabilidad de la potencia de salida en el escenario de radiación moderada con un 10% de *deload*. Para días con mayor nubosidad, con un aumento en el nivel de *deload* se logra disminuir la variabilidad de potencia en un 21% y con pérdidas de energía inferiores al 3%. El control de EN logra disminuir la variabilidad de potencia a la salida, disminuyendo así los niveles de reserva que serían necesarios en el sistema para compensar estas variaciones, producidas por fluctuaciones en la radiación.

Como trabajo futuro se propone evaluar económicamente estas alternativas, contemplando las pérdidas que se generan por la operación *deloaded* de centrales FV, los beneficios a nivel sistema al disminuir los niveles de reserva, etc. Por otro lado, proponer un control que adapte el nivel de reserva a partir de pronósticos meteorológicos puede conseguir mejores resultados que un nivel de reserva predefinido.

Tabla de contenido

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1. MOTIVACIÓN	1
1.2. OBJETIVO GENERAL	2
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.4. ALCANCE	3
1.5. ESTRUCTURA DE MEMORIA	3
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO	4
2.1. ENERGÍA SOLAR	4
2.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO	5
2.2.1. <i>Panel solar</i>	6
2.2.2. <i>Topologías de SFV con conexión a la red</i>	10
2.2.3. <i>Conversión DC-AC</i>	11
2.2.4. <i>Maximum power point tracking (MPPT)</i>	14
2.3. PROBLEMAS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	16
2.3.1. <i>Efectos de sombras en los paneles</i>	16
2.3.2. <i>Problemas en SEP asociados a una alta penetración de generación FV</i>	23
CAPÍTULO 3 MODELOS	31
3.1. MODELO FV BASE.....	31
3.1.1. <i>Panel solar</i>	31
3.1.2. <i>Link-DC</i>	33
3.1.3. <i>Sistema de control</i>	34
3.1.4. <i>Transformador de conexión a la red</i>	35
3.2. CONTROLES PROPUESTOS	35
3.2.1. <i>Control de load</i>	36
3.2.2. <i>Control de amanecer/atardecer</i>	37
3.2.3. <i>Control de efecto nube</i>	39
CAPÍTULO 4 METODOLOGÍA	42
4.1. DESARROLLO DE MODELOS DINÁMICOS	42
4.2. DATOS DEL PROYECTO FV SELECCIONADO	43
4.2.1. <i>Datos de las centrales</i>	44
4.2.2. <i>Datos del punto de conexión</i>	46
4.3. DESARROLLO DE MODELO UNIFICADO.....	46
4.4. ESCENARIOS DE RADIACIÓN	48
4.4.1. <i>Mediciones de radiación</i>	48
4.4.2. <i>Análisis estadístico</i>	48
4.4.3. <i>Limitaciones del sistema</i>	54
4.4.4. <i>Conjunto de eventos riesgosos de radiación para amanecer/atardecer</i>	55
4.4.5. <i>Conjunto de eventos riesgosos de radiación para efecto nube</i>	57
4.4.6. <i>Datos mapa solar</i>	58
4.4.7. <i>Escenarios de radiación de la planta</i>	59
4.5. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE OPERACIÓN	63
4.5.1. <i>Despacho</i>	63
4.5.2. <i>Corriente de CC en el punto de conexión</i>	63
4.6. DEFINICIÓN DE INDICADORES.....	64
4.6.1. <i>Control de amanecer/atardecer</i>	64
4.6.2. <i>Control de efecto nube</i>	64
4.7. SIMULACIONES DINÁMICAS	65
4.8. ANÁLISIS DE RESULTADOS	67
CAPÍTULO 5 RESULTADOS Y ANÁLISIS	68
5.1. SIMULACIONES AMANECER/ATARDECER	68

5.1.1. Escenario de amanecer	68
5.1.2. Escenario de atardecer.....	70
5.2. SIMULACIONES EFECTO NUBE	71
5.2.1. Escenario moderado	72
5.2.2. Escenario moderado a crítico.....	75
5.2.3. Escenario crítico	76
5.2.4. Efecto del control de EN en regulación de frecuencia.....	81
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES	87
CAPÍTULO 7 BIBLIOGRAFÍA	89
ANEXOS	93
ANEXO A: ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE RADIACIÓN.....	93
ANEXO B: DESPACHO DE SIMULACIONES	100

Índice de tablas

Tabla 2.1 Tabla comparativa de técnicas MPPT para <i>partial shading</i> . [26]	20
Tabla 2.2 Tabla resumen de las topologías mitigadoras de <i>partial shading</i> . [26].....	22
Tabla 3.1 Lógica de control PI modificado de control de amanecer/atardecer.....	38
Tabla 4.1 Área de las centrales pertenecientes a San Pedro de Atacama	43
Tabla 4.2 Características técnicas de panel FV NU-E235(E1).	45
Tabla 4.3 Características técnicas de inversor SUNNY CENTRAL 1000MV.	45
Tabla 4.4 Modificaciones realizadas al modelo FV base.	47
Tabla 4.5 Escenarios de radiación.	60
Tabla 4.6 Tasa de bajada y toma de carga para los días de simulación.....	63
Tabla 4.7 Potencias y corrientes de cortocircuito.	64
Tabla 5.1 Error promedio con respecto a pendiente máxima admisible en amanecer con control A/A.	69
Tabla 5.2 Error promedio con respecto a pendiente máxima admisible en atardecer con control A/A.	71
Tabla 5.3 Variabilidad promedio diaria de potencia de la planta sin y con control de EN.	73
Tabla 5.4 Variabilidad promedio diaria de frecuencia de la planta sin y con control de EN en escenario moderado.	74
Tabla 5.5 Variabilidad promedio diaria de potencia de la planta con control EN a diferentes niveles de <i>deload</i> en escenario crítico.	79
Tabla 5.6 Variabilidad promedio diaria de frecuencia de la planta con control EN a diferentes niveles de <i>deload</i> en escenario crítico.	80
Tabla 5.7 Energía generada por la planta FV bajo diferentes niveles de <i>deload</i>	81

Índice de figuras

Figura 2.1 Composición de la radiación global incidente. [43].....	4
Figura 2.2 Sistema fotovoltaico.	5
Figura 2.3 Tendencia histórica de potencia fotovoltaica instalada on-grid y off-grid.	6
Figura 2.4 Curva V-I (línea punteada) y curva V-P (línea continua) de una celda solar. [8]	7
Figura 2.5 Efecto de la temperatura en la curva V-I. [8]	8
Figura 2.6 Efecto de la radiación en curva V-I. [8].....	9
Figura 2.7 Conexión SP y su efecto en la curva V-I del arreglo solar. [44]	9
Figura 2.8 Topologías de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.	10
Figura 2.9 Cantidad de etapas de procesamiento de potencia. [14]	12
Figura 2.10 Tipo de interconexión con transformadores. [14]	13
Figura 2.11 Tipos de sombra en paneles.....	17
Figura 2.12 Efecto "hot spot" de una celda en sombra. [26].....	17
Figura 2.13 Efecto de múltiples MPP en arreglos con <i>partial shading</i> . [12]	18
Figura 2.14 Arreglo de paneles sin <i>partial shading</i> . [25].....	19
Figura 2.15 Arreglo de paneles bajo <i>partial shading</i> . [25]	19
Figura 2.16 Configuraciones de arreglos fotovoltaicos para <i>partial shading</i> . [26][27]	21
Figura 2.17 Respuesta inercial del sistema frente a diferentes escenarios de penetración FV. [7].....	24
Figura 2.18 potencia (azul) e irradiancia (verde) de central Milagro de 9,5 MW. [39]	27
Figura 2.19 Probabilidad acumulada de ocurrencia de cambios en irradiancia y potencia. [40].....	28
Figura 2.20 Evolución de la potencia normalizada. [39]	29
Figura 2.21 Probabilidad acumulada de ocurrencia de rampas de potencia en 10 min. [39].....	29
Figura 3.1 Modelo FV base.	31
Figura 3.2 Modelo del arreglo FV.....	32
Figura 3.3 Modelo del link-DC.....	33
Figura 3.4 Diagrama de control de modelo base.....	34
Figura 3.5 Tensión DC de operación v/s eficiencia del convertidor.....	36
Figura 3.6 Diagrama de bloques de control <i>deload</i>	37
Figura 3.7 Diagrama de bloques de control de amanecer/atardecer.....	38
Figura 3.8 Diagrama de bloques de control efecto nube.	41
Figura 4.1 Diagrama de bloques de metodología.	42
Figura 4.2 Disposición geográfica de la planta San Pedro de Atacama.....	43
Figura 4.3 Diagrama de conexión de centrales.	44
Figura 4.4 Diagrama de bloques para definición de escenarios de radiación.	48
Figura 4.5 Distribución de probabilidad de variaciones de potencia máximas en amanecer y atardecer...50	

Figura 4.6 Riesgo de obtener variaciones de potencia mayores a un cierto porcentaje por amanecer y atardecer.	51
Figura 4.7 Cálculo del <i>clear sky index</i> para el día 29/09/2009	53
Figura 4.8 Riesgo asociado a variaciones mayores a un cierto % de P_{nom} debido a efecto nube.	54
Figura 4.9 Probabilidad de vulnerar de las tasas de bajada y toma de carga del sistema.....	56
Figura 4.10 Promedios mensuales normalizados de la variabilidad diaria del CSI y del CSI diario.	58
Figura 4.11 Día tipo en escenario de radiación moderada.	61
Figura 4.12 Día tipo en escenario de radiación moderada a crítica.	62
Figura 4.13 Día tipo en escenario de radiación crítica.....	62
Figura 4.14 Red utilizada para el caso de estudio.	66
Figura 4.15 Diagrama de las simulaciones dinámicas a realizar.	66
Figura 5.1 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con y sin control A/A implementado en amanecer.....	69
Figura 5.2 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con y sin control A/A implementado en atardecer.	70
Figura 5.3 Referencias para el cálculo de la variabilidad de potencia y frecuencia.	72
Figura 5.4 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con y sin control EN implementado en escenario moderado.....	73
Figura 5.5 Desviación de frecuencia en el punto de conexión con y sin controlador EN implementado en escenario moderado.....	74
Figura 5.6 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con y sin control EN implementado en escenario moderado a crítico.	75
Figura 5.7 Desviación de frecuencia en el punto de conexión con y sin controlador EN implementado en escenario moderado a crítico.	76
Figura 5.8 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con y sin control EN implementado en escenario crítico.	77
Figura 5.9 Desviación de frecuencia en el punto de conexión con y sin controlador EN implementado en escenario crítico.	78
Figura 5.10 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con control EN a diferentes niveles de <i>deload</i> en escenario crítico.	79
Figura 5.11 Desviación de frecuencia en el punto de conexión con control EN a diferentes niveles de <i>deload</i> en escenario crítico.	80
Figura 5.12 Desviación de frecuencia en PCC para central U16 con y sin control de EN implementado.	83
Figura 5.13 Potencia de central U16 con y sin control de EN implementado.....	83
Figura 5.14 Desviación de frecuencia en PCC para central Angamos1 con y sin control de EN implementado.	85
Figura 5.15 Potencia de central Angamos1 con y sin control de EN implementado.	85

Capítulo 1 Introducción

1.1. Motivación

La energía solar ha sido utilizada por el hombre desde sus inicios, comenzando por las primeras civilizaciones que descubrieron que orientar sus construcciones y viviendas hacia el Sol las mantenía calientes e iluminadas, luego por desarrollos como calentar fluidos por medio de colectores solares y aplicaciones industriales como grandes plantas de desalinización. Fue cuando a fines de los 1800s fue descubierto un objeto capaz de generar electricidad cuando es puesto de cara al Sol, este fue llamado como celda fotovoltaica. Más tarde, el descubrimiento de la moderna celda fotovoltaica de Silicio fue atribuido a Russell Ohl en los laboratorios de *American Telephone and Telegraph* (AT&T) de Bell en la década de los 40s [1]. Hoy en día la atención se concentra en la generación eléctrica a partir de ese descubrimiento, la celda fotovoltaica, siendo esta la tecnología solar que ha tenido el mayor desarrollo en las últimas décadas. Los motivos de este desarrollo son variados, pero un evidente aumento del precio de los combustibles fósiles y una fuerte política de desarrollo pro ERNC han sido las principales razones para posicionar a la energía solar fotovoltaica (FV) como una opción sustentable para el futuro. Diversos estudios sitúan a la energía solar fotovoltaica como una de las mayores fuentes de energía a nivel mundial en el futuro [1], y existen un gran número de asociaciones a nivel mundial realizando R&D (*Research&Development*) con el fin de alcanzar ese objetivo [2][3].

En Chile el escenario no será diferente. Basta con una revisión rápida de los proyectos que han presentado informe de impacto ambiental en el SEA (Servicio de Evaluación Ambiental) para poder ver el interés de invertir en esta tecnología como medio de generación eléctrica a gran escala en Chile. En particular los proyectos se encuentran situados principalmente en el norte del país, en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y ascienden a una potencia 5556 MW¹, estando 3624 MW ya aprobados en dicho sistema [4].

Frente a este escenario es necesario prever los efectos que estos proyectos tengan a nivel sistémico. En la literatura se mencionan varios problemas asociados a la generación, siendo el de mayor recurrencia la variabilidad del recurso primario lo cual provoca intermitencia en la potencia de salida. En la generación fotovoltaica este fenómeno es evidente, provocado principalmente por las condiciones meteorológicas en los lugares donde están emplazados los proyectos, como por ejemplo la aparición de nubes que afectan la producción de las centrales [5]. Esto provoca problemas en el control primario de frecuencia, debiendo aumentar la cantidad de reservas del sistema haciendo al SEP menos eficiente bajo ciertos niveles de penetración fotovoltaica [6]. Otro problema corresponde a los grandes gradientes de generación que se provocan en el amanecer y atardecer en centrales fotovoltaicas con seguimiento en 1 eje, efecto que

¹ Revisión realizada en el sitio www.sea.gob.cl el 7 de junio de 2013, considerando solo proyectos aprobados y en calificación

se intensifica si se asume que el nivel de penetración FV es elevado. Este efecto puede provocar desbalances entre carga y generación si es que el sistema no es capaz de seguir de manera eficiente estos gradientes, por lo que es necesario contar con máquinas veloces que puedan variar su potencia desde máximo a mínimo, o viceversa, en ventanas de 1 a 2 horas. Finalmente está el problema de la inercia que se asocia a la generación ERNC con convertidor. La tecnología fotovoltaica, al igual que la eólica, al estar conectada al sistema por medio de un convertidor, su potencia se encuentra desacoplada del sistema no pudiendo entregar una respuesta inercial frente a una contingencia. Este problema es solucionable en la tecnología eólica incorporando nuevas estrategias de control que logren captar la energía cinética de las partes rotatorias del aerogenerador. Sin embargo en un sistema fotovoltaico esto se ve limitado en el momento que no posee partes rotatorias que acumulen energía cinética. De esta forma una gran penetración FV podría provocar una disminución importante de la inercia de un sistema, a menos que se tomen medidas preventivas, como por ejemplo incorporar respuesta inercial en las centrales solares por medio de una reserva de potencia interna destinada a ser utilizada con este fin [7].

Debido a lo anterior es necesario realizar estudios para poder anticiparse al escenario que se avecina en el SING. Esta memoria se centra en los efectos provocados por la intermitencia del recurso solar debidos a efecto de sombras en los paneles y por los grandes gradientes de generación al amanecer y atardecer. Se proponen estrategias de control para mitigar los efectos de estos problemas en la generación fotovoltaica, evaluando su desempeño. Esta memoria no investiga mayormente el efecto de estos problemas a nivel sistémico, solo toma como referencia algunos datos del sistema SING para poder desarrollar y evaluar las estrategias que aquí se proponen.

1.2. Objetivo general

Disponer de estrategias de control en centrales fotovoltaicas para el SING que mitiguen el efecto producido por el llamado efecto nube y por grandes gradientes de generación al amanecer y atardecer.

1.3. Objetivos específicos

- Conocer el estado del arte de la tecnología fotovoltaica, considerando como eje principal la mitigación del efecto nube y el efecto de las variaciones de potencia en grandes centrales fotovoltaicas en SEP.
- Disponer de un modelo de una central fotovoltaica para realizar estudios dinámicos.
- Disponer de un estudio estadístico de la radiación en la zona de emplazamiento de una planta, identificando el comportamiento y proponer los eventos más riesgosos de radiación a los que se podría someter la central.
- Proponer un método de escalamiento del modelo a las características propias de un proyecto FV.
- Proponer indicadores con los cuales se pueda medir el desempeño de las estrategias de control.

1.4. Alcance

Este trabajo abarca el diseño de estrategias de control para mitigar los efectos de variaciones rápidas de radiación producidas por efecto nube y por amanecer y atardecer. Los desempeños son evaluados a nivel interno de una planta y en la barra de conexión por lo que no se contempla analizar un desempeño detallado a nivel sistémico en el SING.

No se realiza una evaluación económica del impacto que poseen estas estrategias de control en la planta FV y en el sistema.

Solo se estudian estrategias de control basadas en la operación *deloaded* de la planta FV por lo que no se consideran otras soluciones basadas en otros mecanismos de control, como por ejemplo el control por *tracking* de los paneles solares.

La estrategia de MPPT se asume implementada y no se realizan modificaciones a esta.

1.5. Estructura de memoria

La estructura de esta memoria contempla los siguientes capítulos.

Capítulo 2: Se hace una revisión de los principales aspectos de un sistema fotovoltaico. Este incluye los principios básicos de la energía solar, los componentes principales de un generador fotovoltaico y las etapas que contempla para la inyección de la potencia. Además se exponen las principales estrategias que se han desarrollado para mitigar los efectos de sombras en paneles solares.

Capítulo 3: Se presenta el modelo de la central fotovoltaica a utilizar y las estrategias de control que son implementadas en la planta FV.

Capítulo 4: Se presenta la metodología seguida en este trabajo. Esta incluye la selección del proyecto fotovoltaico a utilizar, el desarrollo del modelo unificado (planta FV con estrategias de control implementadas y red en el punto de conexión), la selección de los escenarios de radiación a los que será sometido el modelo y la selección de los indicadores con los que se evaluará el desempeño de los controles propuestos.

Capítulo 5: Se exponen los resultados obtenidos de las simulaciones y el análisis comparativo de los desempeños sin y con el controlador implementado.

Capítulo 6: Se entregan las conclusiones.

Capítulo 7: Corresponde a las referencias utilizadas en este trabajo.

Anexos: Presenta los anexos del trabajo. Aquí se incluyen gráficos, tablas, entre otros datos que el lector puede revisar en mayor profundidad.

Capítulo 2 Marco teórico

2.1. Energía solar

La radiación emitida por el Sol, conocida como radiación solar, es la que brinda la energía necesaria para que se desarrollen todos los procesos naturales existentes en el planeta, y dar así origen a la vida como se conoce hoy. La radiación solar atraviesa el espacio vacío en todas direcciones y no sufre mayores pérdidas al interactuar con medios materiales. Sin embargo, la irradiancia solar, definida como la densidad de flujo radiante solar, es atenuada de acuerdo con el cuadrado de la distancia. Es razonable suponer que debido a la distancia entre el sol y la tierra, la irradiancia se mantiene constante en toda la superficie exterior de la atmosfera y que supone un valor promedio de 1367 W/m^2 , conocida como la constante solar [8].

A su paso por la atmosfera, la radiación solar es sometida a una combinación de procesos de reflexión, atenuación y difusión. La reflexión provocada por las nubes disminuye la radiación incidente en la superficie terrestre, mientras que atenuación y difusión provocan cambios en las características espectrales y su distribución espacial respectivamente [8].

La radiación solar se puede clasificar en radiación directa, difusa y reflejada o de albedo, donde la suma corresponde a la radiación global incidente (ver Figura 2.1). La radiación directa corresponde a la porción que proviene directamente del sol. La radiación difusa es aquella que contempla los rayos dispersos por la atmosfera que no provienen directamente del sol, es decir, producto del rebote ya sea en nubes u otros. Otra fracción, la radiación reflejada o de albedo, proviene de la reflexión en el suelo, la cual se supone habitualmente pequeña y se desprecia en la mayoría de los casos [8].

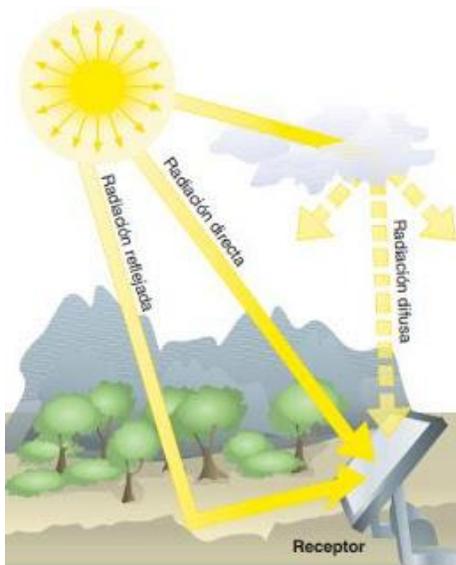


Figura 2.1 Composición de la radiación global incidente. [43]

Con el fin de aprovechar esta energía proveniente del sol el hombre ha utilizado diferentes métodos con diferentes objetivos. El uso de esta energía para generar energía eléctrica es de los de mayor desarrollo, siendo los paneles fotovoltaicos el método más utilizado en los sistemas de potencia.

2.2. Sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico (SFV) es un sistema que provee electricidad a partir de la energía del sol usando celdas fotovoltaicas como medio de conversión. Estas celdas se agrupan en arreglos formando módulos fotovoltaicos con el fin de aumentar su potencia, los cuales son altamente confiables, de gran durabilidad y no generan ruido. Los sistemas fotovoltaicos se pueden dividir en dos grandes grupos:

- Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (on-grid)
- Sistemas fotovoltaicos no conectados a la red, “stand-alone systems” (off-grid)

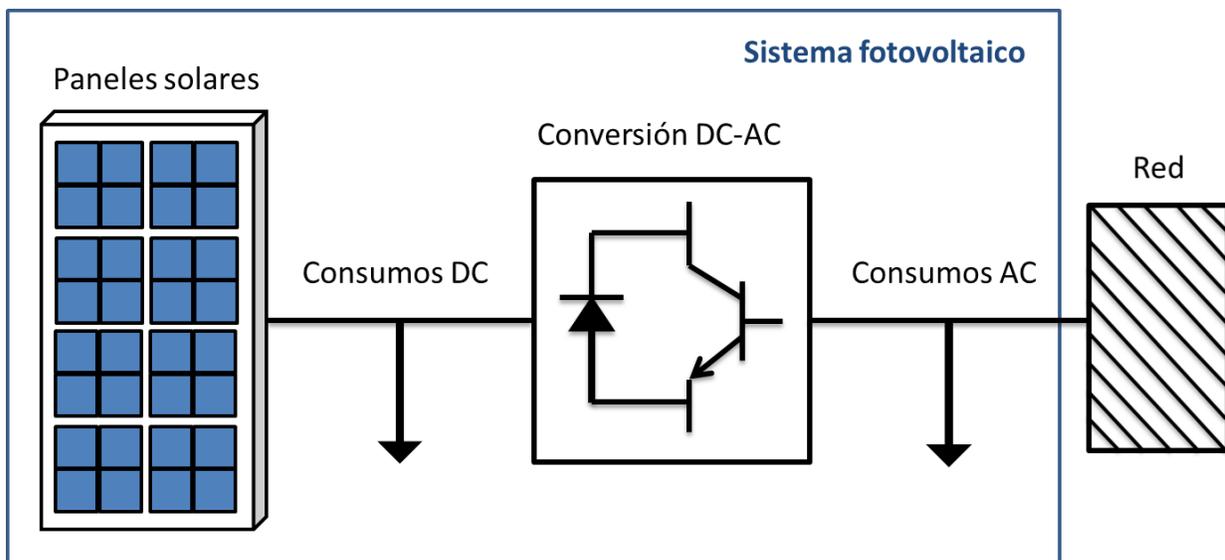


Figura 2.2 Sistema fotovoltaico.

Los sistemas conectados a la red a su vez se pueden dividir en dos grupos [2]: sistemas centralizados y sistemas distribuidos o dispersos. Los sistemas centralizados son aquellos que entregan la totalidad de su energía a la red, es decir, su objetivo principal es cumplir con el abastecimiento de grandes bloques de energía. Comúnmente son instalados a ras de tierra y con potencias mayores a 1 MW [1]. Dentro de este grupo se encuentran las grandes plantas FV las cuales son estudio de este trabajo.

Los sistemas distribuidos o dispersos son aquellos que proveen energía a algún consumidor en específico y cuyo exceso es entregado a la red [2]. Entre estos sistemas destacan los incorporados en el lado de la demanda con el fin de abastecer cargas internas y así disminuir el consumo desde la red. También existen aplicaciones en edificaciones públicas y comerciales y en construcciones ambientales como autopistas,

etc. Las dimensiones de estas aplicaciones van desde 1 a 4 kW para sistemas residenciales y desde 10 kW a varios MW en el techo de edificaciones públicas y privadas [1].

En cuanto a sistemas off-grid o no conectados a la red destacan aplicaciones profesionales (telecomunicación, sensores remotos, etc.) y de electrificación rural [2]. Electrificar zonas que se encuentran apartadas de los puntos de conexión mediante generación FV representa una oportunidad de desarrollo para países que no pueden costear largas líneas de transmisión. Esta aplicación en combinación con distintas fuentes de energía como son el viento y diésel permiten crear sistemas completamente independientes, de menor costo y de alta confiabilidad[1].

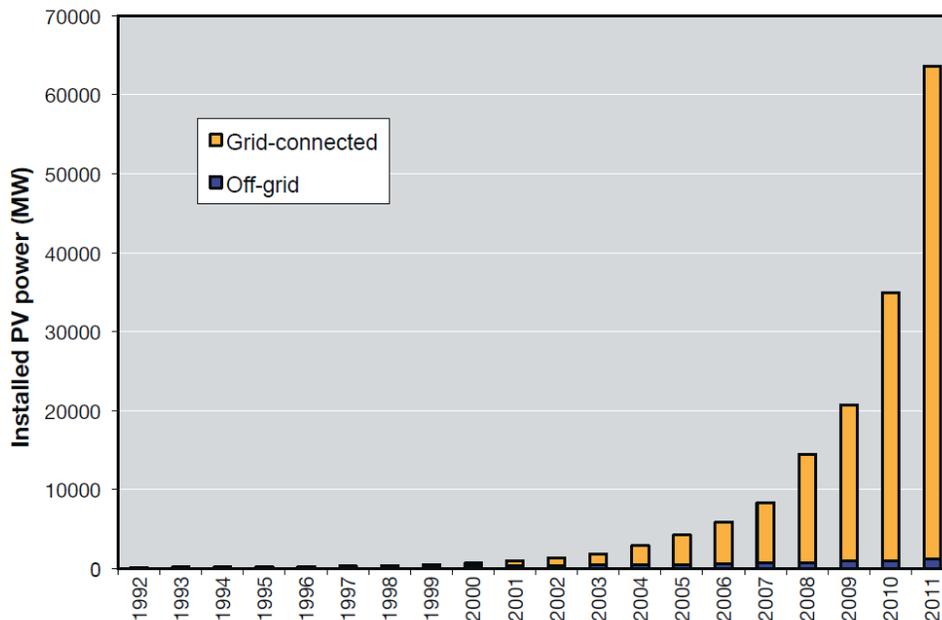


Figura 2.3 Tendencia histórica de potencia fotovoltaica instalada on-grid y off-grid. Países pertenecientes al IEA PVPS. [3]

2.2.1. Panel solar

Un panel solar corresponde a la unión de unidades más simples conocidas como celdas solares. Una celda solar es una unidad formada por una juntura p-n² de un material semiconductor, generalmente silicio. Esta es capaz de transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica por medio del efecto fotoeléctrico, donde los electrones se desplazan a la banda de conducción por el aporte energético de fotones

² Una juntura p-n corresponde a dos semiconductores dopados con impurezas que al juntarlos generan una diferencia de potencial. Este potencial se produce por el desbalance que existe en cada semiconductor en su densidad de electrones vs huecos, siendo el semiconductor p cargado positivamente y el semiconductor n negativamente. Este dopaje reduce el “energy gap” E_g .

incidentes. El funcionamiento de una celda solar se puede explicar con la siguiente ecuación[8]:

$$I = I_{sc} \cdot \left[1 - \exp\left(\frac{e \cdot (V_{oc} - V)}{m \cdot k \cdot T_c}\right) \right] \quad (2.1)$$

Donde m corresponde a un factor de idealidad del diodo que representa la juntura p-n de la celda, este valor se ajusta para valores entre 1 y 2 que expliquen el funcionamiento real del diodo. El término k corresponde a la constante de Boltzmann, T_c la temperatura de la juntura en grados Kelvin y e la carga del electrón. Se puede apreciar que dentro de la ecuación están los dos límites importantes destacados en la Figura 2.4, V_{oc} (tensión de circuito abierto) y I_{sc} (Corriente de corto circuito). Esta gráfica muestra la curva V-I (línea punteada) que se desprende de la ecuación 2.1.

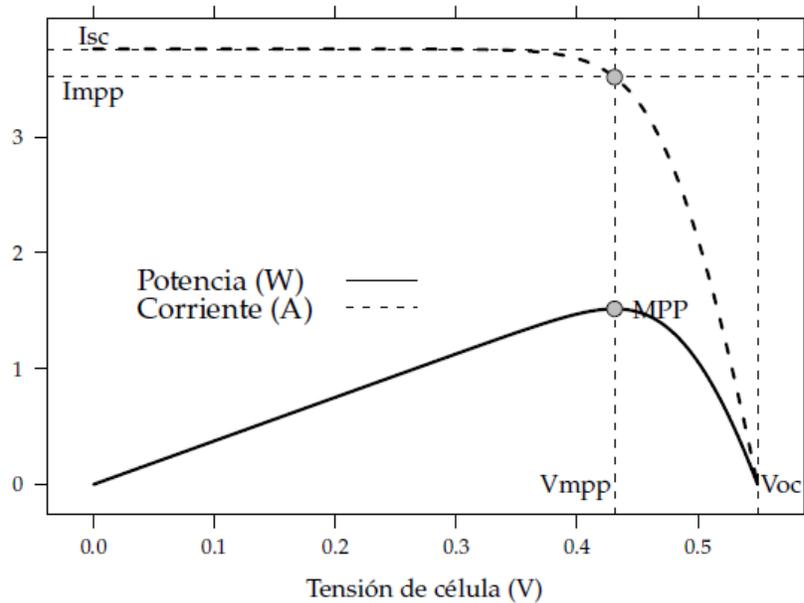


Figura 2.4 Curva V-I (línea punteada) y curva V-P (línea continua) de una celda solar. [8]

Como se puede apreciar en la Figura 2.4, es evidente la presencia de un punto donde la potencia inyectada es máxima, y adquiere el nombre de MPP por sus siglas en inglés “*Maximum power point*”. Este punto viene definido por la siguiente condición [8]:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (2.2)$$

En este punto la potencia entregada por la celda está dada por $P_{mpp} = I_{mpp} \cdot V_{mpp}$. Este punto cumplirá con la ecuación 2.3, la cual se desprende de un análisis de derivadas parciales de la condición expuesta en la ecuación 2.2 [8].

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \quad (2.3)$$

La eficiencia de una celda solar depende fuertemente de las condiciones ambientales en las que está inmersa. Son variados los factores que alteran la curva de la Figura 2.4, entre ellos la temperatura, profundidad óptica de aerosoles, concentración de polvo, nieve, nubes, sombras, humedad, etc. Estos son conocidos como factores de reducción de potencia [9], muchos de los cuales se pueden interpretar como simples disminuciones de radiación incidente en el panel. Más adelante se analizarán en profundidad los efectos producidos por nubes y sombras en general. En la Figura 2.5 se muestra la característica de una celda solar para diferentes temperaturas, mostrando que a menores temperaturas mayores voltajes.

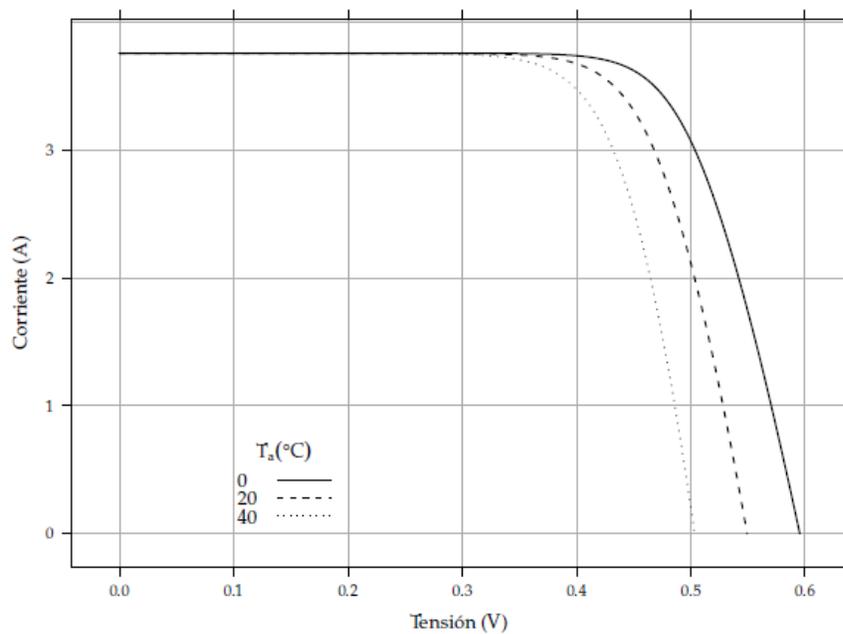


Figura 2.5 Efecto de la temperatura en la curva V-I. [8]

En la Figura 2.6 se muestra el efecto de la radiación en una celda solar, siendo la corriente la más afectada por el aumento de radiación.

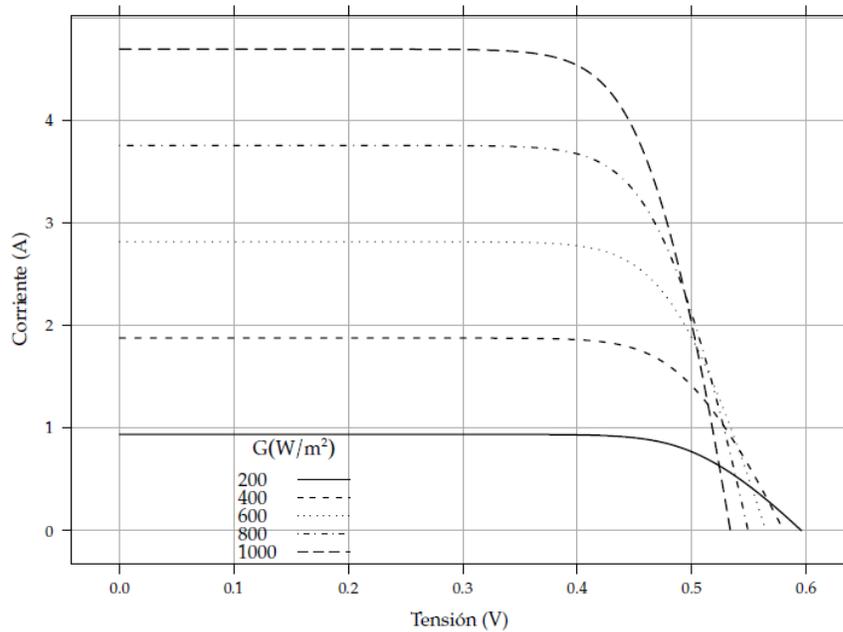


Figura 2.6 Efecto de la radiación en curva V-I. [8]

Un arreglo solar es la unión de varios paneles solares conectados entre si. La conexión más común en los arreglos solares es la serie-paralelo (SP), la cual se define como la conexión en paralelo de varios paneles conectados en serie. En la Figura 2.7 se ilustra este tipo de conexión y su efecto en la curva V-I del arreglo solar, donde se puede apreciar que la conexión en serie de paneles aumenta la tensión de arreglo, mientras que la conexión en paralelo aumenta la corriente del mismo.

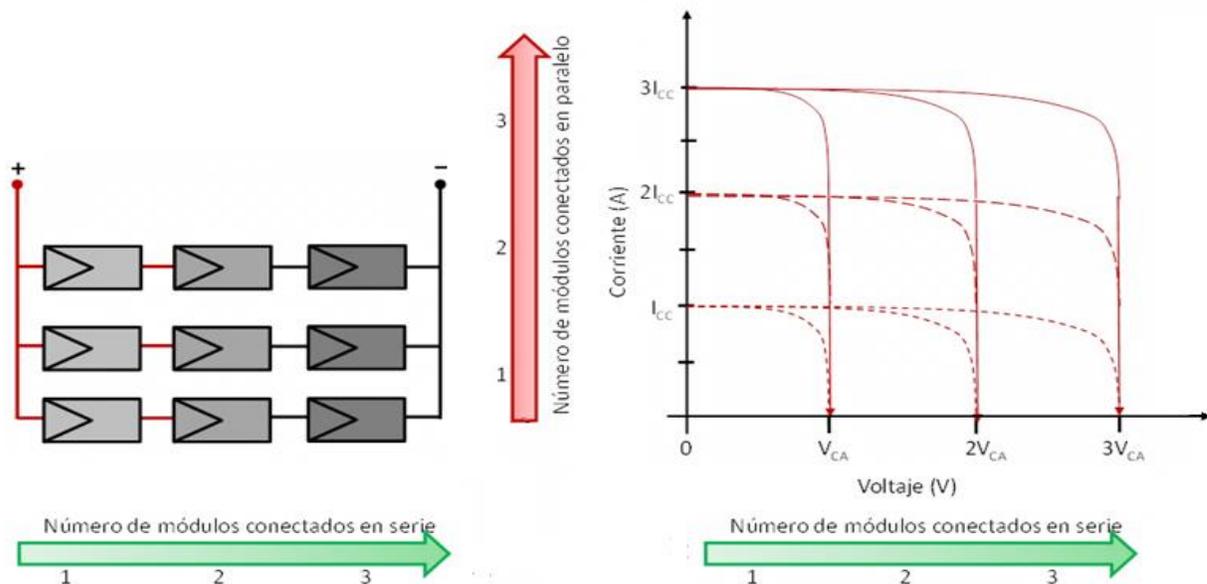


Figura 2.7 Conexión SP y su efecto en la curva V-I del arreglo solar. [44]

2.2.2. Topologías de SFV con conexión a la red

La primera y más antigua configuración de los SFV con conexión a la red se basaba en la agrupación de varios paneles solares en serie, a lo que se le llama “string”, con el fin de obtener la tensión necesaria para la operación del inversor (la tensión DC de operación debe ser mayor a la tensión máxima de la red, 325 VDC para 230 VAC de la red [10]), y para obtener los niveles de potencia de diseño del conversor se agrupan varios “strings” en paralelo [11]. Esta configuración se llama “Central Inverter” debido a la presencia de un único inversor central, como su nombre lo indica, para una gran agrupación de paneles. Esta configuración a pesar de ser robusta, de gran eficiencia y de menor costo, presenta varias desventajas como bajo factor de planta [11], pérdidas de potencia debido a diferencias de operación entre los paneles solares (entre y dentro de los strings) y los diodos por cadena, un único punto de falla como es el inversor central [12], gran cantidad de cables de poder para altos voltajes DC los cuales conllevan pérdidas de potencia, un único MPPT centralizado, desprotección frente al efecto sombra [13], no es fácilmente expandible, posee un alto contenido armónico en corriente y baja calidad en potencia [14]. Es así como estas deficiencias dan pie a la búsqueda de nuevas topologías que cumplan con mejores estándares de eficiencia y calidad de suministro.

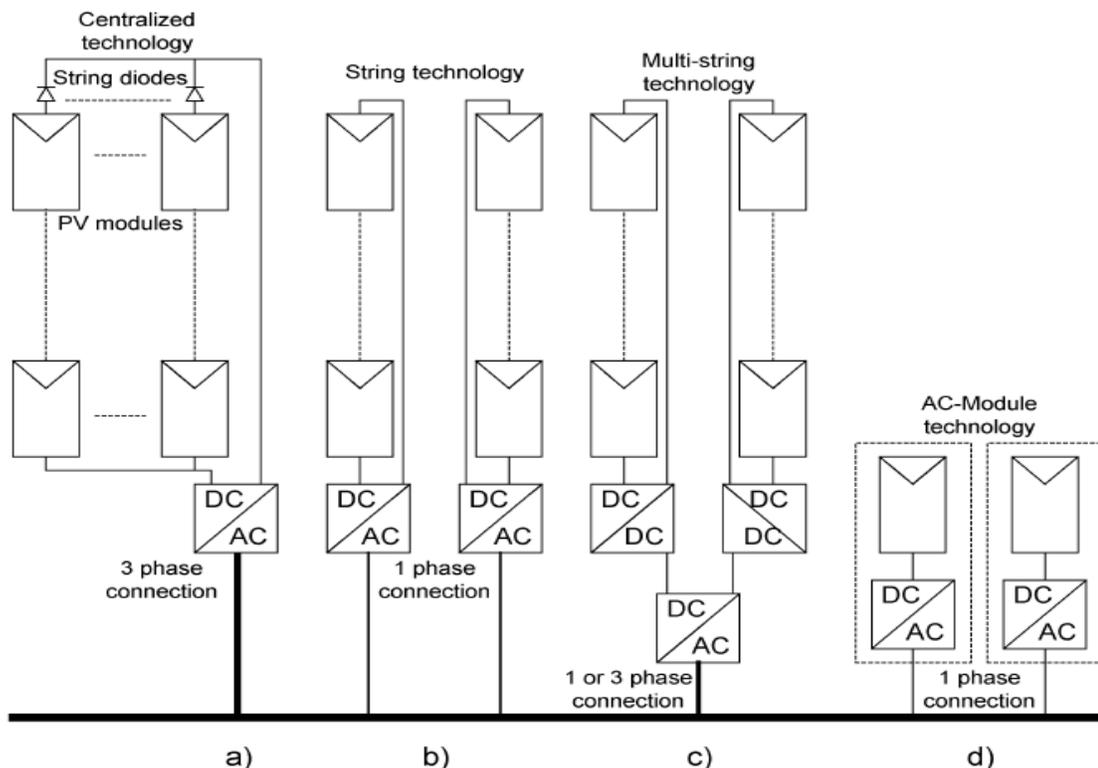


Figura 2.8 Topologías de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

a) Sistema de inversor centralizado o “central inverter”, b) Sistema de inversor por cadena o “string inverter”, c) Sistema de inversor multi-cadena o “multi-string inverter” y d) Sistema de modulo-AC y celda-AC. [14]

La aparición de los sistemas con un inversor por cadena de paneles o llamados “*string inverter*” se hizo muy popular luego de ver las deficiencias de los inversores centralizados. Esta topología alcanza entre 1-3% mejores rendimientos que la topología centralizada [11]. Las mejoras van en la línea de disminuir las pérdidas producidas por cableado DC, los diodos por cadena y un único MPPT centralizado, además disminuye los costos debido a las economías de escala [14] y facilita la capacidad de expansión [15]. Pero aún es vulnerable frente al efecto producido por sombras y no opera en el MPP bajo estas condiciones. Es posible agrupar menos paneles en serie usando un convertor DC-DC entre los paneles y el inversor, o un transformador a frecuencia de la red (*Line-frequency transformer*), pero sujeto a un eventual aumento en los costos [14].

Los esfuerzos de hoy en día apuntan a desarrollar mejoras en las dos topologías restantes. Si bien los módulos-AC no son una topología relativamente nueva, ya que se presentó como una solución a los problemas de expansión y eficiencia en cuanto a MPP bajo condiciones de sombra ya a mediados de los 90s [11], son una de las mejores apuestas para el futuro [13][14]. Las ventajas son evidentes, la modularidad hace fácilmente expandible y eficiente desde el punto de vista MPPT a los SFV, además puede ser usado en diversas aplicaciones y por personas sin un conocimiento acabo sobre electricidad. Por otro lado, la gran amplificación DC necesaria para el inversor disminuye la eficiencia y aumenta los costos debido a la electrónica utilizada. Se apunta a que la producción en masa baje los costos a niveles competitivos [14]. Algunos autores ya hablan sobre las celdas-AC, donde se elimina por completo los problemas asociados a sombras al ser una única gran celda conectada al inversor, pero al igual que en los módulos-AC, gran amplificación DC es necesaria y se requieren nuevos avances en tecnologías de inversores [13][14].

Finalmente, la topología multi-cadena o “*multi-string*” son la alternativa a gran escala que concentra los esfuerzos de muchos investigadores. Esta alternativa combina las cualidades de alta eficiencia de la topología “*string inverter*” con los bajos costos de la topología centralizada [11]. Cada cadena de paneles es conectada a través un convertor DC-DC a un único inversor central (ver Figura 2.8). Se optimiza la energía extraída en el momento que cada “*string*” posee un propio MPPT incluido en el convertor DC-DC, esto a su vez lo hace fácilmente expandible con solo aumentar el número de paneles y convertidores DC-DC [14]. Debido a que posee dos etapas de conversión, la eficiencia es menor en comparación a las topologías centralizada y “*string inverter*” [10].

2.2.3. Conversión DC-AC

La etapa de conversión DC-AC es la etapa principal de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Es la encargada de adecuar los valores de tensión y frecuencia a los de la red de conexión y cumplir con los estándares de calidad de suministro exigidos, como por ejemplo, el contenido armónico. Además, esta conversión debe ser realizada con la mayor eficiencia posible con el fin de obtener los mayores beneficios de la energía extraída por los paneles y hacer de la planta un proyecto rentable en el tiempo [12].

La topología que posee un sistema fotovoltaico está fuertemente ligada con la etapa de conversión que se implementa. Siendo el inversor el componente de mayor importancia en la etapa de conversión, se suele clasificar estas topologías por el tipo de inversor utilizado. A continuación se explican cada una de ellas.

2.2.3.1. Topologías de conversión DC-AC

Para poder realizar una clasificación de las diferentes topologías es necesario identificar características comunes entre ellas. Para ello se ocupa una clasificación similar a la utilizada en [14] la cual hace hincapié en 4 ejes principales, aquí solo se desarrollarán 3: número de etapas de procesamiento de potencia, método de desacople de potencia, transformadores y tipos de interconexión. La cuarta característica hace alusión a los tipos de interfaz con la red y no será considerada debido a que expone detalles que no son de importancia para este trabajo. A continuación se hace un resumen de las características consideradas.

- A. **Número de etapas de procesamiento de potencia:** Esto contempla las diferentes etapas de conversión en cascada que posee el sistema fotovoltaico. Esta puede ser una única o múltiples etapas de conversión. En la Figura 2.9 se pueden apreciar las 3 configuraciones más comunes. La primera corresponde a un inversor de una etapa. Esta configuración es la comúnmente usada para topologías de inversor central, donde el inversor debe realizar las funciones de MPPT, control de corrientes de inyección a la red y quizás amplificación de voltaje si es que el número de paneles no lo alcanza por sí solo. La Figura 2.9(b) corresponde a un inversor de dos etapas de procesamiento. Este tipo de inversor se asemeja a la topología “*String-inverter*” donde el conversor DC-DC se encarga de MPPT y amplificación DC si es que fuese necesario. El control de corrientes puede ser realizado tanto por conversor DC-DC si es que el inversor de red está en operación *bang-bang* (alta eficiencia para potencia nominal baja), o realizada por el mismo inversor de red si opera en modo PWM (alta eficiencia para potencia nominal alta). Finalmente, la Figura 2.9(c) corresponde a un inversor multi-etapa, usado en la configuración “*multi-string*”. El conversor DC-DC opera el MPPT y amplificación de voltaje si es que fuese necesario. El inversor de la red se encarga del control de corriente.

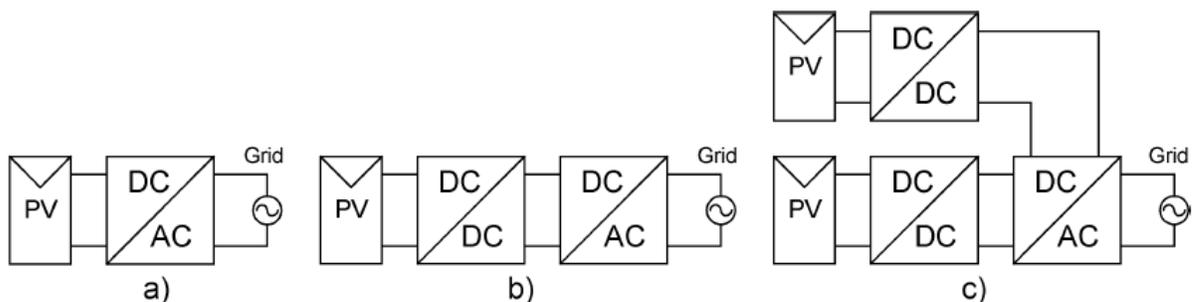


Figura 2.9 Cantidad de etapas de procesamiento de potencia. [14]

B. Método de desacople de potencia: El desacople entre potencia AC (red) y DC (paneles solares) es comúnmente logrado mediante la incorporación de un componente que puede ser un condensador electrolítico de gran capacidad (sistemas de inversores de una etapa) o un convertor DC-DC más un condensador electrolítico de menor capacidad (inversores de dos o más etapas de conversión). La utilización de un condensador electrolítico de gran capacidad es la alternativa más usada debido a lo predominante de topologías centralizadas. Este componente es la principal razón de la disminución de la vida útil de los demás componentes, como son el inversor, motivo por el cual la capacitancia debe ser minimizada tanto como sea posible y preferiblemente sustituirla por *film-capacitors* [10][14]. Este condensador tiene la función de minimizar el “*ripple*” formado debido a la naturaleza sinusoidal de la potencia a la salida del inversor de red. Este “*ripple*” disminuye la eficiencia en el seguimiento del MPP por lo cual se necesitan capacitancias grandes para topologías centralizadas (0.5 mF/kW [10]). Para topologías con dos o más etapas de conversión, el convertor DC-DC desacopla el voltaje entre los paneles y el inversor de red, no permitiendo la propagación del “*ripple*” al arreglo FV, por lo que la necesidad de un condensador en el “*link-DC*”³ se ve reducida a solo limitar grandes fluctuaciones de voltaje que puedan sobrepasar los límites de los componentes electrónicos. Por este motivo, se utilizan valores del orden de micro Faradio [14][15].

C. Transformadores y tipos de interconexión: Esta característica tiene 3 formas representativas [14]. La primera y más antigua es la ilustrada en la Figura 2.10(a), que corresponde a un “*line-frequency transformer*”, un transformador común conectado a la salida del inversor DC-AC. Esta es considerada la peor alternativa debido a su gran tamaño, peso y costo. Hoy en día las tendencias están utilizando “*high-frequency transformers*” como en (b) y (c) que se ubican entre las etapas de conversión para topologías multi-etapas. Finalmente, las tendencias más innovadoras no consideran transformadores, llamadas “*transformerless inverters*”, son una alternativa eficiente, de menor tamaño, peso y costo [10].

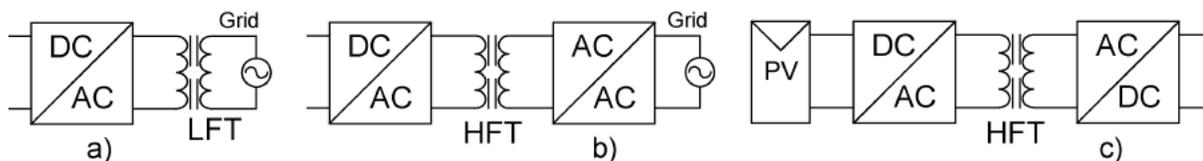


Figura 2.10 Tipo de interconexión con transformadores. [14]

³ El “*link-DC*” es considerado como el enlace entre las fases de conversión para topologías de dos o más etapas de conversión [14] o como la salida de los paneles solares [10]. Es más correcto usarlo como la entrada del inversor o el enlace entre las fases de conversión debido a que no todas las topologías incluyen un condensador a la salida de los paneles.

2.2.4. Maximum power point tracking (MPPT)

“*Maximum power point tracking*” o MPPT es la implementación de un algoritmo de búsqueda capaz de situar a un arreglo de paneles en el punto máximo de la curva V-P (ver Figura 2.4), con el fin de extraer la máxima potencia del arreglo. Como se ha mencionado antes, el MPPT se puede situar en diferentes fases de la conversión DC-AC, como por ejemplo en el conversor DC-DC o en el inversor DC-AC. En general, las cualidades de un buen MPPT consideran el tiempo empleado para encontrar el MPP y la precisión obtenida al llegar al régimen permanente. También son importantes el gasto energético, la complejidad de implementar y el costo.

A través del tiempo se han desarrollado varios algoritmos de búsqueda del MPP, muchos de los cuales han quedado obsoletos y otros han evolucionado para ir incorporando los diferentes fenómenos de la generación fotovoltaica, como por ejemplo las sombras. Más adelante se mencionarán los avances en esta área.

A continuación se mostrarán los algoritmos más tradicionales de búsqueda y que han tenido una trascendencia a través del tiempo.

- A. **Fixed duty cycle** [16]: Es el método más simple y no requiere ninguna retroalimentación. Este se basa en ajustar la impedancia de carga una única vez para el valor de MPP brindado por el fabricante o medido en el lugar de emplazamiento. Este valor es fijo y no se vuelve a alterar, por lo que es vulnerable frente a cambios de temperatura y radiación.
- B. **Voltaje circuito abierto y corriente de corto circuito** [17]: Son dos métodos que se aplican de manera análoga. El primero es una aproximación empírica del valor de tensión en el MPP. Este oscila entre 0,73 y 0,8 veces el valor de tensión de circuito abierto. De manera similar, la corriente en el MPP varía entre 0,78 y 0,92 veces la corriente de corto circuito, ambas relaciones para un panel fotovoltaico policristalino, para un rango de temperatura de 0 a 60°C y una radiación entre 200 y 1000 W/m². Es decir, las constantes deben ser calculadas a partir de valores promedios de temperatura y radiación en el lugar que es instalado el panel. En ambos métodos, los valores de referencia (V_{ca} e I_{cc}) son medidos periódicamente para realizar la aproximación, conllevando una interrupción del suministro debido a que se debe cortocircuitar o abrir el circuito según corresponda, por lo que existirá una pérdida de potencia mientras se realiza esta medición. Como corresponde a una aproximación, el panel no operará en el MPP.
- C. **Perturb and observe (P&O)**: Es el método más ampliamente ocupado debido a su simple estructura e implementación [17]. Se basa en aplicar periódicamente pequeñas perturbaciones ya sea al voltaje o la corriente de salida del arreglo y comparar la potencia de salida post perturbación con el valor del ciclo anterior. Si la variación de potencia es positiva, se procede a realizar la siguiente iteración en esa misma dirección, por el contrario, si la potencia disminuyó, se cambia el

sentido de perturbación. La principal desventaja de este método es que las perturbaciones se mantienen incluso una vez alcanzado el MPP, por lo que la potencia oscila en torno a dicho punto, ocasionando pérdidas constantemente. Además, el P&O puede fallar para variaciones atmosféricas muy repentinas [18]. Algunas mejoras como ajustar el tamaño de la perturbación dependiendo de lo lejos que se encuentre del MPP pueden mejorar considerablemente el algoritmo, eliminando las variaciones en estado estacionario. Esto se logra incluyendo un controlador PI que controle el tamaño de la perturbación dependiendo de la diferencia entre las potencias de cada iteración [17][19].

- D. **Incremental conductance (IC)** [18]: Se basa en la observación de la ecuación 2.2 en todo momento. Se puede apreciar que para tensiones menores al V_{mpp} la ecuación 2.2 será mayor que cero, por el contrario, para tensiones mayores, la pendiente será negativa. Este razonamiento, similar al P&O, se realiza a través de la ecuación 2.3, con la cual es posible comparar la conductancia incremental ($\frac{dI}{dV}$) con respecto a la conductancia instantánea ($\frac{I}{V}$) en cada momento, obteniéndose la igualdad pero con signo opuesto en el MPP (ver ecuación 2.3), momento que determina el cese de la búsqueda. Las principales ventajas de este método con respecto al P&O son que IC puede calcular la dirección de la perturbación para alcanzar el MPP, por lo que no falla frente a variación rápidas de condiciones ambientales, además, no oscila en torno al MPP luego de alcanzarlo. Sin embargo un mayor costo y carga computacional están asociados a este método. A continuación se presenta las ecuaciones que el algoritmo usa.

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \Rightarrow \frac{dP}{dV} = 0 \text{ (MPP)} \quad (2.4)$$

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \Rightarrow \frac{dP}{dV} > 0 \text{ (lado izquierdo de MPP)} \quad (2.5)$$

$$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \Rightarrow \frac{dP}{dV} < 0 \text{ (lado derecho de MPP)} \quad (2.6)$$

Al igual que en P&O, se puede mejorar el desempeño de este algoritmo incorporando pasos variables dependiendo de qué tan lejos se encuentre del MPP. Incluyendo un controlador PI con referencia cero es posible eliminar las oscilaciones producto de la resolución digital, eliminando el error permanente [19].

- E. **Three points** [17]: Este método corresponde a una variación del P&O. Se realizan perturbaciones en ambos sentidos del punto de operación actual, y dependiendo de dichas comparaciones se obtiene el sentido de perturbación siguiente, del mismo modo que en P&O. Si ambas perturbaciones dan como resultado disminuciones en la potencia de salida con respecto a la potencia actual, el algoritmo no realiza una nueva perturbación. Este mecanismo impide

los movimientos rápidos frente a cambios ambientales repentinos como en P&O, además, una vez alcanzado el MPP, no oscilará en torno a este punto.

2.3. Problemas asociados a la generación fotovoltaica

La principal causa de los problemas asociados a la generación fotovoltaica está relacionada con la variabilidad del recurso, siendo este, la limitante fundamental de su desarrollo.

Los investigadores han desarrollado soluciones para diferentes problemas asociados a la generación fotovoltaica. Muchas de estas soluciones aún se encuentran en desarrollo, lo cual hace imposible hablar de un consenso en la materia. A continuación se explican las principales problemáticas asociadas a la generación eléctrica fotovoltaica, y se mencionarán algunas soluciones propuestas por la literatura.

2.3.1. Efectos de sombras en los paneles

Efecto nube es el nombre que le da la literatura a los efectos producidos por sombras en los paneles fotovoltaicos, ya sea por nubes, construcciones aledañas o incluso por otros paneles adyacentes. Estas sombras eliminan la componente directa de la radiación solar, la cual entrega la mayor porción de energía al panel FV. Los efectos que producen estas sombras dependen fuertemente de la configuración del arreglo [20] y de la no homogeneidad de la sombra a través del mismo panel [21][22].

El efecto que provoca sobre un panel una sombra homogénea, es decir, que afecta de igual forma a cada una de las celdas (Figura 2.11(b)), es muy intuitivo ya que representa únicamente una disminución en la cantidad de radiación incidente en el panel. Este efecto se puede ver claramente en la Figura 2.6 para una celda solar. Por otro lado, el efecto que produce una sombra que no es homogénea, más conocido como "*partial shading*" (Figura 2.11(c)), es muy diferente y depende fuertemente de la configuración serie-paralelo que posean las celdas internamente. El efecto de una disminución de radiación en una celda se ve reflejado en una disminución de su corriente (ver Figura 2.6) por lo que al conectar dos celdas con distintos niveles de radiación en paralelo no generará mayor problema debido a que no existe discordancia entre los voltajes para realizar la conexión, y las corrientes se sumarán. En cambio, para realizar la misma conexión en serie, los distintos niveles de corriente hacen que esta conexión genere efectos no deseables [20].

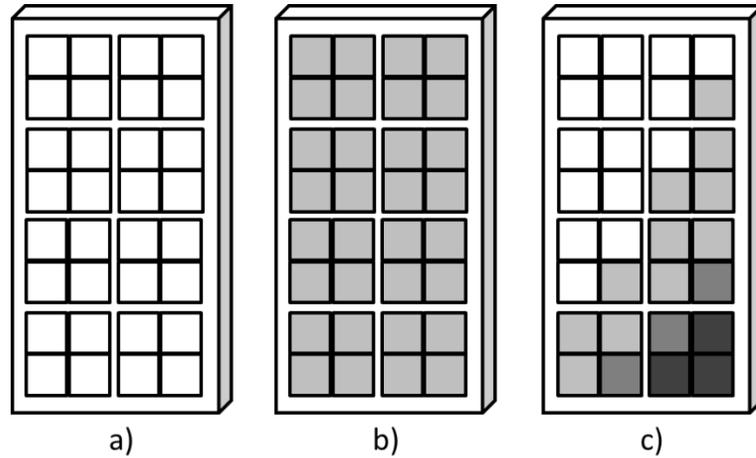


Figura 2.11 Tipos de sombra en paneles.

a) Panel sin sombra, b) Panel con sombra homogénea y c) Panel con sombra no homogénea o *partial shading*.

Efecto de aumento de temperatura en celdas o “hot spot”

Uno de estos efectos es el “hot spot” [23], conocido como punto caliente debido al aumento de temperatura de una o más celdas dentro de un panel debido a sombras, fallas, o simplemente por generar menos corriente que el resto del panel. Esto ocurre cuando el punto de operación del panel (*string* de celdas en la Figura 2.12(a)) determina una corriente que se encuentra fuera del rango de operación habitual de la celda afectada obligándola a operar con una tensión negativa V_{bias} , por lo tanto actúa como una resistencia, disipando energía y aumentando así su temperatura. Este efecto es fácilmente abordado por un “bypass diode” [24] (Figura 2.12(b)), diodos puestos de forma antiparalela que logran evitar el aumento de temperatura pero a su vez disminuyen la eficiencia ya que son usualmente usados en paneles [25], no así para cada celda, por lo que deja fuera de operación a celdas que no poseen sombra. Este diodo conduce cuando el número de celdas en sombra es tal que el panel completo opera en un voltaje negativo.

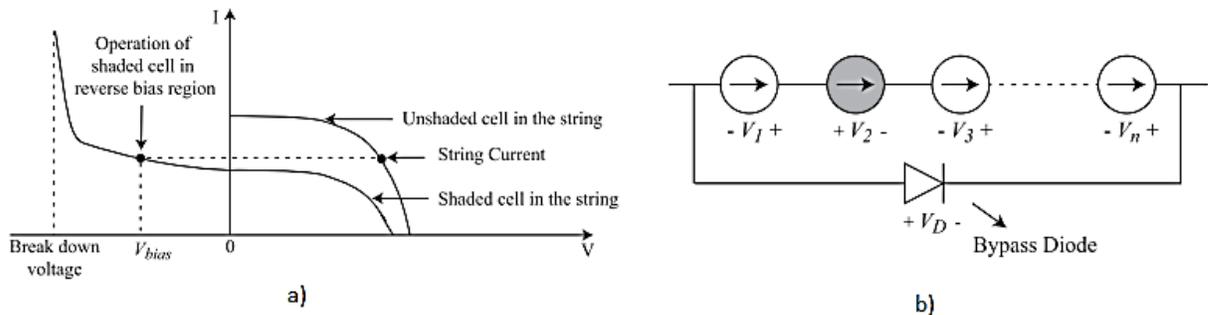


Figura 2.12 Efecto “hot spot” de una celda en sombra. [26]

a) Operación en voltaje negativo para celda en sombra y b) Diodo de bypass para un panel o *string* de celdas.

Múltiples MPP

Otro efecto producido por *partial shading* con sombras no homogéneas tiene relación con la aparición de múltiples MPP en la curva V-P del arreglo FV afectado por la sombra. Como ya se mencionó, la existencia de sombras en un panel se ve reflejado en las curvas V-I de las celdas, y dependiendo de si estas están conectadas en serie (comúnmente es así) o en paralelo el efecto será más o menos dañino, llegando en el peor de los casos a activar el diodo de bypass dejando fuera de operación al panel. Para visualizar de mejor forma este problema se analiza la configuración de dos paneles en serie, donde uno de los paneles está afectado por sombra. En la Figura 2.13(a) se presentan las curvas V-I de ambos paneles donde se destacan distintas corrientes de operación del arreglo. En la Figura 2.13(b) se presenta la curva V-I y V-P del arreglo, donde se destacan los mismo puntos de operación. Es posible apreciar que para el punto A de corriente I_a ningún panel está operando en su MPP, pero ambos entregan potencia. En B el panel sombreado está operando en su MPP no así el panel sin sombra, este punto corresponde a un MPP local del arreglo, ambos paneles entregan potencia. En los puntos C y D el diodo bypass del panel sombreado está conduciendo por lo que este panel no entrega potencia. En D el arreglo opera en su MPP global, el cual coincide con el MPP del panel sin sombra. Cabe mencionar que si ambos paneles operaran de manera independiente se podría obtener niveles de potencia mayores al MPP global mostrado en D, haciendo operar a ambos paneles en sus respectivos MPP.

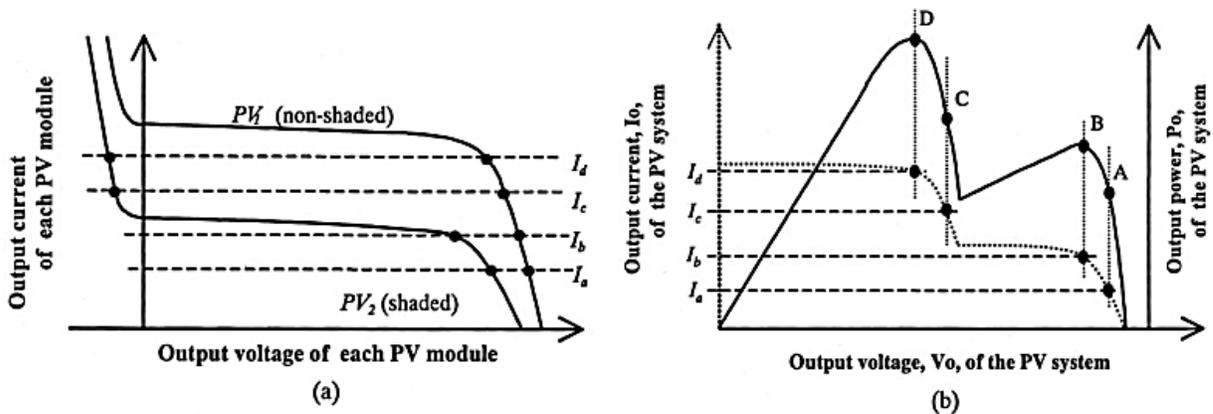


Figura 2.13 Efecto de múltiples MPP en arreglos con *partial shading*. [12]
a) Curvas V-I de los paneles y b) Curva V-I y V-P del arreglo FV.

Este mismo efecto es posible apreciarlo en arreglos serie-paralelo de paneles. En la Figura 2.14 y Figura 2.15 se presenta el mismo arreglo fotovoltaico pero con escenarios de radiación diferentes, siendo I_{scA} y V_{ocA} las variables del arreglo y I_{scM} y V_{ocM} las variables del panel o módulo FV, las cuales corresponden a corriente de cortocircuito y voltaje de circuito abierto. Se puede apreciar como el efecto de múltiples MPP del *partial shading* se propaga por el arreglo FV para una conexión serie-paralelo. Cabe destacar que en este caso el diodo de bypass del panel sombreado está activado, eliminando por completo el aporte de potencia de dicho panel. El efecto de múltiples

MPP de la Figura 2.15 es similar al presentado en la Figura 2.13 pero con la diferencia que en este caso se ven afectados los paneles del *string* conectado en paralelo, dando como resultado un MPP global diferente al MPP del *string* sin sombra. Es imposible adelantarse a la ubicación de los múltiples MPP ya que dependen de la configuración del arreglo, la intensidad de la nube, la activación o no de diodos bypass, etc. Lo anterior exige que los nuevos algoritmos de MPPT sean capaces de diferenciar un MPP local del global, tarea imposible para los algoritmos de MPPT tradicionales.

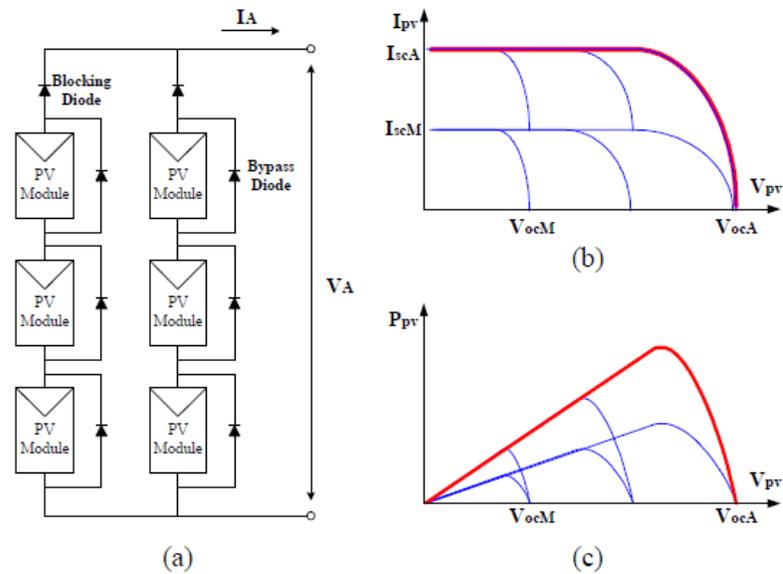


Figura 2.14 Arreglo de paneles sin *partial shading*. [25]
a) Configuración de paneles, b) Curva V-I del arreglo y c) Curva V-P del arreglo.

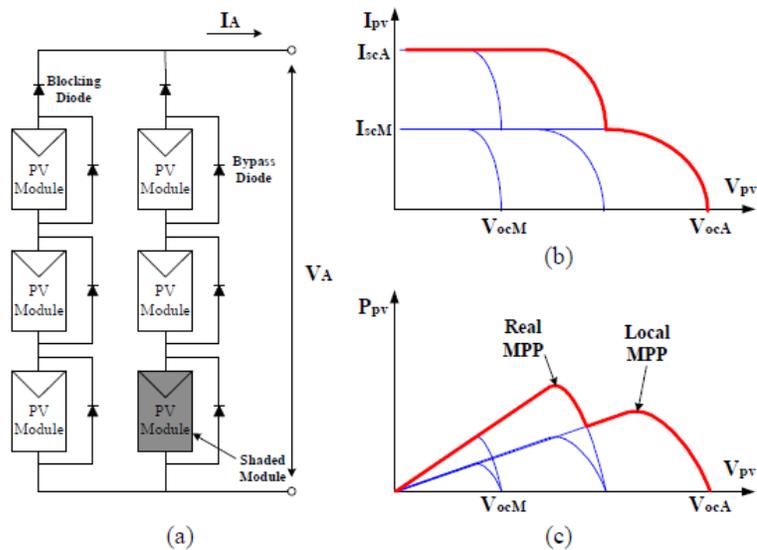


Figura 2.15 Arreglo de paneles bajo *partial shading*. [25]
a) Configuración de paneles, b) Curva V-I del arreglo y c) Curva V-P del arreglo.

Los investigadores han propuesto varios métodos que buscan mitigar estos efectos provocados por el *partial shading*. Las alternativas van desde nuevos algoritmos de búsqueda para llegar al MPP global, nuevas topologías que aseguren que cada *string* opere en su MPP, reconfiguración de paneles, por solo nombrar las más importantes [26]. A continuación se hará un breve recorrido por estos métodos de mitigación.

- A. **Técnicas de MPPT para arreglos fotovoltaicos con *partial shading*:** Existen un gran número de nuevas técnicas y variaciones de las técnicas tradicionales que incorporan al *partial shading* como un fenómeno intrínseco de la generación fotovoltaica y que debe ser considerado siempre. Estos nuevos algoritmos de búsqueda tienen el objetivo de diferenciar el MPP global de los demás MPP locales que pudieran existir. A continuación se muestra una tabla que incorpora las técnicas recopiladas en [26], donde se destacan las características principales de un MPPT, como son velocidad de búsqueda, precisión, complejidad de implementación, entre otras.

Tipo		Sintonización periódica	Velocidad	Precisión	Complejidad de implementación	Sensores
Power curve slope		No	Media	Alta	Media	V, I
Load line MPPT	Tipo I	Si	Alta	Baja*	Baja	V, I
	Tipo II	Si	Alta	Media	Media	V, I
Dividing rectangles		No	Alta	Media	Media	V, I
Power increment technique		No	Alta	Alta	Media	V, I
Instantaneous power optimization		No	Media	Alta	Media	V, I
Fibonacci search		No	Media	Baja*	Media	V, I
Artificial neural network		Si	Alta	Media	Alta	T, R, I
Particle swarm optimization		No	Media	Media	Alta	V, I

Tabla 2.1 Tabla comparativa de técnicas MPPT para *partial shading*. [26]

* Bajo ciertas condiciones de *partial shading*.

Como es posible apreciar existen variados métodos que se enfocan en la mitigación del *partial shading*, por lo que la elección de alguna de estas depende de los propósitos y restricciones que se tengan en consideración a la hora de diseñar el proyecto. Si el objetivo es rapidez y precisión en la búsqueda, *power increment techniques* es la opción recomendada. Para aplicaciones donde la simplicidad y el costo son las variables más importantes, *load-line* es una buena alternativa [26].

- B. **Configuración de arreglos de paneles:** Como una forma de paliar el efecto del *partial shading* se ha investigado en nuevas formas de interconexión entre paneles que no sean la ya tradicional SP (serie-paralelo) y SS (simple serie). Es así como nuevas configuraciones han surgido, entre ellas la TCT (*total-cross-tied*), BL (*bridge-linked*) y HC (*honey-comb*). Las configuraciones habituales como la SS y SP son ocupadas debido a su simpleza y menor costo debido a la menor cantidad de cables que requieren. La configuración que obtiene los

mejores rendimientos es la TCT, la cual incrementa el MPP de un mismo arreglo en 3,8% en comparación con SP, lo sigue la configuración BL con un 2,3% [26]. La configuración HC se encuentra por debajo de TCT pero obtiene mejores resultados en potencia y factor de llenado (*fill factor*⁴) que BL [27].

Otro método desarrollado corresponde a arreglos reconfigurables donde a través de un banco de paneles “adaptables” se puede mejorar la falta de potencia en paneles con sombra [28]. Este arreglo “adaptable” se reubica en la estructura TCT mediante conexiones vía switches para distribuir de manera homogénea la radiación a través de las diferentes filas del arreglo TCT. Como el número de combinaciones posibles es alta dependiendo del tamaño del arreglo, es necesario incluir una optimización donde se busca minimizar las diferencias de radiación total por fila entre las filas [29]. En esta misma línea, se ha propuesto un esquema de conexión de arreglos fotovoltaicos que distribuya de manera equitativa los paneles sombreados entre las filas de una configuración TCT. Es lo propuesto en [30], donde la distribución espacial es diferente a la conexión eléctrica entre los paneles, asemejándose a un tablero SUDOKU, generando un efecto similar a la reconfiguración mediante switches.

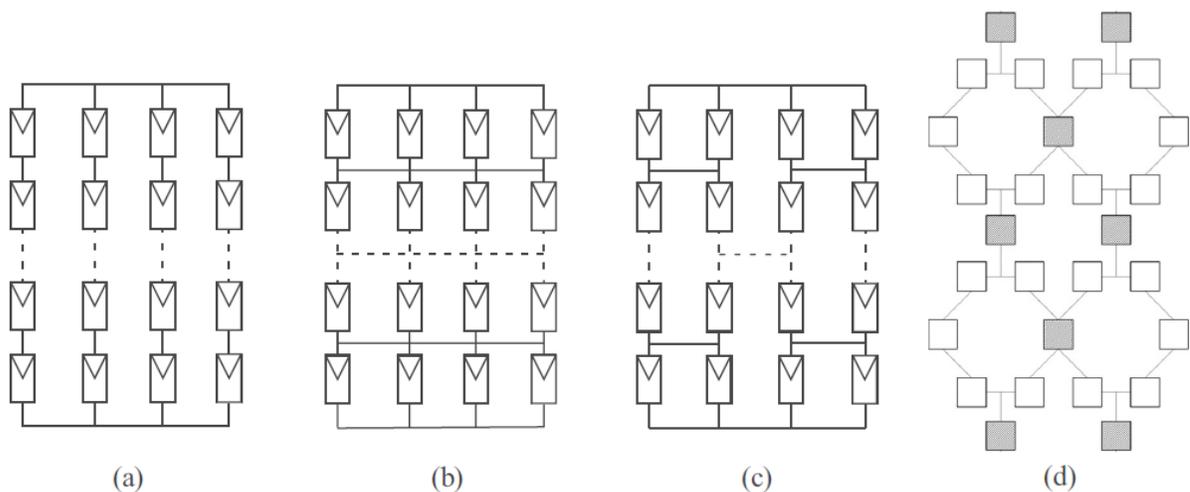


Figura 2.16 Configuraciones de arreglos fotovoltaicos para *partial shading*. [26][27]
a) Serie-paralelo (SP), b) Total-cross-tied (TCT), c) Bridge-linked (BL) y d) Honey-comb (HC).

C. Topologías que mitiguen el *partial shading*: Este apartado es el que ha concentrado la mayor atención de los investigadores, generando una variada gama de alternativas mitigadoras del *partial shading*. Estas alternativas atacan los problemas del *partial shading* por diversas vías, teniendo como punto común la incorporación de nuevos dispositivos y conexiones que difieren de la tradicional topología centralizada. Las topologías se pueden comparar por medio de algunas características que denotan la eficiencia de estas, como por ejemplo,

⁴Factor de llenado o *fill factor* corresponde a la relación entre la potencia en el MPP y el producto entre voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito.

capacidad de MPPT por panel, *string* o arreglo, pérdidas de potencia, facilidad de expansión, simpleza en implementación, estructura de control y costo, por nombrar las de mayor importancia. En [26] se realiza una recopilación de las topologías más relevantes, capturando las ventajas y desventajas que posee cada una. La Tabla 2.2 es un resumen de lo recopilado en [26].

Topología		Ventajas	Desventajas
<i>Multilevel diode-clamped converter</i>		<ul style="list-style-type: none"> • MPPT por arreglo FV. • Eficiencia aceptable frente a PS. 	<ul style="list-style-type: none"> • Módulos FV pueden no operar en MPP. • gran número de semiconductores. • Pérdidas por <i>switching</i>. • No expandible.
Sistema FV con convertor <i>half-bridge</i> auxiliar		<ul style="list-style-type: none"> • MPPT por sub-arreglo FV. • Menores pérdidas y mayor eficiencia que <i>multilevel diode-clamped converter</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> • Módulos FV pueden no operar en MPP. • No expandible.
<i>Neutral point clamped converter</i>		<ul style="list-style-type: none"> • MPPT por sub-arreglo FV. • Mejor eficiencia que <i>multilevel diode-clamped converter</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> • Módulos FV pueden no operar en MPP. • Pérdidas por <i>switching</i>. • No expandible.
Inyección de Voltaje	Tipo I	<ul style="list-style-type: none"> • Simple circuitería y sistema de control. • Expandible. 	<ul style="list-style-type: none"> • No eficiente cuando 2 o más <i>strings</i> FV con PS.
	Tipo II	<ul style="list-style-type: none"> • Mejor eficiencia que tipo I cuando 2 o más <i>strings</i> con PS. • Expandible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de control más complicado que tipo I. • No eficiente con PS.
Topología GCC (<i>generation control circuit</i>)	Convertor dc-dc	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de control simple. • Expandible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Módulos con PS pueden no operar en MPP.
	<i>Multi-chopper</i>	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT por módulo FV. • Eficiencia aceptable frente a PS. • Expandible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Complicada estructura de control.
Topología de modulo integrado	<i>series-connected micro-converter</i>	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT por módulo FV. • Alta eficiencia. • Expandible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Muchos componentes pasivos y activos por panel. • Complicada estructura de control.
	<i>Micro-inverter</i>	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT por módulo FV. • Alta eficiencia. • Menor tamaño y facilidad de instalación que <i>series-connected micro-converter</i>. • Expandible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Muchos componentes pasivos y activos por panel. • Problemas en conexión a la red. • Complicada estructura de control.
Convertor <i>boost</i> multi-entrada		<ul style="list-style-type: none"> • Mayor potencia que convertor <i>boost</i> de entrada única. • Eficiencia aceptable bajo PS. • Expandible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Número de entradas eleva demasiado número de semiconductores, costos y tamaño del sistema FV.
Convertor MISO (<i>multiple-input single-output</i>) con inductor único		<ul style="list-style-type: none"> • Menor tamaño y costo que el MISO convencional. • Eficiencia aceptable bajo PS. • Expandible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estructura de control más compleja que convertor <i>boost</i> multi-entrada.

Tabla 2.2 Tabla resumen de las topologías mitigadoras de *partial shading*. [26]
PS: *Partial shading*

Todos los problemas asociados al *partial shading* generan una ineficiencia en el funcionamiento del arreglo FV principalmente provocada por la discordancia entre los paneles, los cuales deben tener un punto de operación común (punto de operación del arreglo FV) y que la mayoría de las veces difiere de los puntos de operación eficientes individuales para cada panel. Las soluciones que se han brindado anteriormente apuntan a disminuir la ineficiencia provocada por el *partial shading*, haciendo trabajar al arreglo FV en un punto de mayor eficiencia a través de nuevos algoritmos MPP, nuevas configuraciones de conexión o topologías que difieran de la ya tradicional centralizada.

Este trabajo no tiene como fin combatir la ineficiencia producida por el *partial shading*, y se asume que se incorporan soluciones como las mencionadas anteriormente para este fin. Este trabajo tiene como objetivo combatir las variaciones de potencia generadas por el *partial shading*, siendo este un problema inevitable aun cuando se incorporen medidas mitigadoras que garanticen la operación más eficiente bajo condiciones atmosféricas variables. Este problema se aborda por medio de la operación *deloaded* de los arreglos FV. La operación *deloaded* de una central FV se basa en no extraer la máxima potencia de los arreglos FV, es decir, definir como punto de operación a uno que sea diferente al MPP, lo cual corresponde a una operación ineficiente intencional. Lo anterior tiene como finalidad disponer de un nivel de reserva que pueda ser utilizada para mitigar el efecto de las variaciones de potencia producto del *partial shading*. Por lo tanto, el enfoque de este trabajo es sacrificar eficiencia en la operación del arreglo FV con el fin de mejorar la calidad del suministro de la central, lo cual a nivel sistémico tiene más valorado.

2.3.2. Problemas en SEP asociados a una alta penetración de generación FV

Luego de analizar los problemas internos de una central fotovoltaica provocados por sombra en los paneles, es necesario analizar los problemas a nivel macro provocados por este y otros problemas asociados a la generación FV. Una gran penetración de plantas FV en un SEP acentúa los problemas que son intrínsecos a este tipo de generación, como son la falta de inercia y la variabilidad en el suministro, por nombrar los más evidentes. A continuación se hará una revisión de estos dos problemas y su estado actual en la literatura.

Disminución de inercia en SEP

La generación FV no posee inercia. En algunos casos, como es el de la energía eólica, es posible implementar respuesta inercial mediante un esquema de control que sea capaz de capturar la energía cinética almacenada en las partes rotatorias del aerogenerador [31][32]. Este tipo de control no es aplicable a centrales fotovoltaicas ya que estas no poseen partes rotatorias a las cuales extraerles energía cinética.

La inercia de un sistema de potencia se asocia a máquinas convencionales. La inercia hace más robusto al sistema frente a desequilibrios repentinos entre carga y generación, por lo que una inercia grande provoca una desviación menor de frecuencia frente a contingencias. La inercia del sistema viene la ecuación 2.7 [33].

$$H_{sistema} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i \cdot S_i}{\sum_{i=1}^N S_i} \quad (2.7)$$

Donde H_i y S_i corresponden a la inercia y potencia aparente de cada generador en operación. Como es posible apreciar, la inercia del sistema depende únicamente de las máquinas que estén en funcionamiento en cada instante. Si en la operación existe un gran número de generadores sin inercia, será inevitable ver una disminución en la inercia del sistema. Este efecto explica el riesgo que conlleva una alta penetración de generación fotovoltaica, ya que al desplazar a máquinas convencionales en el despacho (por ser una tecnología con menores costos marginales) hará al sistema más vulnerable frente a contingencias.

Se han hecho investigaciones de este fenómeno, midiendo el impacto a nivel sistema y postulando posibles soluciones a la falta de inercia en generadores fotovoltaicos. En la Figura 2.17 es posible apreciar el impacto sistémico que provoca el incremento de generación FV sin inercia en el sistema frente a la salida intempestiva de la unidad de generación más grande en operación. Los escenarios están en orden creciente de nivel de penetración. El punto mínimo de frecuencia aumenta a medida que más generadores FV están en operación, esto podría activar esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) y disminuir el desempeño del control primario de frecuencia [7].

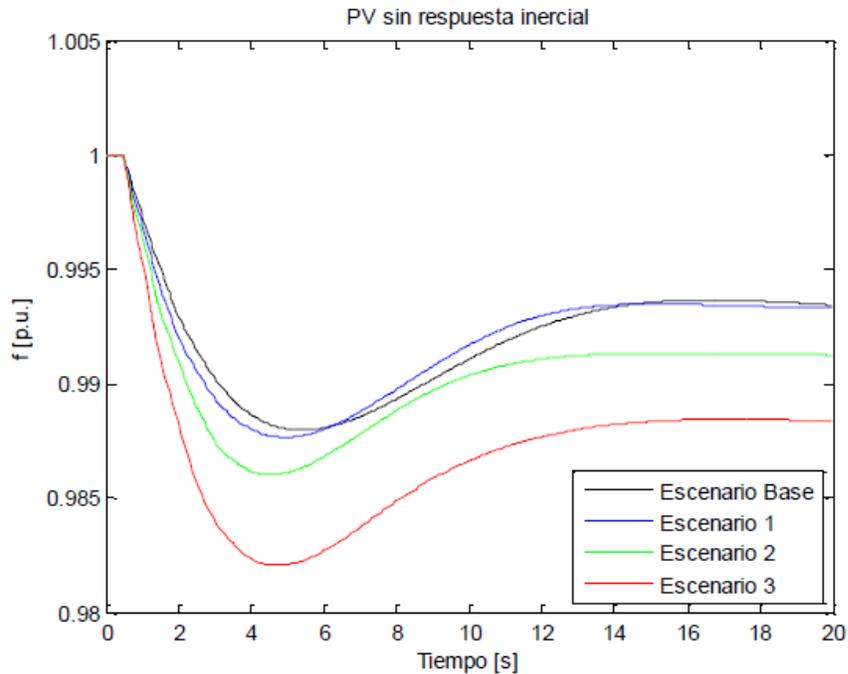


Figura 2.17 Respuesta inercial del sistema frente a diferentes escenarios de penetración FV. [7]

Con el fin de disminuir el impacto que provocan los generadores FV en la inercia del sistema, se han diseñado esquemas de control que incorporan una respuesta frente a cambios repentinos en la frecuencia [7][34]. Estos controles se basan en la operación *deloaded*⁵ del generador con el fin de contar con una reserva en potencia y así poder participar en el control de frecuencia del sistema. Debido a que la dinámica de los convertidores es muy rápida, es posible ocupar esta reserva como una respuesta inercial del generador en los primeros segundos de ocurrida la contingencia [34].

Variación de la generación FV en SEP

La variación en la generación de las tecnologías ERNC es un tema que se aborda ampliamente en la literatura. La energía solar fotovoltaica no se encuentra libre de las condiciones meteorológicas, por lo que cualquier variación en los niveles de radiación en la planta se traducirá en una variación de la potencia de salida. Estas se pueden clasificar en 2: las variaciones aleatorias y variaciones previsibles o pronosticables. Las primeras corresponden a las producidas por fenómenos aleatorios los cuales son difíciles de pronosticar, como por ejemplo las nubes. Las segundas corresponden a fenómenos en los cuales se tiene un cierto grado de certeza de cuando ocurrirán, como por ejemplo el amanecer y el atardecer.

Las variaciones aleatorias, producidas principalmente por nubes, provocan fluctuaciones de distinta profundidad y duración. Los principales problemas que se asocian con estas variaciones son las siguientes:

- **Superación de límites de toma de carga** de la generación convencional. En diversos estudios se ha relacionado los gradientes de generación fotovoltaica producidos por variabilidad en la radiación (efecto nube desde ahora) con la velocidad de toma de carga de las demás centrales en operación. En un inicio los resultados no eran alentadores debido al bajo límite de penetración fotovoltaica que era crítico para el sistema, el cual bordeaba el 5% de la carga total [35], o la potencia máxima de una central FV debía mantenerse bajo el 1,3% de la carga total del sistema, capacidad que puede aumentar si es que se considera un área de dispersión mayor [36]. La mayoría de los estudios entre las décadas del 80 y 90 concluyen que los límites de toma de carga del sistema no son lo suficientemente altos para lidiar con la variabilidad de la generación fotovoltaica, por lo que hace económicamente inviable altas penetraciones de generación FV debido a la necesidad de reservas muy elevadas. Las conclusiones de estos estudios se ven limitadas por la baja resolución de las escalas de tiempo y dispersión geográfica de las mediciones [37]. En estudios posteriores se logran conclusiones más alentadoras debido al *smoothing effect*, fenómeno que se explicará más adelante [37].

⁵Operación *deloaded* se refiere a estar fuera del MPP en la curva V-P del panel solar, lo que lleva a una tensión diferente a V_{mpp} y una potencia inferior a la máxima. Todo lo anterior con el fin de obtener una reserva para regulación.

- **Problemas de regulación de voltaje** para redes de distribución. Distintos estudios indican que el nivel de penetración de generación fotovoltaica en redes de distribución está fuertemente limitada por problemas de tensión en los alimentadores. Algunos autores fijan un 40% del total de carga en el alimentador como límite máximo de generación FV. Para un nivel de 5% las pérdidas en el sistema de distribución son mínimas, considerando inversores sin capacidad de regulación de voltaje. Otros contraponen que para niveles sobre el 50% las pérdidas son menores que para el caso de 5%, debido principalmente a la disminución de la carga en los transformadores, y que los problemas de tensión son levemente superiores a los vistos en niveles de 33% [5]. No es posible llegar a un consenso con respecto a este punto, ya que el nivel de generación depende mucho de la topología de la red y de si poseen o no controladores de tensión, estos últimos poseen problemas con los controladores anti-isla que comúnmente poseen los inversores FV [5].
- **Problemas de reserva** en sistemas de potencia. La necesidad de tener niveles de reserva de potencia adecuados para un sistema con alta penetración FV es evidente, debido principalmente a la variabilidad de este tipo de generación. En [38] se estiman valores de reserva en función de la variabilidad de la generación FV, tanto para una planta FV como para la agrupación de varias plantas FV. Los resultados muestran que el nivel de reserva es menor en un 50% para la agrupación de plantas FV que para una única planta FV, en el 99% de los casos. Los niveles de reserva para la agrupación de plantas FV varían entre 0,05 y 0,41 p.u. para el 99% de los casos (dejando fuera las rampas que requieren mayor reserva), alcanzando un máximo de reserva de 0,57 p.u. En este estudio se presenta la implementación de un nivel de reserva dinámico dependiendo de las características de la generación FV, el cual logra reducir los niveles de reserva entre un 45 y 60% para los diferentes casos.

Uno de los focos de atención hoy en día es el efecto amortiguador de las variaciones FV debido a la dispersión por área, el cual es llamado en la literatura como *smoothing effect*. Este efecto posee dos ejes principales, la atenuación por área y atenuación por dispersión geográfica. A continuación, se explicará cada uno de ellos y sus principales implicancias en la generación fotovoltaica a gran escala.

Atenuación por área se entiende al efecto suavizante que poseen las centrales de mayor potencia, y por ende mayor extensión en área, frente a las variaciones de radiación. Para poder explicar de mejor manera se presenta la Figura 2.18, donde se puede ver la relación entre medición de irradiancia en un punto y la potencia total de la central. Se puede ver que las fluctuaciones de potencia son menos pronunciadas que la medición de la irradiancia [39].

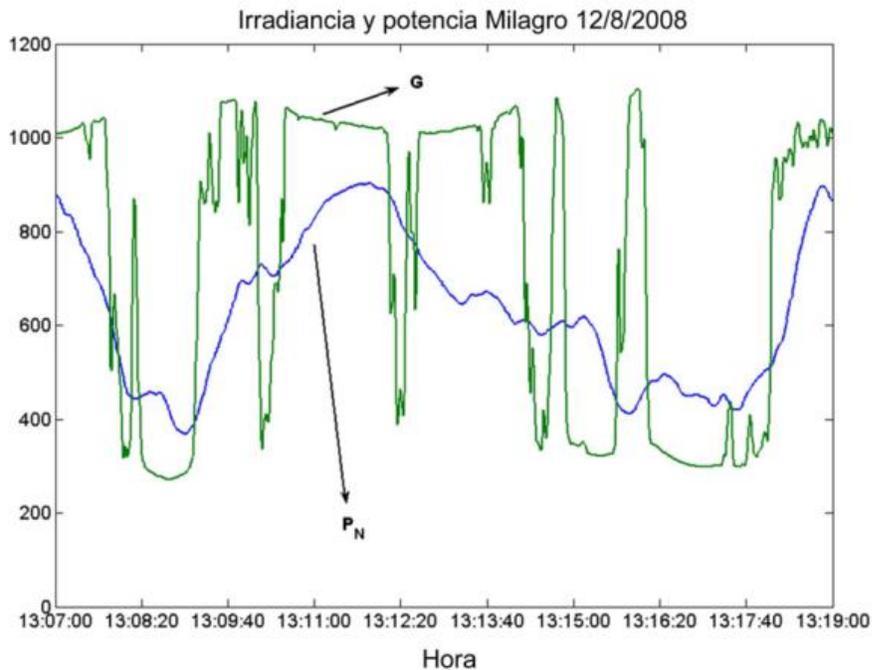


Figura 2.18 potencia (azul) e irradiancia (verde) de central Milagro de 9,5 MW. [39]

Este efecto tiene resultados interesantes para escalas de tiempo inferiores a 10 minutos, donde se puede ver una atenuación considerable de las variaciones de irradiancia medidas en un solo punto. Para ventanas de tiempo superiores las variaciones pueden ser comparables, por lo que resulta una buena aproximación considerar esta medición de irradiancia como la generación de una planta de varios megawatts [39][40] (ver Figura 2.19). A continuación se presenta una ecuación empírica de este fenómeno [39].

$$\Delta P_{max}[\text{año}] = 90\% \cdot (1 - e^{-0,24\Delta t}) \cdot S^{-\frac{1}{2\sqrt{\Delta t}}} \quad (2.8)$$

Donde S corresponde al área de la central medida en hectáreas, y Δt a la resolución temporal de las mediciones medida en segundos. Con un pequeño ejercicio se puede ver que para una central de 100 Ha y $\Delta t = 5s$, la fluctuación máxima esperable en un año es de solo un 30% de su potencia nominal, pero para una ventana de tiempo de 10 min se pueden alcanzar fluctuaciones de hasta un 82% de su potencia nominal para la misma central de 100 Ha. En la Figura 2.19 se aprecia la pérdida de atenuación para ventanas de tiempo mayores a 10 min.

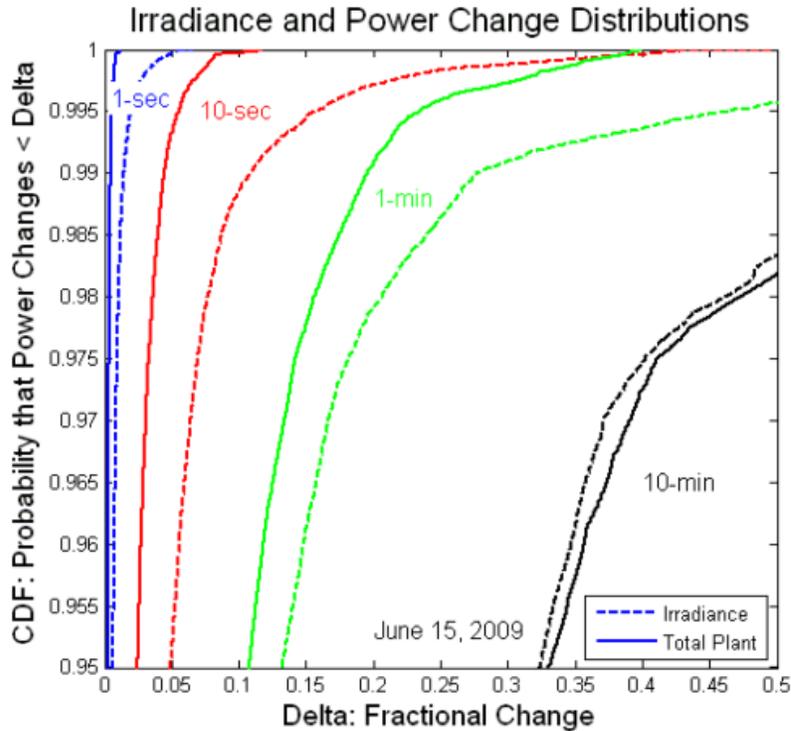


Figura 2.19 Probabilidad acumulada de ocurrencia de cambios en irradiancia y potencia. [40]
Irradiancia (línea punteada) y potencia (línea continua) de una central multi-MW. Atenuación por área para diferentes ventanas de tiempo.

El *smoothing effect* también se presenta en la dispersión geográfica de varias centrales fotovoltaicas. La atenuación por dispersión geográfica disminuye las variaciones de potencia de una agrupación de centrales con respecto a las variaciones que presenta una única central. Esto se puede apreciar en la Figura 2.20, donde la potencia de la agrupación de 6 centrales presenta menos variaciones que una central por sí sola. El fenómeno atenuador queda descrito aproximadamente por la siguiente relación [39].

$$\Delta P_{max-N}[\text{año}] = \Delta P_{max-1}[\text{año}] \cdot N^{-0,8 \cdot \Delta t^{-0,07}} \quad (2.8)$$

Donde N corresponde al número de centrales agregadas. Cabe destacar que para que el efecto atenuador por dispersión geográfica sea visible debe existir independencia entre las diferentes plantas, por lo que una distancia mínima de 6 km entre las centrales es requerida [39]. En [40] establecen la relación entre la variabilidad de un grupo de N plantas como $1/\sqrt{N}$ veces la variabilidad de una única planta. En la Figura 2.21 es posible apreciar el efecto para una ventana de tiempo de 10 min.

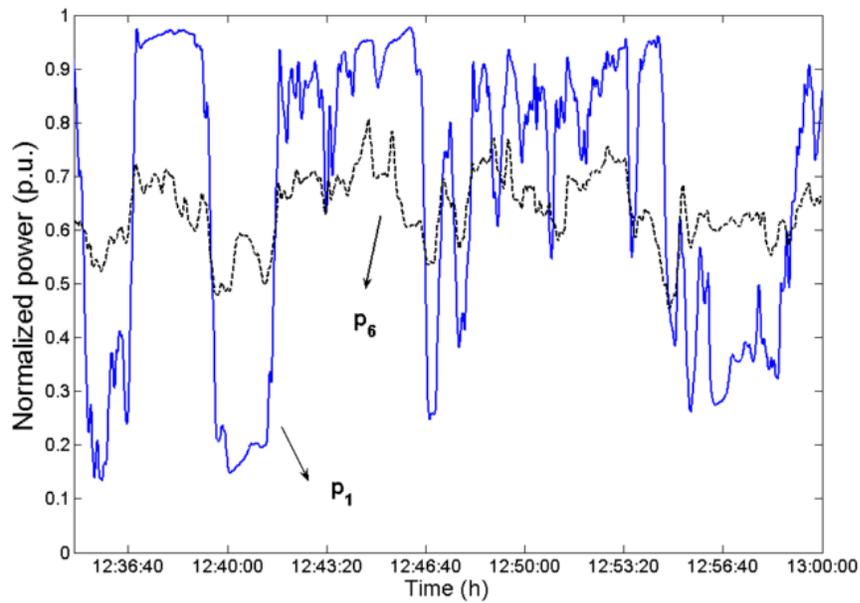


Figura 2.20 Evolución de la potencia normalizada. [39]
Comparación entre la potencia de una central (azul) y la agrupación de 6 centrales (negro punteado).

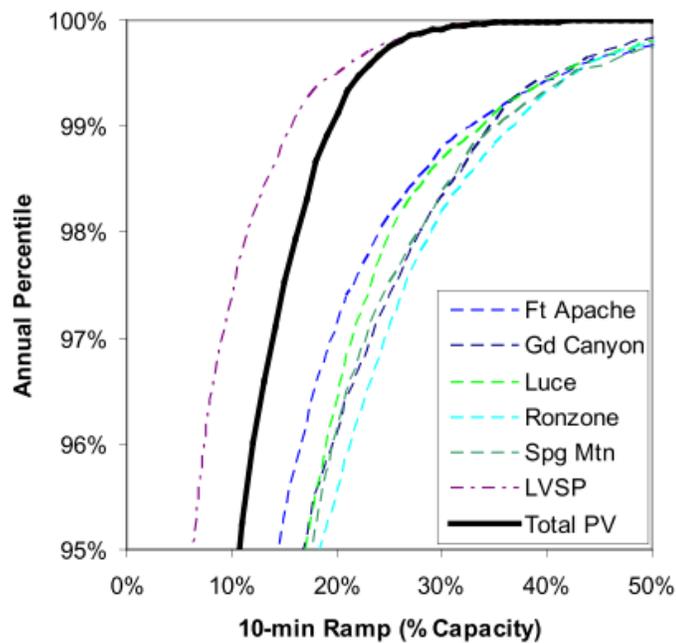


Figura 2.21 Probabilidad acumulada de ocurrencia de rampas de potencia en 10 min. [39]
Centrales individuales (líneas punteadas) y agrupación de las centrales (línea continua negra). LVSP no posee seguimiento.

En cuanto a las variaciones que no son aleatorias, es decir, las que se pueden predecir de alguna forma, como por ejemplo las pendientes en mañanas y tardes producto del amanecer y atardecer, poseen un efecto que a pesar de ser predecible no deja de ser perjudicial para los sistemas. En [40] se habla de variaciones de un 10-13% de potencia nominal en centrales fotovoltaicas con seguimiento en un eje en ventanas de tiempo de 15 min. En mediciones de irradiación brindadas por el ministerio de energía en la estación San Pedro de Atacama [41] se pueden apreciar variaciones más pronunciadas, alcanzando valores de hasta 600 W/m^2 (60% de la potencia nominal de una central FV aproximadamente). Luego de un análisis estadístico es posible identificar que en cerca del 22% de los días en un año se alcanzan variaciones máximas mayores a 400 W/m^2 (40% de la potencia nominal aproximadamente) de irradiancia en amaneceres despejados y un 24% de los días se aprecian variaciones máximas mayores a un 250 W/m^2 (25% de la potencia nominal aproximadamente) en atardeceres despejados. Estas variaciones, a pesar de ser de menor grado que las presentadas por el efecto nube, son de carácter común para todas las centrales FV (se presentan aproximadamente a la misma hora del día), por lo que el efecto conjunto de todas las plantas FV puede alcanzar gradientes de potencia que sobrepasen la velocidad de toma de carga del sistema⁶.

⁶Se entiende como velocidad de toma de carga del sistema como la suma de las toma de carga de las máquinas convencionales en operación en dicho momento.

Capítulo 3 Modelos

A continuación se explica el modelo base utilizado y las modificaciones realizadas para implementar las estrategias de control propuestas en este trabajo. El modelo base es obtenido de la biblioteca de DIgSILENT 14.1, el cual se puede incorporar a una red cualquiera a través de los *templates* que incluye el programa.

3.1. Modelo FV base

El modelo base es brindado por medio de un *template* en DIgSILENT 14.1. Este modelo se desarrolla a partir de un *static generator* el cual es un conversor de interfaz con la red para numerosas aplicaciones, como son generadores fotovoltaicos, celdas de combustible, terminales HVDC, compensadores de reactivos y generadores eólicos FCWT. En particular, para una central fotovoltaica este *template* incluye los modelos del panel solar y link-DC a parte del *static generator* (conversor), el cual se conecta al lado de alterna a una barra de baja tensión (400 V). El generador se conecta a la red por medio de un transformador elevador, el cual no es incluido dentro del *template* (Figura 3.1). Además este modelo incluye el esquema de control interno de potencia activa y reactiva del generador FV. A continuación se explican en detalle cada uno de los componentes incluidos en el modelo base.

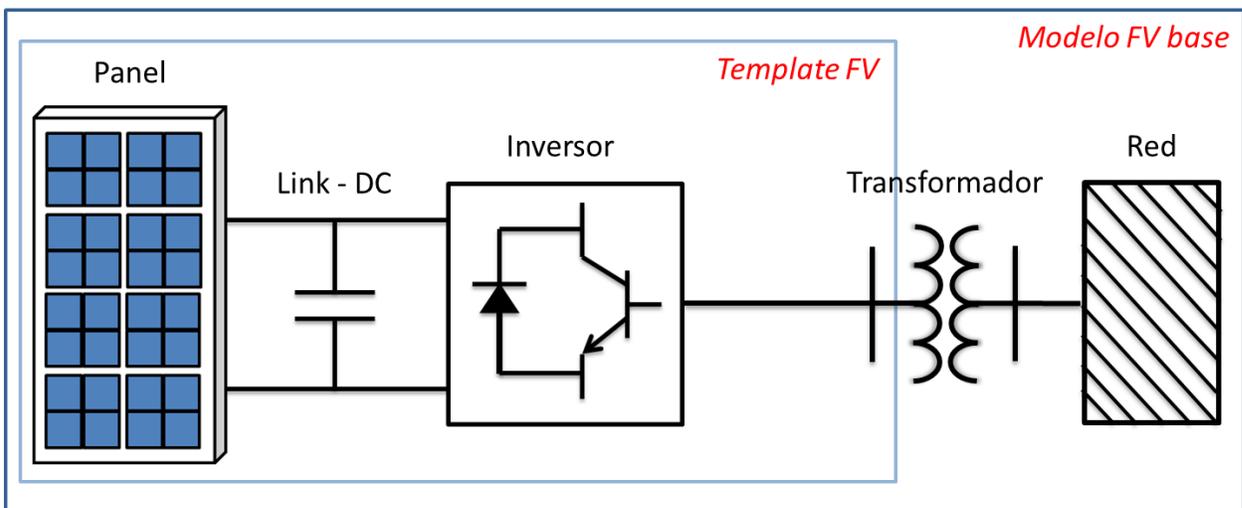


Figura 3.1 Modelo FV base.

3.1.1. Panel solar

El modelo del panel solar contempla el desarrollo matemático aproximado de un único panel solar, donde las variables eléctricas de salida son ponderadas con el fin de obtener el arreglo de paneles solares requerido. Las entradas de este modelo son la tensión DC de operación, la radiación solar y la temperatura. Las salidas corresponden a la corriente y tensión MPP del arreglo completo (ver Figura 3.2). Como es posible apreciar en la Figura 3.2 la tensión MPP es entregada como dato por este modelo, por lo que el MPPT se encuentra integrado en el modelo FV.

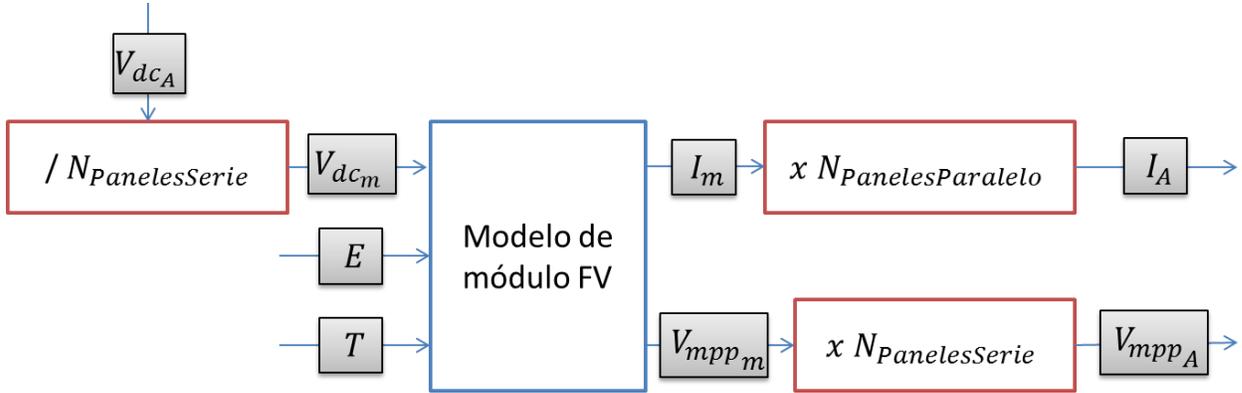


Figura 3.2 Modelo del arreglo FV.

Las ecuaciones que se utilizan en el modelo del módulo FV son las siguientes.

$$tempCorrU = 1 + au \cdot (T - T_{STC}) \quad (3.1)$$

$$tempCorrI = 1 + ai \cdot (T - T_{STC}) \quad (3.2)$$

$$radCorrU = \frac{\ln(E)}{\ln(E_{STC})} \quad (4.3)$$

$$radCorrI = \frac{E}{E_{STC}} \quad (3.4)$$

$$V_{oc_m} = V_{oc_{m_{STC}}} \cdot radCorrU \cdot tempCorrU \quad (3.5)$$

$$I_{sc_m} = I_{sc_{m_{STC}}} \cdot radCorrI \cdot tempCorrI \quad (3.6)$$

$$V_{mpp_m} = V_{mpp_{m_{STC}}} \cdot radCorrU \cdot tempCorrU \quad (3.7)$$

$$I_m = I_{sc_m} \cdot \left(1 - \exp \left(\frac{\ln \left(1 - \frac{I_{mpp_{m_{STC}}}}{I_{sc_{m_{STC}}}} \right) \cdot (V_{dc_m} - V_{oc_m})}{V_{mpp_m} - V_{oc_m}} \right) \right) \quad (3.8)$$

Como es posible apreciar en las ecuaciones existe dependencia tanto con la radiación (E) como con la temperatura (T), apreciable en los factores de corrección expuestos en las ecuaciones 3.1-3.4. Las constantes au y ai son factores de corrección de temperatura tanto para voltaje como para corriente, estos datos son brindados por el

fabricante del panel solar. Los parámetros que poseen el indicador STC corresponden a los valores obtenidos bajo *Standard test conditions*, es decir, a 25°C y 1000 W/m², y son entregado por el fabricante. Los subíndices *m* y *A* representan valores de módulo FV y arreglo FV respectivamente.

Los valores de la curva V-I son actualizados en cada momento para incluir la dependencia de estos con la radiación y temperatura. A partir de datos actualizados se aproxima la corriente de operación I_m dependiendo de la tensión V_{dc_m} que se tenga en dicho momento. Esta aproximación se presenta en la ecuación 3.8. Finalmente se pondera esta corriente por el número de módulos en paralelo que posee el arreglo. Lo mismo se realiza para la tensión V_{mpp_m} , ponderando por el número de paneles en serie que contempla cada *string*.

3.1.2. Link-DC

La conexión del arreglo solar con el conversor se hace por medio de un condensador en paralelo (ver Figura 3.1). La dinámica de este enlace debe ser modelada de manera independiente del mismo modo que el panel solar. Esta dinámica queda determinada por la ecuación 3.9.

$$I_c(t) = C \cdot \frac{dV_c(t)}{dt} \Rightarrow V_c(t) = \frac{1}{C} \cdot \int (I_A - I_{conversor}) dt \quad (3.9)$$

$$I_{conversor} = \frac{P_{ac}}{V_{dc_A}} \quad (3.10)$$

De esta forma el voltaje del link-DC (V_c) corresponde a la integral en el tiempo de la corriente por el condensador (I_c). Esta corriente se calcula como la diferencia entre la corriente del arreglo (I_A) y la corriente que entra al conversor ($I_{conversor}$), donde esta última se aproxima mediante la ecuación 3.10, bajo el supuesto que el conversor posee eficiencia cercana al 100% y midiendo la potencia AC a la salida del conversor. El diagrama de bloques del modelo se presenta en la Figura 3.3.

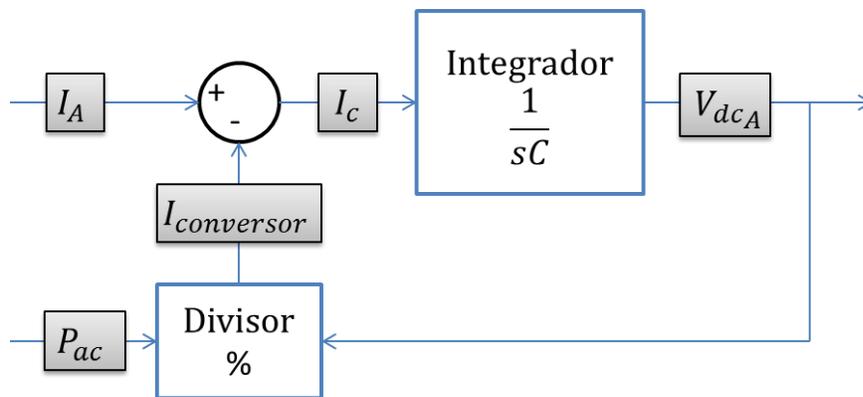


Figura 3.3 Modelo del link-DC.

3.1.3. Sistema de control

El sistema de control del *template* contempla control de potencia activa y reactiva. La potencia activa es manipulada a partir del control de tensión en el link-DC y posee un control de disminución de potencia activa por sobrefrecuencia. La potencia reactiva es regulada por medio de un control de tensión AC en la barra de baja tensión del transformador de conexión. En la Figura 3.4 es posible apreciar el esquema de control antes mencionado, donde se destacan los puntos de medición de las variables que se requieren.

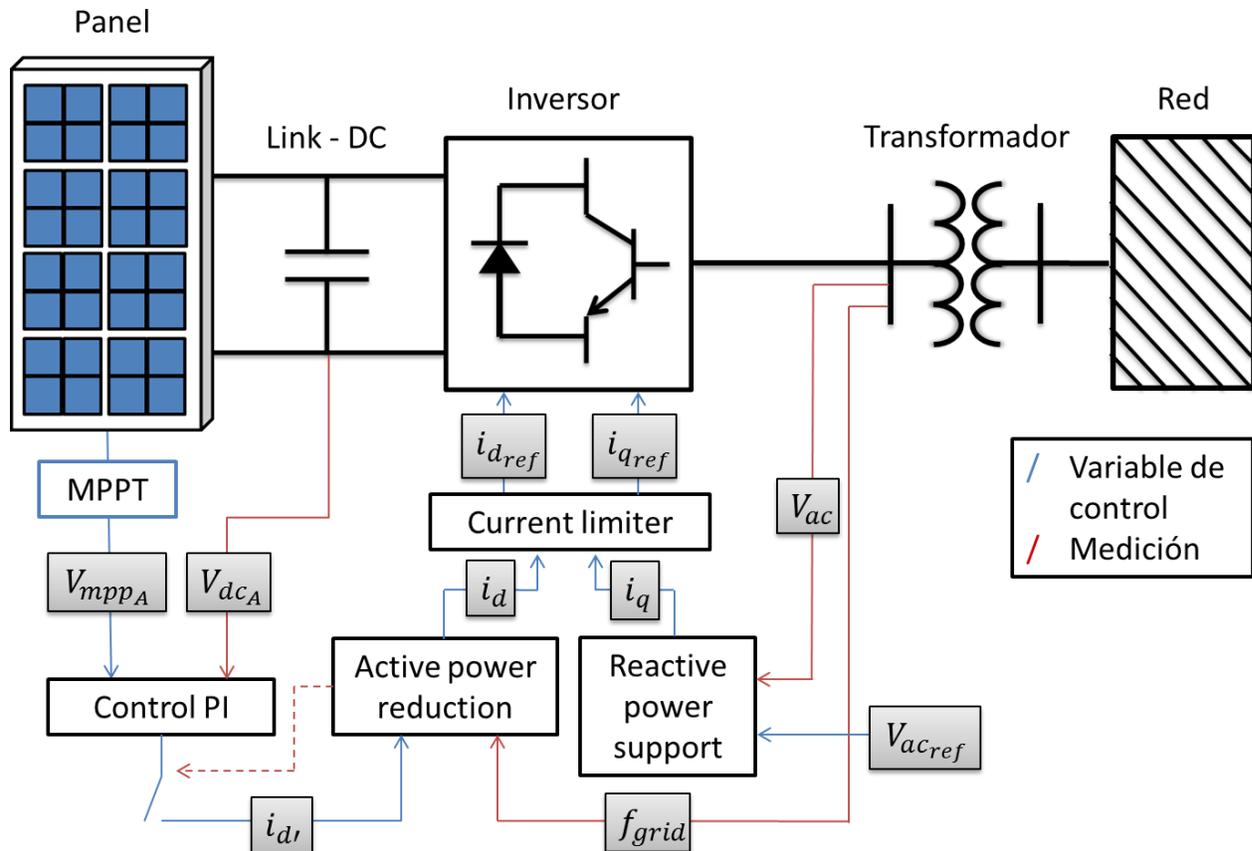


Figura 3.4 Diagrama de control de modelo base.

El bloque MPPT es marcado en azul debido a que no representa un bloque como tal. Como se mencionó anteriormente, la señal de tensión MPP (V_{mppA}) es calculada a partir del modelo del arreglo FV como un dato que se desprende de la curva V-I del arreglo. Pero a pesar de ser entregado como un dato, existe un retardo de 5 s. en la entrega de este valor, retardo que simula la dinámica de un algoritmo de MPPT. Por lo tanto, a pesar de no estar implementado realmente un algoritmo de MPPT se aproxima este por medio de un Δt de búsqueda de 5 s. valor superior a los tiempos promedio para los MPPT [26].

El nivel de potencia activa se obtiene a través del valor de la corriente en el eje directo i_d , siendo 0 para potencia cero y 1 para potencia máxima. La corriente i_d a su vez se regula a partir de un lazo de control de la tensión DC, que modela el seguimiento de la tensión MPP. La protección frente a sobrefrecuencia o reducción de potencia activa se realiza por medio de un control *droop* con banda muerta donde se compara la frecuencia en bornes del inversor con la frecuencia de referencia del sistema (en este caso 50 Hz). La señal de protección actúa sobre i_d ponderándola por un factor que va desde 0 a 1 dependiendo del nivel de desbalance. Cuando actúa esta protección de sobrefrecuencia el control de tensión DC se desactiva, ya que mientras dure la reducción de potencia activa el arreglo debe funcionar fuera del MPP, por lo tanto el seguimiento del MPP debe quedar anulado.

El nivel de potencia reactiva se controla por medio del nivel de la corriente en el eje de cuadratura i_q , de forme similar a la potencia activa. El control de i_q se efectúa con un lazo de control de la tensión AC en bornes del inversor. Este control corresponde a un *droop* con banda muerta para valores cercanos a la referencia. El bloque *current limiter* corresponde a un limitador de corriente, en el cual el valor de la suma de ambos vectores i_d y i_q no debe superar el círculo unitario, representando así que la suma de potencia activa y reactiva no debe superar la potencia aparente máxima. Este bloque además realiza la función de priorizar la corriente i_q si es que la tensión sobrepasa los límites de la banda muerta.

3.1.4. Transformador de conexión a la red

El transformador de conexión a la red cumple la función de elevar la tensión a los valores adecuados para la transmisión de la energía y corresponden a modelos predeterminados en DlgSILENT. La elección de los transformadores a utilizar se basa en lo determinado por el informe de impacto ambiental del proyecto FV elegido (ver sección 4.2), seleccionando los modelos que más se aproximen a las características que se consideran en dicho informe.

3.2. Controles propuestos

Los controles que aquí se proponen son dos:

- Control de amanecer/atardecer enfocado a los problemas asociados a grandes pendientes de potencia en amaneceres y atardeceres despejados que superan las tasas de toma y bajada de carga del sistema.
- Control de efecto nube enfocado a mitigar las variaciones aleatorias de potencia producidas por sombras en los paneles.

Los controles propuestos se basan en una operación *deloaded* de la central, la cual garantiza un nivel de reserva de potencia para ser usado en regulación. A continuación se presenta la estrategia utilizada para lograr la operación *deloaded*, seguida de los esquemas de control propuestos para este trabajo.

3.2.1. Control *deload*

El control *deload* permite a la central FV operar fuera del MPP disminuyendo así su potencia, lo anterior con la finalidad de tener una reserva de potencia para ser utilizada por los controles que en este trabajo se proponen.

El método para lograr la operación *deload* consiste en modificar la tensión MPP de entrada al controlador de tensión DC. Esto se puede lograr modificando el valor de V_{mpp_A} dependiendo del nivel de *deload* que se requiera. Como es posible ver en la Figura 2.4 en la curva V-P de un panel solar, es posible operar *deloaded* para tensiones mayores y menores al MPP. Para poder definir en qué rango de tensiones operará el control *deload* (sobre o bajo la tensión MPP) se presenta en la Figura 3.5 la curva de carga de un convertor versus la eficiencia de este, para diferentes niveles de tensión de operación. Es posible apreciar que la eficiencia es mayor para tensiones de operación menores. Por lo anterior se define el rango de operación del control *deload* para tensiones DC menores a la tensión MPP.

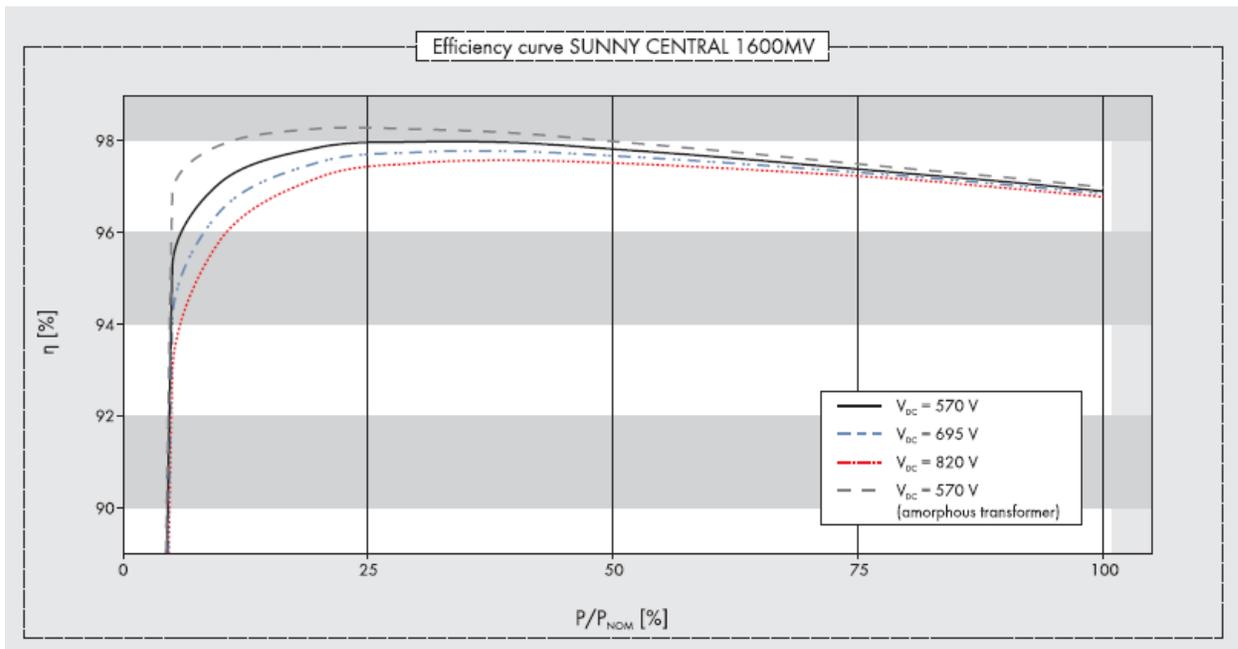


Figura 3.5 Tensión DC de operación v/s eficiencia del convertor.

Para poder implementar el control *deload* es necesario cambiar la consigna de tensión MPP por una de valor inferior, con el fin de obligar a la central a operar en un valor de tensión DC inferior al MPP. Esto se logra incorporando una señal adicional al bloque de control de tensión del link-DC llamada D_{vdc} , y que representa el ΔV_{dc} que genera la operación *deloaded*. Con esta nueva señal no es necesario modificar V_{mpp_A} directamente, quedando con su valor original, pero para el control de tensión link-DC el nuevo valor de referencia será $(V_{mpp_A} - D_{vdc})$.

La determinación de la señal D_{vdc} se logra mediante un control PI que regula el nivel de potencia activa al valor de *deload* predefinido χ que puede tomar valores entre 0 y 1. La referencia de potencia activa es calculada a partir de la potencia MPP y el porcentaje de *deload* (ver ecuación 3.11). En la Figura 3.6 se presenta el diagrama de bloques del control *deload* implementado.

$$P_{ref} = P_{mpp_A} \cdot (1 - \chi) \quad (3.11)$$

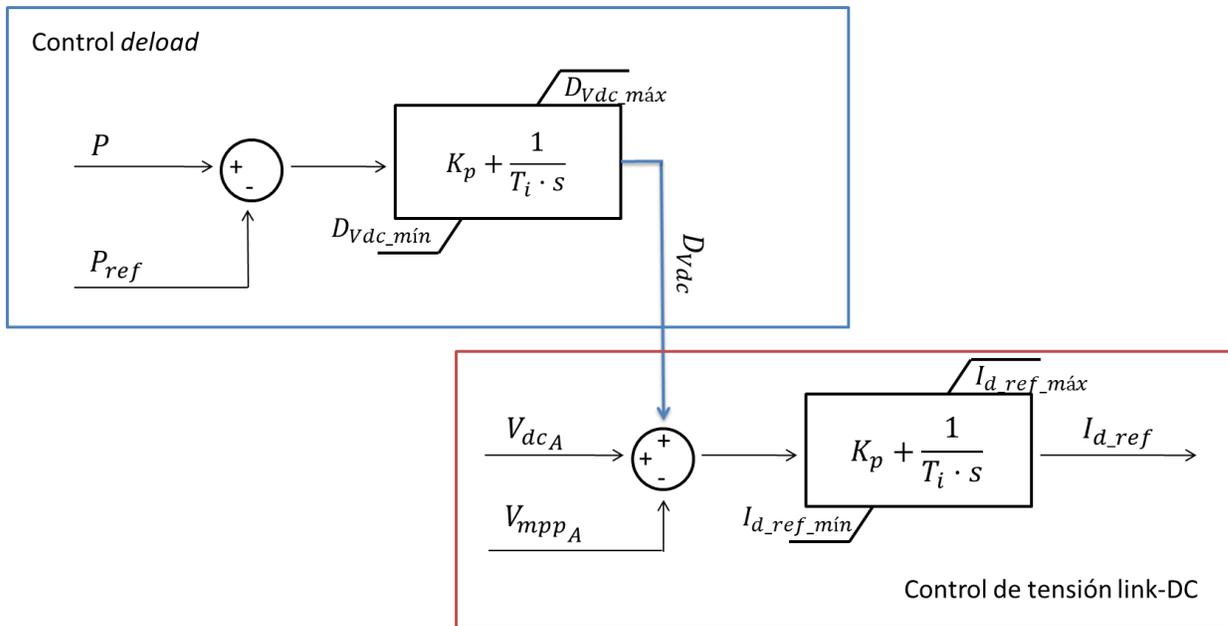


Figura 3.6 Diagrama de bloques de control *deload*.

3.2.2. Control de amanecer/atardecer

El control para variaciones no aleatorias o de amanecer/atardecer tiene por objetivo limitar las pendientes en mañanas y tardes despejadas a un nivel máximo que determina el operador cada día, dependiendo del valor de las tasas de toma y bajada de carga del sistema, valor que se determina a partir de las centrales que operan en dichas ventanas de tiempo.

El control se realiza mediante la continua variación del valor de *deload* predefinido para la central, aumentándolo para limitar las pendientes de amanecer y disminuyéndolo para las pendientes de atardecer. Esto se logra mediante la incorporación de una señal que ingresa al bloque de control *deload*, la cual recibe el nombre de D_{deload} y representa el $\Delta\chi$ que es necesario para ajustar $\frac{dP}{dt}$ al nivel máximo admisible. Esta señal se obtiene del bloque de control de amanecer/atardecer, el cual corresponde a un control PI que regula la pendiente de potencia activa $\frac{dP}{dt}$ a un valor de referencia $\frac{dP}{dt} max.$ En la Figura 3.7 se presenta el esquema de control propuesto.

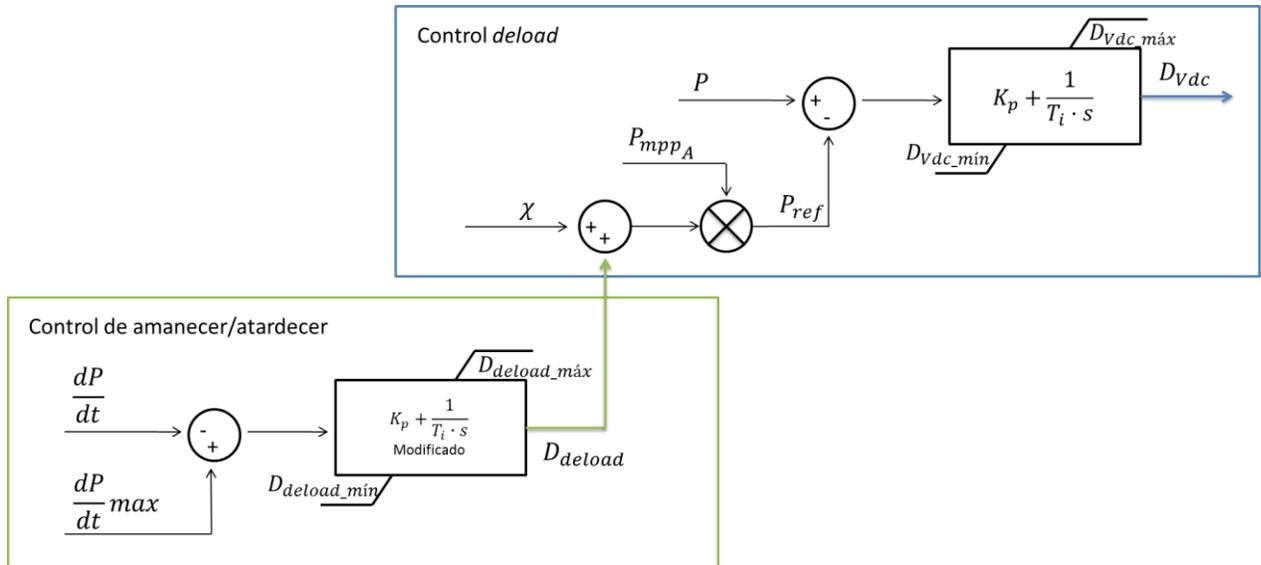


Figura 3.7 Diagrama de bloques de control de amanecer/atardecer.

Se puede apreciar en la Figura 3.7 que el control se realiza mediante un “PI modificado”, esto debido a que este controlador se activa solo cuando $\frac{dP}{dt}$ sobrepasa el valor umbral definido por la referencia $\frac{dP}{dt} max$, y se vuelve a desactivar cuando se restablece el valor de *deload* predefinido χ . A continuación se presentan las condiciones de activación y la estructura del control PI, incluyendo además la condición de desactivación.

Activación	Control PI	Desactivación
$\frac{dP}{dt} > \frac{dP}{dt}_{max+}$	<ul style="list-style-type: none"> $error = \frac{dP}{dt} - \frac{dP}{dt}_{max+}$ $Kp > 0$ y $Ti > 0$ 	$ D_{deload} < \varepsilon$
$\frac{dP}{dt} < \frac{dP}{dt}_{max-}$	<ul style="list-style-type: none"> $error = \frac{dP}{dt}_{max-} - \frac{dP}{dt}$ $Kp < 0$ y $Ti < 0$ 	$ D_{deload} < \varepsilon$

Tabla 3.1 Lógica de control PI modificado de control de amanecer/atardecer.

Cabe mencionar que la acción del controlador para pendientes negativas es inversa a la acción para pendientes positivas, como se puede apreciar en la Tabla 3.1 en las constantes Kp y Ti . Esto se debe a que en los amaneceres es necesario aumentar el nivel de *deload* para amortiguar las pendientes de potencia, pero en los atardeceres esto es al revés, es necesario disminuir el nivel de *deload* para así disminuir la pendiente negativa.

3.2.3. Control de efecto nube

El control de efecto nube tiene por objetivo mitigar los efectos que producen las variaciones aleatorias debido a nubes que generan sombras en los paneles. Los efectos que producen son variados, desde la aparición de múltiples MPPs lo cual demanda algoritmos de búsqueda más sofisticados, hasta las variaciones de potencia propias de la disminución de la radiación. Este control se centra en mitigar las variaciones de potencia ya que apunta a ser utilizado para mejorar la operación del sistema.

Debido a que el modelo base no posee el nivel de detalle suficiente para poder modelar el arreglo fotovoltaico bajo *partial shading*, se hicieron los siguientes supuestos.

- La nube cubre de manera homogénea a los arreglos FV. Esto debido a las limitaciones que posee el modelo, en el cual no se puede modelar el efecto de múltiples MPP. Este supuesto se asemeja a la operación de un SFV con múltiples etapas de conversión, donde cada *string* posee su propio MPPT en el convertidor DC-DC, donde los efectos del *partial shading* de un *string* no son traspasados hacia los demás *strings*. Este supuesto es fuerte, pero debido a las limitaciones del modelo y a los propósitos del trabajo es necesario establecerlo como punto de partida.
- Se le asigna la misma radiación (mediciones cada 10 min) a un grupo de 30 arreglos fotovoltaicos (cada arreglo consta de su propio inversor). Este supuesto se asume con el fin de disminuir la cantidad de cálculos en el programa y por ende la velocidad de la simulación, ya que se agrupan los 30 inversores como una única gran central. Este supuesto puede ser aplicado basándose en el hecho de que las variaciones de radiación son comparables a las fluctuaciones de potencia para intervalos de medición iguales o superiores a 10 min en centrales del orden de varios MW (ver sección 2.3.2), por lo tanto la variabilidad de la agrupación de 30 inversores (con mediciones de radiación cada 10 min) será acorde a la variabilidad conjunta de todos los inversores si se les asigna radiaciones diferentes a cada uno (mediciones con mejor resolución, inferior a 10 min).

Este controlador tiene como objetivo que las fluctuaciones de potencia producidas por variaciones en la radiación en un sector de la planta solar sean compensadas por los niveles de reserva que posee la planta completa. Lo anterior apunta a un control inter sectorial, donde una disminución de potencia en un conjunto de arreglos FV (subcentral FV) sea en cierta medida compensado por las reservas de los demás arreglos FV sin sombra y de los arreglos afectados por sombra que aun posean reserva, todos ocupando un mismo porcentaje de reserva. Para lo anterior es necesario hacer un desarrollo matemático que relacione el nivel de reserva total y el déficit de potencia.

$$R_t(E, \chi) = \sum_{i=1}^N P_{mpp_i}(E) \cdot \chi \quad (3.12)$$

$$\Delta P = \sum_{i=1}^N (P_{mpp_{max}} - P_{mpp_i}) \cdot (1 - \chi) \quad (3.13)$$

$$P_{mpp_{max}} = \max(P_{mpp_i}) \quad (3.14)$$

En la ecuación 3.12 se expresa el nivel de reserva total para N subcentrales de una planta FV, donde $R_t(E, \chi)$ es la reserva total de la planta, $P_{mpp_i}(E)$ es la potencia MPP de la subcentral i para cierto nivel de radiación E y χ el valor de *deload* que está entre 0 y 1 (predefinido por el operador de la planta).

En la ecuación 3.13 se expresa la caída de potencia producida por el efecto nube. Las caídas de potencia se calculan con respecto al valor de potencia MPP máximo entre todas las subcentrales (ecuación 3.14). Debido a lo anterior, este cálculo representa la caída real de potencia⁷ únicamente cuando existe al menos una subcentral que no está afectada por nubosidad, en caso contrario este representa la caída con respecto a la subcentral con mayor potencia y no a la caída real. A modo de ejemplo, si todas las subcentrales disminuyen su potencia MPP en igual intensidad y al mismo tiempo, este cálculo no vería disminución de potencia alguna. La decisión de definir la caída de potencia de esta forma se basa en el hecho de que las nubes no se posicionan sobre todos los arreglos en un mismo instante, sino más bien la nube pasa por un grupo de arreglos a la vez a menos que sea un día con nubosidad completa, lo cual es poco frecuente. Además el objetivo del controlador no es aproximar la respuesta a la de un día soleado sino más bien disminuir la variabilidad producida por las nubes. Debido a esta forma de representar el déficit de potencia producido por las nubes no es necesario contar con una referencia externa de potencia de un día soleado, que como ya se mencionó no es el objetivo del controlador. Luego de calcular los déficit con respecto a la potencia MPP mayor entre las subcentrales es necesario multiplicar la caída de potencia MPP por el factor $(1 - \chi)$, el cual internaliza el efecto del *deload* en el déficit de potencia, es decir, transforma la caída de potencia MPP en caída de potencia *deloaded*.

La variable de control seleccionada se obtiene a partir del nivel de reserva instantáneo $R_t(E, \chi)$ y del nivel de caída de potencia el cual fue definido en la ecuación 3.13. Esta variable denominada K_{deload} se define en la ecuación 3.15, y toma valores entre 0 para caídas de potencia iguales al nivel de reserva, y 1 cuando no existe diferencias de

⁷ Se entiende por caída real de potencia a toda la potencia que se deja de suministrar por efecto nube. Si todas las subcentrales disminuyen su potencia MPP a la mitad al mismo tiempo, la caída real de potencia sería de un 50% del total, no así la caída definida en la ecuación 3.13, que sería 0.

potencia MPP entre las plantas y no es necesario ocupar reserva. Para caídas de potencia mayores al nivel de reserva se limita el valor de K_{deload} a su mínimo 0. Entonces esta variable indica en cada momento que porcentaje de la reserva predefinida deben tener las centrales FV, siendo el 100% para el valor 1 y 0% para el valor 0.

$$K_{deload} = \left(1 - \frac{\Delta P}{R_t(E, \chi)}\right) \quad (3.15)$$

Esta variable de control multiplica a χ (porcentaje *deload* predefinido) con lo cual se consigue operar en el MPP para el valor 0 y operar en el valor de *deload* predefinido para su valor 1. En los valores intermedios se entrega un valor de reserva igual a la caída de potencia. En la Figura 3.8 se presenta el diagrama de bloques del control propuesto.

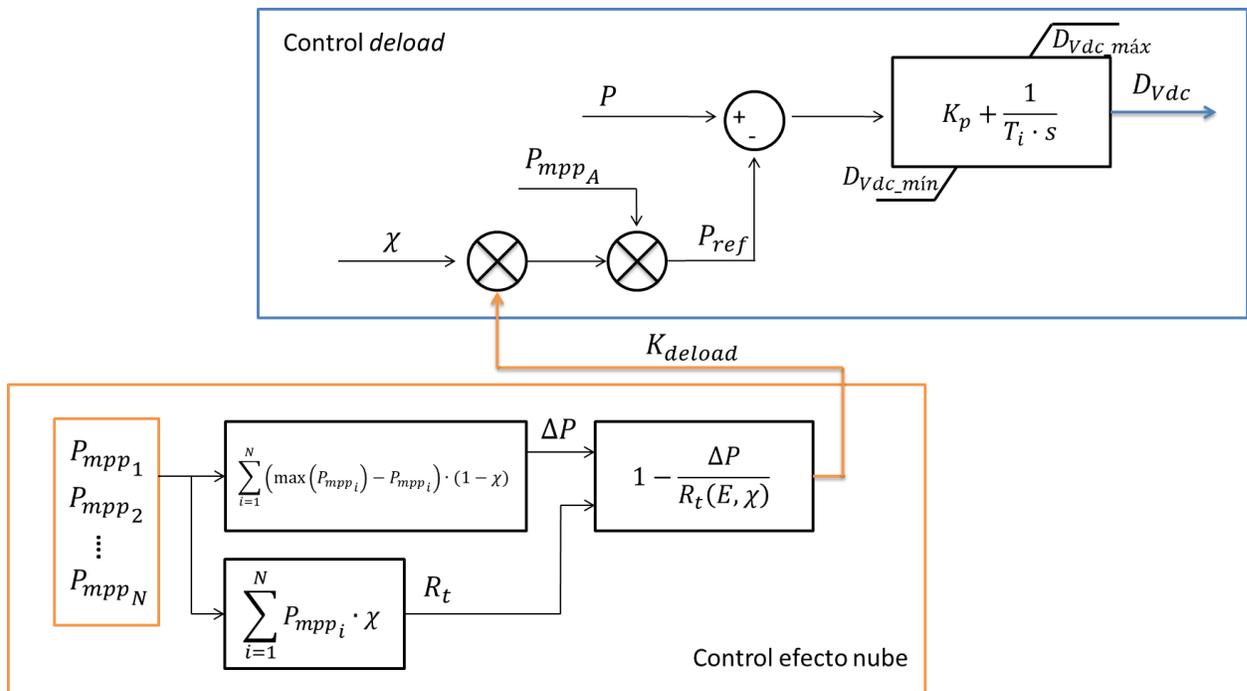


Figura 3.8 Diagrama de bloques de control efecto nube.

Capítulo 4 Metodología

A continuación se presenta la metodología del trabajo. En la Figura 4.1 se ilustran los bloques que corresponden a las diferentes etapas del estudio.

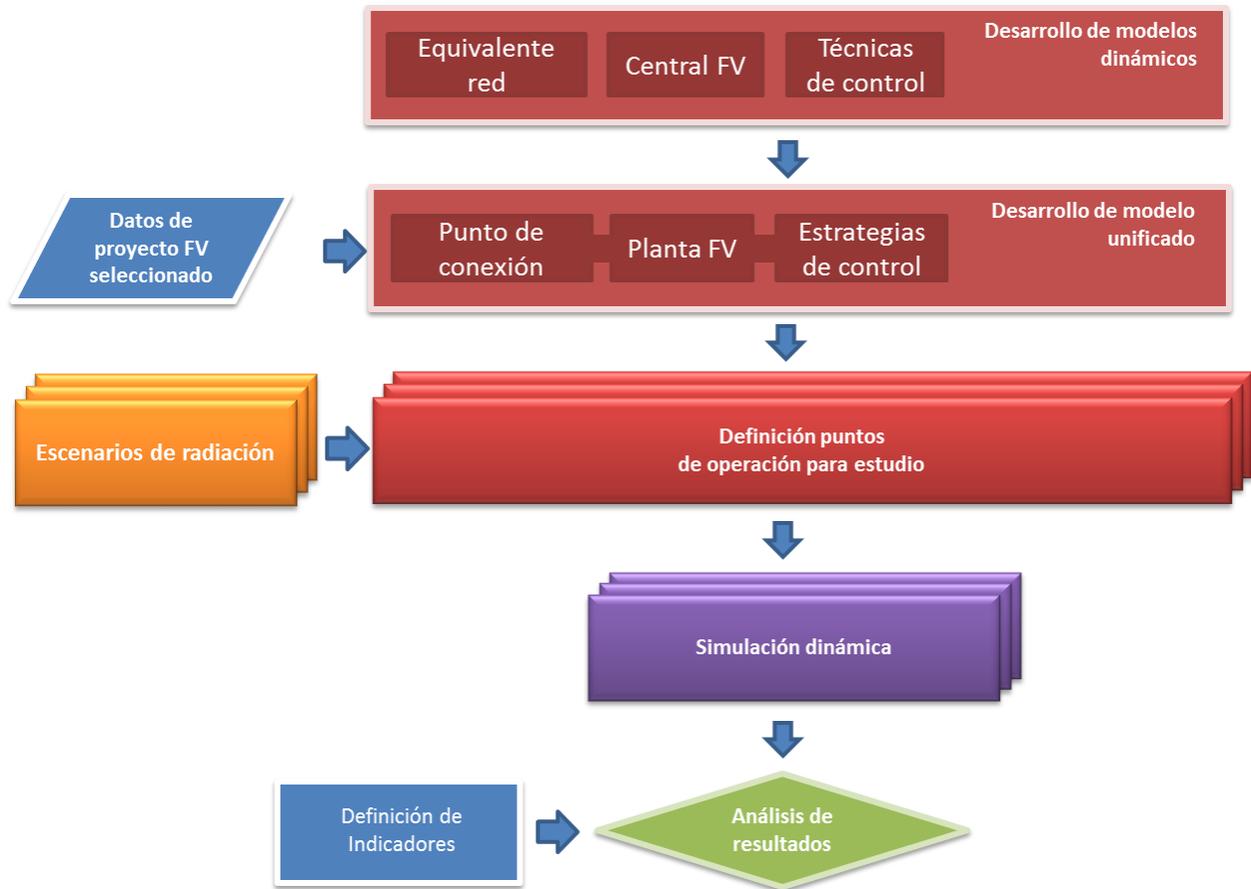


Figura 4.1 Diagrama de bloques de metodología.

Cada uno de los bloques se explica en detalle a continuación.

4.1. Desarrollo de modelos dinámicos

Aquí se utiliza la plataforma DlgSILENT versión 14.1.3 para desarrollar tanto las estrategias de control, el modelo de una central fotovoltaica y un equivalente de red. El modelo de la central fotovoltaica es uno que incorpora DlgSILENT como un "template" de una central de 0,5 MW. Este modelo se toma como base para ser modificado y poder implementar los controladores que se expusieron en la sección 3.2. Todos los modelos fueron desarrollados con las características técnicas del modelo base utilizado, es decir, la central fotovoltaica de 0,5 MW de DlgSILENT. Como el objetivo del trabajo no se centra en los efectos sistémicos de los controladores la red se modela en el punto de conexión mediante una red infinita, con las características del SING (corriente o potencia de corto circuito).

4.2. Datos del proyecto FV seleccionado

La planta fotovoltaica seleccionada para analizar los controladores propuestos corresponde al complejo solar San Pedro de Atacama (SPA) ubicada a 20 km al sureste de Calama. La central se compone de 4 centrales de 30 MW cada una. En la Figura 4.2 se presenta la disposición geográfica de las 4 centrales que componen el complejo solar. En la Tabla 4.1 están las superficies que ocupa cada una de las centrales. La mayor parte de esta superficie corresponde al emplazamiento de los paneles solares. La diferencia entre la superficie de las centrales SPA I y IV con respecto a las SPA II y III se debe a que las dos primeras no poseen seguimiento en doble eje del sol como las otras dos, por lo tanto necesitan un área menor de emplazamiento.



Figura 4.2 Disposición geográfica de la planta San Pedro de Atacama

Central	Superficie [Ha]
San Pedro de Atacama I	102
San Pedro de Atacama II	206
San Pedro de Atacama III	392
San Pedro de Atacama IV	92,1

Tabla 4.1 Área de las centrales pertenecientes a San Pedro de Atacama

La elección de esta planta FV se debió principalmente a los siguientes motivos:

- La planta solar San Pedro de Atacama está compuesta por subcentrales más pequeñas, pertenecientes al mismo dueño y situadas relativamente cerca entre ellas. Estos motivos facilitan la implementación de un control entre centrales, haciendo más real el estudio.

- b. La distancia entre las centrales es tal que garantiza cierta independencia entre sus radiaciones. Lo anterior ayuda a lograr un buen desempeño del controlador.
- c. La planta está relativamente cerca de la estación de medición San Pedro de Atacama del Ministerio de Energía, lo cual hace posible estudiar el comportamiento meteorológico de la zona a partir de dicha estación.
- d. Las centrales poseen la capacidad necesaria para poder aproximar la generación a partir de las mediciones de radiación existentes (en intervalos de 10 min) [40].

4.2.1. Datos de las centrales

La planta solar San Pedro de Atacama (SPA) consta de 4 centrales de 30 MW cada una, dos de las cuales poseen seguimiento de doble eje (SPA II y III). Según los informes de impacto ambiental la conexión de las centrales será a través de la S/E San Pedro III de 23/110/220 kV por medio de una línea de 32 km y 220 kV que conectará S/E San Pedro III y S/E Calama, esta última perteneciente al SING. La conexión interna de las centrales se presenta en la Figura 4.3. Se puede apreciar que las centrales SPA I, II y III poseen S/E propia, mientras que la central SPA IV se conecta por medio de una línea subterránea a S/E San Pedro I.

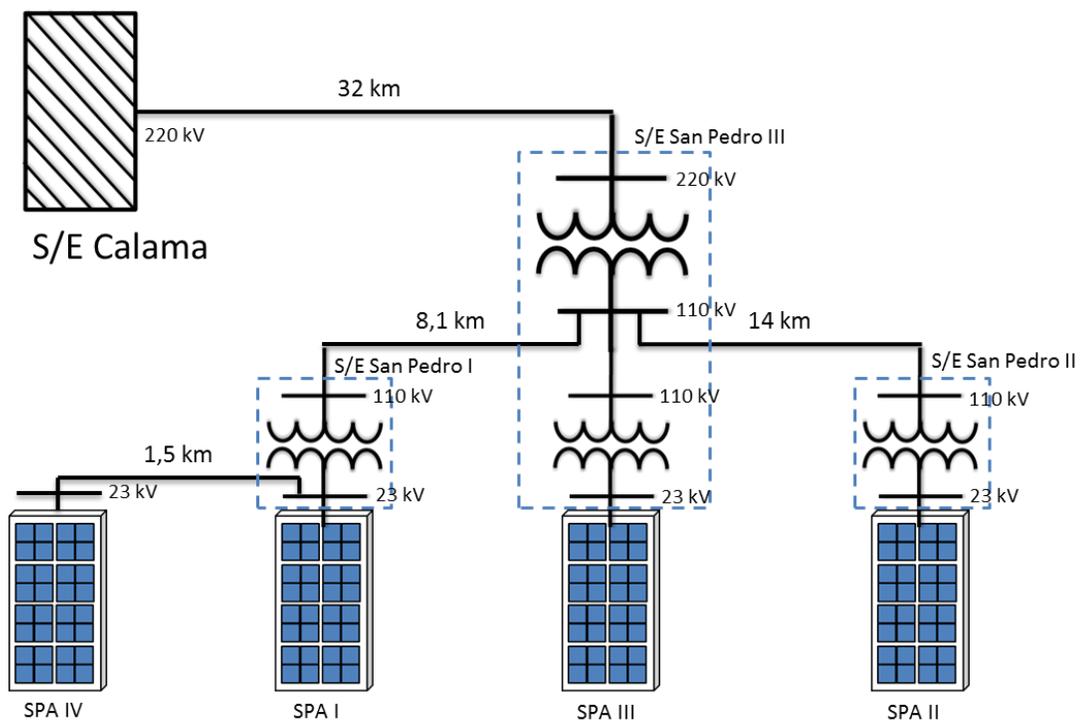


Figura 4.3 Diagrama de conexión de centrales.

Los paneles ocupados por las centrales son 2: YL290P-35b de Yingli (SPA I y IV) y NU-E235(E1) de Sharp (SPA II y III). Ambos poseen características similares pero se opta por utilizar el modelo NU-E235(E1) de Sharp por ser el panel que se asemeja más a los

valores predefinidos del panel del modelo *template* de DlgSILENT. Las características técnicas de los paneles NU-E235(E1) de Sharp se muestran en la Tabla 4.2.

Característica	Sigla	Valor	Unidad
Potencia máxima	P_{max}	235	Wp
Voltaje de circuito abierto	V_{oc}	37	V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	8,6	A
Voltaje en el MPP	V_{mpp}	30	V
Corriente en el MPP	I_{mpp}	7,84	A
Eficiencia del panel	η_m	14,3	%
Coeficiente de temperatura – Voltaje de circuito abierto	αV_{oc}	-130	mV/°C
Coeficiente de temperatura – Corriente de cortocircuito	αI_{sc}	0,053	%/°C
Coeficiente de temperatura – Potencia	αP_{max}	-0,485	%/°C

Tabla 4.2 Características técnicas de panel FV NU-E235(E1).

El inversor utilizado es un “SUNNY CENTRAL 1000MV” de potencia nominal de 1MW. Este inversor es común para todas las centrales, ocupando un número de 30 inversores por central. Las características técnicas se presentan a continuación.

Característica	Sigla	Valor	Unidad
Potencia DC máxima	P_{dcmax}	1120	kW
Tensión DC máxima	V_{dcmax}	1100	V
Tensión DC mínima	V_{dcmin}	430	V
Rango de Voltajes MPP	V_{mpp}	430-820	V
Potencia nominal AC	P_{ac}	1000	kVA
Tensión nominal AC	V_{ac}	20	kV
Facto de potencia máximo	$\cos(\varphi)$	0,9	Ind y cap
Eficiencia máxima	η_{max}	98	%

Tabla 4.3 Características técnicas de inversor SUNNY CENTRAL 1000MV.

Los arreglos FV corresponden a 200 *strings* paralelos de 24 paneles en serie cada uno. Cada arreglo posee una potencia DC de 1128960 W en el MPP de los paneles, los cuales son evacuados por un único inversor por arreglo. El inversor posee una potencia nominal AC de 1 MW y una potencia máxima de 1.1 MW, por lo tanto se estima una eficiencia por central (en la conversión DC-AC) de aproximadamente un 88,6%.

Todas las centrales serán modeladas con sistema de seguimiento en 1 eje, debido a que no se poseen mediciones de radiación con seguimiento en doble eje y el controlador requiere que todas las centrales sean de características similares ya que se realizan comparaciones de las variables eléctricas entre las centrales y debe haber concordancia entre estos valores (seguimiento y estático).

La línea de 220 kV corresponde a un conductor de aleación de aluminio AAAC código Flint de sección 740,8 MCM, con un conductor por fase. Para las líneas de 110 kV se utiliza un conductor de aleación de aluminio AAAC código Alliance de sección 246,9

MCM, con un conductor por fase. Para el modelo en DIgSILENT se utilizará el conductor que más se aproxime a estas características.

En cuanto a los transformadores de poder no se mencionan especificaciones técnicas, por lo que la elección de estos será tal que cumplan con las exigencias de tensión y potencia.

4.2.2. Datos del punto de conexión

El punto de conexión de la planta corresponde a la S/E Calama. Este punto de conexión posee algunas características técnicas que son calculadas a partir de un modelo SING en DIgSILENT simplificado [7], el cual corresponde a un reducido del modelo SING entregado por el CDEC-SING. De este modelo se obtiene la corriente de cortocircuito $I_{k_{SS}}$ en la barra más cercana a la S/E Calama, la cual corresponde a Chuquicamata S/E Salar en el modelo. El cálculo de la corriente de cortocircuito se realiza para cada escenario, por lo tanto se debe determinar los días a simular previamente. Los resultados del cálculo de corriente de cortocircuito en el punto de conexión se exponen en la sección 4.5.2.

4.3. Desarrollo de modelo unificado

Se incorporan las características identificadas en la sección 4.2 en el modelo base utilizado en el desarrollo de los modelos. Se modifican los valores de paneles e inversor con el fin de replicar lo mejor posible una subcentral de 1 MW perteneciente a las centrales que conforman la planta solar San Pedro de Atacama. Las modificaciones que fueron realizadas son:

Componente del modelo	Característica modificada en modelo base	Valor anterior	Valor actual	Unidad
<i>Static generator</i>	Potencia aparente	0,5	1,1	MVA
	Factor de potencia	0,95	1	-
	Número de máquinas en paralelo	1	30	-
<i>PV array</i>	Paneles serie	20	24	-
	Paneles paralelo	140	200	-
	Voltaje de circuito abierto	43,8	37	V
	Corriente de cortocircuito	5	8,6	A
	Tensión MPP	35	30	V
	Corriente MPP	4,58	7,84	A
	Corrección de voltaje por temperatura	-0,0039	-0,0035	1/°C
<i>DC Busbar and Capacitor</i>	Corrección de corriente por temperatura	0,0004	0,00053	1/°C
	Capacidad del condensador	0,0172	0,0344	S
	Tensión nominal	1	1	kV
<i>PQ measurement</i>	Potencia nominal	0,5	1,1	MW
	Potencia base de medición	1	30	MVA
<i>Controller</i>	Tensión DC mínima	333	430	V
barra LV	Tensión nominal	0,4	20	kV

Tabla 4.4 Modificaciones realizadas al modelo FV base.

El valor del condensador se modifica al doble de su valor original debido a que la potencia nominal es aproximadamente el doble que la potencia nominal del modelo base, relación que se establece en [7].

Cada subcentral lo componen un arreglo FV y un inversor de 1 MW de potencia nominal. Para conformar cada una de las centrales SPA I, II, III y IV se utiliza la casilla de “número de máquinas en paralelo” en el generador estático, al cual se le asigna el valor de 30, conformando los 30 inversores que componen cada de una de las centrales. Para hacer esta modificación adecuada al modelo base de la central FV es necesario cambiar la potencia base de medición utilizada en el modelo del link-DC y controles propuestos (medición de P_{ac}), asignándole el valor de 30 MVA. Lo anterior se debe a que la medición de potencia debe representar la potencia de una única subcentral y no la agrupación de 30 subcentrales.

Debido a que la potencia MPP de los arreglos es superior a la potencia nominal del inversor (debido al diseño de las centrales, ver sección 4.2.1) es necesario incluir un nuevo parámetro eff en el modelo que represente la eficiencia de la conversión DC-AC. El valor de la eficiencia se adecua para que a potencia MPP bajo condiciones STC de los arreglos FV el inversor genere su potencia nominal, es decir, para una potencia de 1,128 MW de los arreglos FV el inversor genera 1 MW. Este valor divide a la medición de P_{ac} con el fin de obtener el valor de potencia DC real que es necesario para modelar el link-DC y los controladores implementados. Este valor se establece en 0,886 (88,6% de eficiencia).

4.4. Escenarios de radiación

A continuación se presenta el diagrama de bloques para definir los escenarios de radiación a estudiar.



Figura 4.4 Diagrama de bloques para definición de escenarios de radiación.

Cada uno de los bloques de la Figura 4.4 se explican a continuación.

4.4.1. Mediciones de radiación

Los datos de entrada corresponden a mediciones de radiación solar realizadas por el ministerio de energía [41] en diferentes puntos del norte de Chile. Los datos que se consideraron fueron aquellos que se encontraban a menor distancia de la planta seleccionada, es decir, la estación de medición San Pedro de Atacama, ubicada a 30 km del complejo solar FV San Pedro de Atacama. Corresponden a datos de radiación cada 10 min durante un periodo de 3 años aproximadamente (mayo 2009 a mayo 2012).

4.4.2. Análisis estadístico

A partir de los datos recopilados se realiza un análisis estadístico de los eventos más característicos de la radiación en la zona, como son las pendientes de amanecer/atardecer (considerando sistemas de seguimiento en 1 eje) y las pendientes de radiación por efecto nube.

Amanecer/atardecer

Se analizaron los 3 años de mediciones. A continuación se mencionan las consideraciones que se tomaron previas al análisis:

- i. Solo fueron consideradas en este análisis las mañanas y tardes despejadas. Las mañanas o tardes afectadas por nubosidad son incluidas en el análisis de efecto nube.
- ii. Se considera como mañana (amanecer) al horario comprendido entre el amanecer (radiación>0) y las 8:40 am, hora en que se alcanza al menos el 90% de la radiación máxima en días de invierno. En verano la mañana ocurre antes de las 8:40 am, por lo que con este horario se incluyen ambos casos.
- iii. Se considera como tarde (atardecer) al horario comprendido entre las 16:40, horario donde comienza la disminución de radiación y se alcanza el 90% de la radiación máxima de un día de invierno, y la noche (radiación=0). En verano las tardes ocurren en un horario posterior a las 16:40, por lo que con este horario se incluyen ambas tardes.

En un primer análisis se seleccionan los gradientes máximos diarios de radiación en intervalos de 10 min tanto para el amanecer como para el atardecer, obteniendo así las pendientes más pronunciadas del amanecer y atardecer (sin efecto nube). Con los ΔE obtenidos anteriormente se construyen dos vectores, uno con las variaciones máximas diarias en amanecer, $[\Delta E]_{amanecer}$, y otro con los datos de atardecer, $[\Delta E]_{atardecer}$.

Los valores de pendientes de radiación ΔE son modificados con el fin de ser representados como variaciones de potencia ΔP de una planta FV, medidos en porcentaje. Lo anterior se basa en que la potencia nominal de una planta FV se alcanza aproximadamente bajo una radiación de 1000 W/m^2 y sigue una relación casi proporcional hasta potencia cero con radiación cercana a cero. De lo anterior se desprende la relación:

$$\Delta P [\%] = \frac{\Delta E}{10} \quad (4.1)$$

Con la relación anterior es posible representar los vectores de variaciones máximas de radiación $[\Delta E]$ como vectores de variaciones de potencia, $[\Delta P]_{amanecer}$ y $[\Delta P]_{atardecer}$.

Con los datos de los vectores $[\Delta P]$ se construye una distribución de probabilidad para las variaciones de potencia en amanecer y atardecer. Esta distribución de probabilidad considera intervalos de ancho 2%, es decir, se crean 50 subconjuntos (intervalos) que comienzan en variaciones de potencia pertenecientes a (0%, 2%], seguido de (2%, 4%] hasta (98%, 100%]. Para cada intervalo se determina su porcentaje de ocurrencia a partir de las pendientes recopiladas en los vectores $[\Delta P]$.

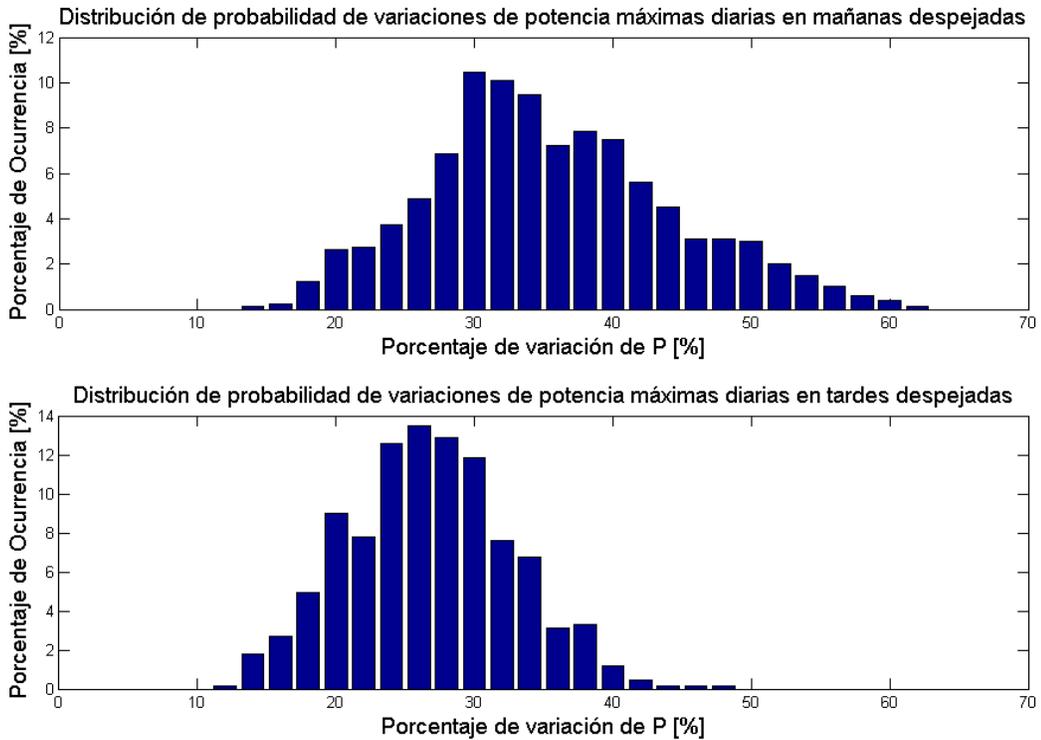


Figura 4.5 Distribución de probabilidad de variaciones de potencia máximas en amanecer y atardecer.

Las conclusiones que se pueden obtener del análisis anterior son las siguientes.

- El promedio de variaciones máximas se ubican en torno a una pendiente del 35,5% de la potencia nominal para las mañanas y del 27,5% para las tardes aproximadamente.
- El 80% de las veces las variaciones se encuentran entre el 24 y 46% de la potencia nominal para las mañanas, y entre el 20 y 34% para las tardes.

De los gráficos anteriores es posible determinar la probabilidad acumulada de obtener variaciones de potencia ΔP mayores a un cierto porcentaje, es decir, $P[x > \Delta P (\%)]$. Lo anterior equivale al riesgo asociado a que se produzcan pendientes de radiación que generen un ΔP mayor a un cierto valor. En la Figura 4.6 se presentan estos resultados.

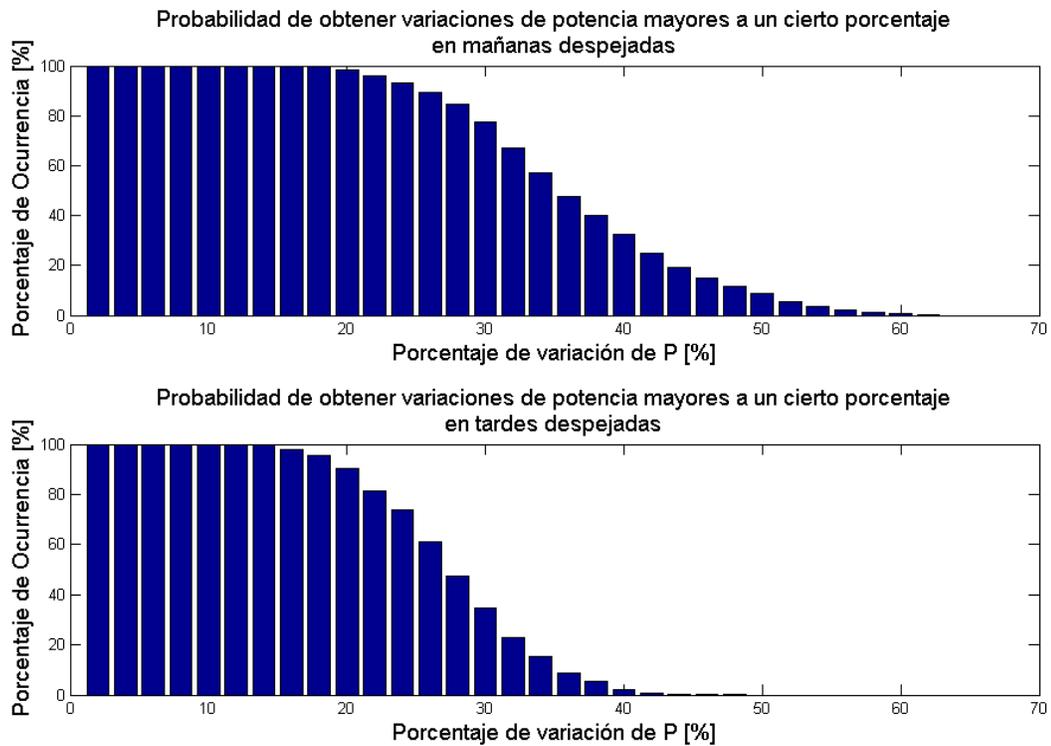


Figura 4.6 Riesgo de obtener variaciones de potencia mayores a un cierto porcentaje por amanecer y atardecer.

Las conclusiones que se pueden obtener de los gráficos anteriores son las siguientes.

- El riesgo asociado a registrar variaciones de potencia mayores a un cierto porcentaje es mayor en las mañanas que en las tardes. Una variación del 40% de la potencia de una planta FV ocurre aproximadamente el 30% de las veces en las mañanas, en cambio en las tardes solo ocurre un 3% de las veces.
- En un peor escenario, si se considera que el amanecer o el atardecer es generalizado para todo el sistema es posible considerar el porcentaje de variación de potencia en base al total de potencia FV del sistema. Tomando en cuenta una potencia FV de 1000 MW en el sistema sería posible ver variaciones de 400 MW en 10 min el 30% de las veces, lo cual representa 80 días en un año⁸. En cuanto a los atardeceres, haciendo el mismo análisis, se pueden apreciar variaciones mayores a 300 MW el 40% de las veces, lo que equivale a 89 días en un año.

⁸ De los datos recopilados en los vectores $[\Delta P]$ es posible determinar que el total de días con mañanas “despejadas” equivale a un 73% del año y para tardes despejadas a un 61%.

Efecto nube

Se analizaron los mismos 3 años de mediciones que en el caso anterior, comprendidos entre mayo de 2009 y mayo de 2012. A continuación se mencionan las consideraciones que se tomaron previos al análisis:

- i. Solo fueron consideradas en este análisis las variaciones aleatorias producidas por efecto nube, es decir, los datos recopilados en el estudio anterior quedan fuera de este análisis.
- ii. Los datos analizados contemplan el total de pendientes, sin despreciar las variaciones pequeñas. Lo anterior tiene como finalidad obtener una medida en tiempo de la cantidad de gradientes producidos por efecto nube y así saber que tan recurrentes son las caídas de radiación durante los tres años de medición.
- iii. Los datos que corresponden a mediciones realizadas en la noche no son considerados y son eliminados.

En este análisis se deben diferenciar las variaciones de radiación por efecto nube (o variaciones aleatorias) de las variaciones propias del movimiento solar (pendientes de amanecer y atardecer), ya que estas últimas pueden ser anticipadas con gran exactitud y que al incluirlas alterarán la real intensidad de las pendientes producidas por efecto nube, sumando además un gran número de datos (variaciones de radiación) que no son interés de este análisis. Para lo anterior es necesario realizar las comparaciones con respecto a la radiación de un día despejado. Para esto se utilizó un análogo del *clear sky index*, $k(t)$, definido en [37] (ecuación 4.2).

$$k(t) = E(t) - E_{ref}(t) \quad (4.2)$$

Este indicador muestra en cada instante " t " la desviación de la radiación con respecto a la radiación teórica de un día despejado (sin efecto nube). Al calcular el *clear sky index* (CSI) para todo un día sin nubosidad es posible notar que todos los valores de $k(t)$ serán cero, lo cual denota una ausencia de efecto nube en aquel día. Si por el contrario, hubiera nubes, el CSI tendría valores no nulos durante el día, los cuales corresponderían únicamente a efecto nube y no a pendiente de amanecer o atardecer, como es el caso anterior que se ve un CSI nulo a lo largo de todo el día.

La obtención de la referencia de un día despejado se obtiene mediante la identificación de los días completamente soleados entre los datos de radiación que se disponen, en consecuencia, se obtiene un *set* de días de referencia a lo largo de los 3 años de medición. Por lo tanto, las variaciones que se producen en días con nubosidad son medidas con respecto al día soleado anterior más próximo, esto basado en el hecho de que un día soleado de referencia no cambia considerablemente dentro de los días siguientes, por lo que es posible hacer la aproximación. A partir de este *clear sky index* aproximado es posible medir las pendientes que se producen por efecto nube, sin considerar las variaciones que no son de naturaleza aleatorias.

Las variaciones de radiación producto de nubes son entonces obtenidas mediante la siguiente ecuación 4.3.

$$\Delta E_{nube}(t) = k(t + 1) - k(t) \quad (4.3)$$

Debido a que los datos de radiación que se poseen son cada 10 min, los cálculos del CSI y las pendientes de radiación son también cada 10 min.

En la Figura 4.7 se presenta el cálculo del *clear sky index* (CSI) para un día cualquiera. Se puede apreciar que la aproximación entrega resultados adecuados, pudiendo medir de manera satisfactoria los efectos producidos por las nubes.

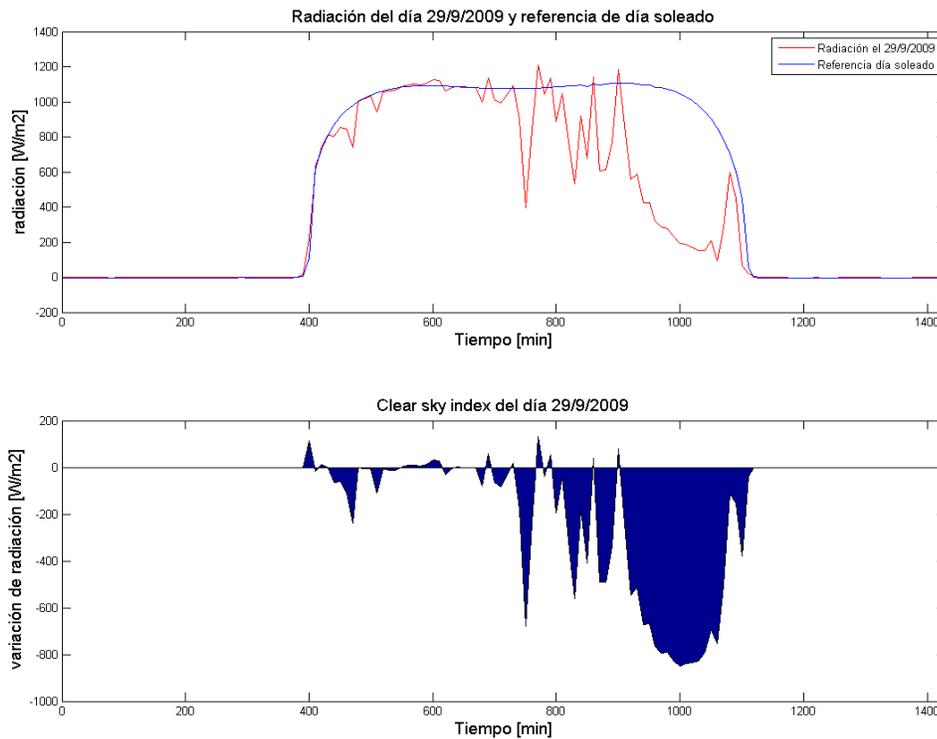


Figura 4.7 Cálculo del *clear sky index* para el día 29/09/2009

A partir del CSI es posible calcular las variaciones de radiación producto de las nubes, como expone la ecuación 4.3.

Al igual que en el análisis realizado para las variaciones de amanecer y atardecer, los gradientes de radiación son representados como variaciones de potencia de una planta solar cualquiera. Se obtiene el riesgo asociado a variaciones de potencia mayores a un cierto porcentaje con el mismo procedimiento presentado para las variaciones del amanecer y atardecer. Los resultados son presentados en la Figura 4.8.

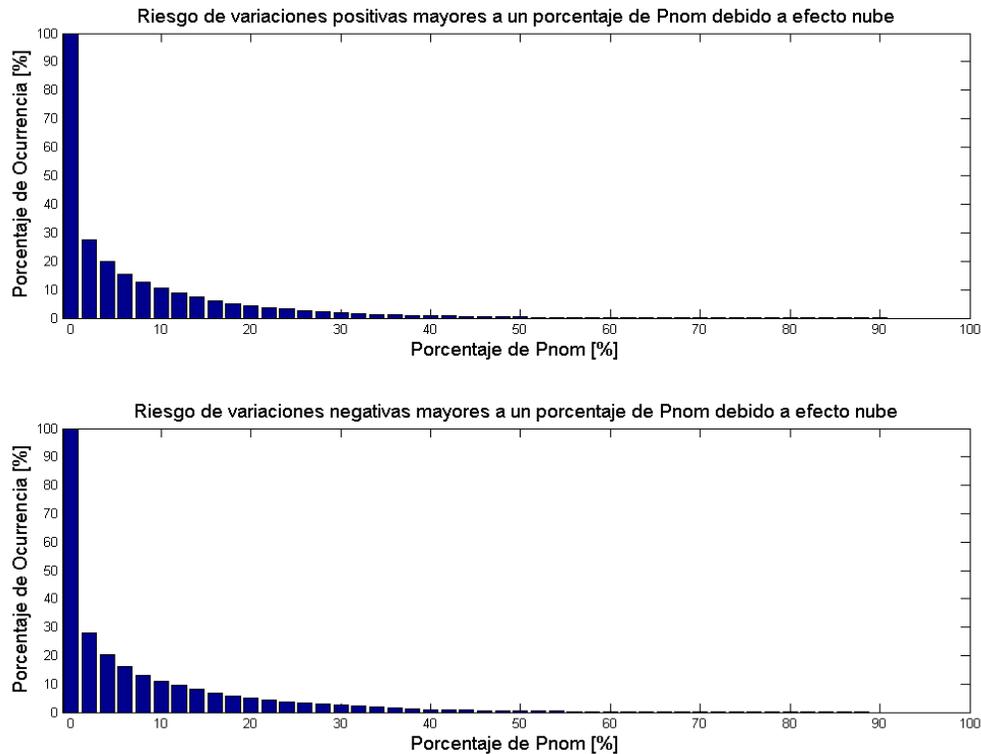


Figura 4.8 Riesgo asociado a variaciones mayores a un cierto % de P_{nom} debido a efecto nube.

A continuación se concluye sobre el estudio realizado para variaciones por efecto nube.

- La distribución acumulada de las variaciones por efecto nube indica el riesgo asociado a obtener variaciones de potencia (pendientes) mayores a un cierto porcentaje en una planta FV. Se puede apreciar que este riesgo es más pequeño a medida que las pendientes son más pronunciadas, lo cual es intuitivo.
- La Figura 4.8 contempla el total de variaciones durante los días estudiados, sin considerar las variaciones en la noche, que se deben principalmente a errores de medición. Es por esto que el riesgo asociado representa una medida en tiempo de la ocurrencia de estos eventos. Por ejemplo, si se desea tener un suministro continuo el 95% del tiempo (contingencias debido a lo pronunciado de las variaciones), es necesario dimensionar estrategias de respaldo para caídas de hasta un 20% de la potencia nominal en 10 min. aproximadamente.

4.4.3. Limitaciones del sistema

En este apartado se busca definir límites riesgosos para la operación del sistema. Como ya se ha mencionado, el efecto de las pendientes en las mañanas y en las tardes es determinante para el sistema ya que es un fenómeno generalizado para todas las centrales FV, no así las variaciones producidas por efecto nube, donde se requiere un análisis más acabado para ver el impacto de este fenómeno a nivel sistema.

El principal problema que se evidencia con el fenómeno de amanecer y atardecer es la falta de velocidad del sistema para poder seguir estas variaciones eficientemente. Es por este motivo que se pretende aproximar un valor para la tasa de toma de carga (TTC) y tasa de bajada de carga (TBC) del sistema con el fin de poder hacer las comparaciones y analizar la profundidad del impacto. Se estiman valores para las TTC y TBC del sistema con los siguientes supuestos.

- i. Se considera la potencia del SING al año 2013⁹, que corresponde a 4599,41 MW.
- ii. Se consideran solo las centrales de carbón para el análisis. Esto debido a que son las que poseen mayor participación en el despacho.
- iii. Los datos de TTC y TBC son los obtenidos del CDEC-SING¹⁰. Estos valores corresponden al promedio de las diferentes configuraciones de las unidades generadoras tanto para la TTC como para la TBC. Lo anterior se debe a que el CDEC-SING entrega distintas tasas para las diferentes configuraciones de las unidades generadoras.

El valor obtenido para la aproximación de la tasa de toma de carga del sistema es de 341,8 MW/10min y para la tasa de bajada de carga del sistema 420,8 MW/10min. El detalle de los cálculos asociados se incluye en el anexo A.

4.4.4. Conjunto de eventos riesgosos de radiación para amanecer/atardecer

Combinando los datos anteriores es posible determinar los eventos de radiación más riesgosos para el sistema debido a los gradientes de radiación en amaneceres y atardeceres, y la probabilidad de ocurrencia de estos en un año. Para determinar el conjunto de eventos riesgosos se asume que el efecto de amaneceres y atardeceres despejados es generalizado para todo el sistema, es decir, se asume que un día despejado en las mediciones de San Pedro de Atacama representa a las condiciones meteorológicas de gran parte del territorio que abarca el SING.

En la Figura 4.9 se presenta la probabilidad de ocurrencia de vulnerar las TTC y TBC del sistema por efecto de las pendientes máximas en mañanas y tardes. Esto se obtiene al interceptar los límites de toma y bajada de carga con el riesgo de variaciones máximas mostrado en la Figura 4.6, pero con la diferencia que en vez de ser un porcentaje de la potencia nominal de una central FV es un nivel de penetración fotovoltaico de 1000 MW en el sistema (21,7% de potencia FV con respecto a la potencia instalada al 2013), de la misma forma en que se realizó el análisis hecho para las conclusiones de la Figura 4.6.

⁹Información revisada en www.cdec-sing.cl al día 12 de junio de 2013.

¹⁰Información revisada en www.cdec-sing.cl al día 12 de junio de 2013.

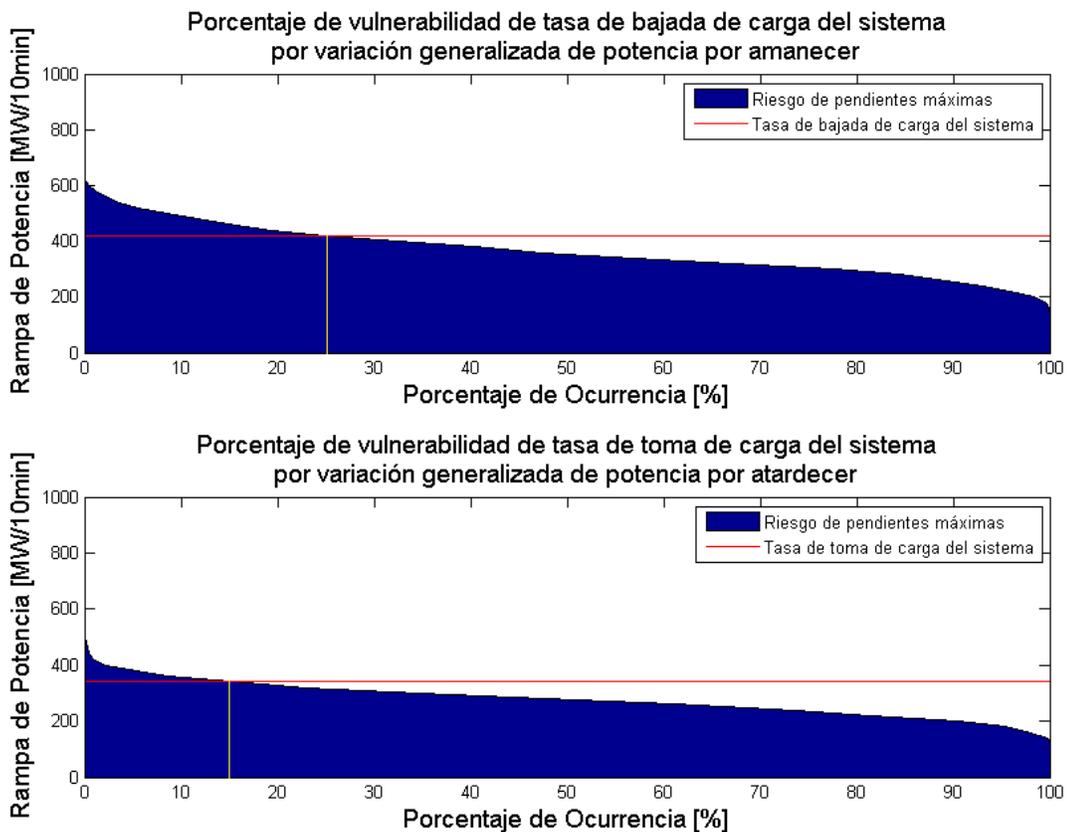


Figura 4.9 Probabilidad de vulnerar de las tasas de bajada y toma de carga del sistema.

Las conclusiones de estas gráficas se presentan a continuación.

- La tasa de bajada de carga del sistema se vulnera un 24,5% de los días con amanecer despejado, en cambio la tasa de toma de carga se sobrepasa un 14,7% de los atardecidos despejados. Considerando conclusiones anteriores de que el 73% de los amaneceres y el 61% de los atardecidos son despejados en un año, se puede calcular que aproximadamente 65 días en el año se vulnera la tasa de bajada de carga y 33 días se vulnera la tasa de toma de carga.
- El mes que presenta mayor número de pendientes que sobrepasan la tasa de bajada de carga es Noviembre, mientras que para la tasa de toma de carga es Agosto (ver Anexo A). La rampa máxima de los 3 años de datos para amaneceres despejados se da el 5 de Noviembre de 2010, y para atardecidos despejados corresponde al 15 de Abril de 2012, con valores de 634 MW/10min y 490 MW/10min respectivamente.

Los resultados están estrechamente relacionados con el nivel de penetración de generación fotovoltaica. En este análisis se consideró un nivel muy por debajo de lo que se presenta en el SEA, por lo que considerar una potencia mayor provocaría mayor impacto en las cifras.

4.4.5. Conjunto de eventos riesgosos de radiación para efecto nube

Para determinar el conjunto de eventos riesgosos de radiación por efecto nube no es necesario incorporar las limitantes del sistema, ya que el fenómeno de efecto nube ocurre de manera independiente entre las diferentes plantas FV del sistema y no es posible generalizar las grandes variaciones que afectan a una planta FV a las demás plantas FV del sistema, situación contraria al caso del amanecer y atardecer, que si se puede generalizar.

La forma de definir este conjunto de eventos riesgosos es determinando el periodo en el año en el que el efecto nube se manifiesta con mayor intensidad. Para lograr tal objetivo se realiza una distribución mensual de los promedios diarios del CSI y de su variabilidad diaria.

El CSI diario representa que tanta nubosidad existió en ese día, índice de nubosidad, por lo tanto el promedio mensual de los CSI diarios da una representación de la nubosidad promedio en dicho mes. El CSI diario se expresa en la ecuación 4.4.

$$CSI_{diario} = \int_{0:00}^{23:59} k(t) \cdot dt \quad (4.4)$$

La variabilidad del CSI representa la intermitencia entre sol y nube, siendo por lo tanto los gradientes de radiación de subida y bajada que se producen por efecto nube. La variabilidad diaria del CSI representa que tan variable fue la radiación ese día, dando un indicador de la variabilidad promedio diaria y su valor se mide en $W/(m^2 \cdot \text{seg})$. A partir de lo anterior es posible calcular el promedio mensual de la variabilidad diaria del CSI, dando un indicador de la variabilidad promedio de la radiación para ese mes. La variabilidad diaria del CSI se presenta en la siguiente ecuación.

$$VARCSI_{diario} = \frac{1}{46200} \int_{0:00}^{23:59} |\Delta E_{nube}(t)| \cdot dt \quad (4.5)$$

El indicador $VARCSI_{diario}$ corresponde a la integral durante todo el día del valor absoluto de los gradientes de radiación $\Delta E_{nube}(t)$ definido en la ecuación 4.3. El valor de la integral es dividido por 46200 segundos, que corresponden al tiempo aproximado de sol durante un día, esto con el fin de obtener una medida de cuanto varia la radiación en un segundo en promedio durante ese día.

Ambos indicadores son calculados para todos los días de los 3 años de medición, con lo cual se saca un promedio mensual de estos indicadores. Ambos indicadores mensuales son presentados en la Figura 4.10.

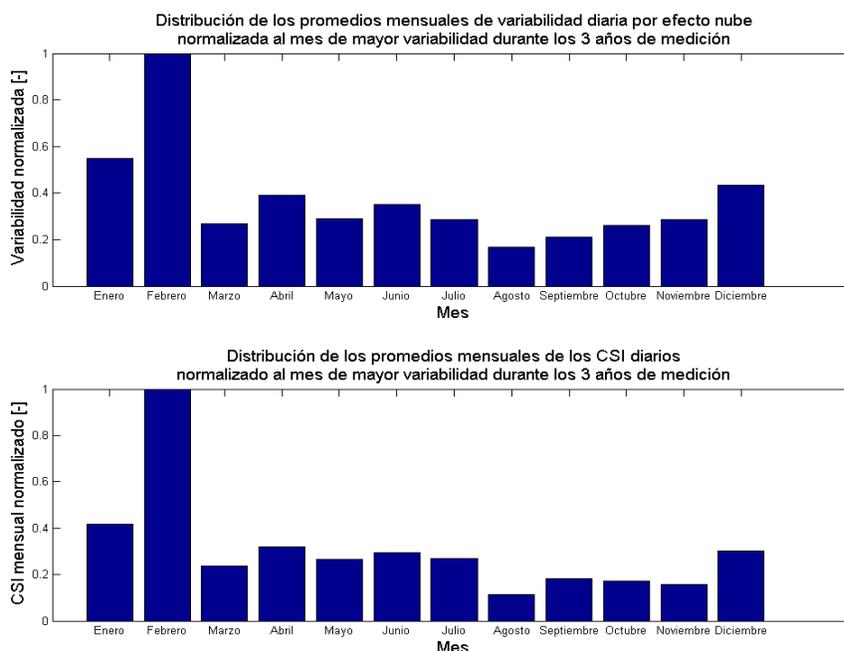


Figura 4.10 Promedios mensuales normalizados de la variabilidad diaria del CSI y del CSI diario.

Las conclusiones que se pueden obtener de los gráficos anteriores son las siguientes.

- El mes que presenta mayores variaciones por efecto nube es febrero. Esto se debe al fenómeno climático del invierno Boliviano presente en la zona durante esta época, el cual provoca una gran nubosidad en los meses de enero y febrero. Febrero es el mes que presenta el mayor índice de nubosidad (mayor CSI mensual) y mayor variabilidad del CSI por efecto nube.

Es razonable seleccionar el conjunto de evento de radiación críticos como el mes de febrero, debido a que es el mes que presenta el efecto nube con una intensidad muy superior a los demás meses.

4.4.6. Datos mapa solar

Estos datos corresponden a una modelación de la radiación solar existente en el norte de Chile a partir de fotografías satelitales [42]. Los datos son obtenidos para cada cuadrante de 1 km², con una resolución temporal de 30 min entre cada dato y no poseen seguimiento solar. Estos datos son utilizados para corroborar la existencia de un amanecer o atardecer despejado en la planta seleccionada para los días seleccionados del conjunto de eventos riesgosos de amanecer y atardecer.

El criterio de selección de qué días son críticos para simular es ir seleccionando los días con gradientes de radiación mayores entre los datos del Ministerio de Energía. Si el

mapa solar no corrobora la existencia de un amanecer o atardecer despejado en el lugar de emplazamiento de la planta SPA en ese día, se procede a seleccionar el día con el segundo gradiente de radiación máximo y se vuelve a corroborar en el mapa solar. Se itera de esta forma hasta encontrar los días con gradientes de radiación mayor que sean amanecer y atardecer despejado tanto en las mediciones del ministerio como en el lugar de ubicación de la planta San Pedro de Atacama, corroboración obtenida de los datos del mapa solar.

Para los escenarios de radiación de efecto nube no se ocupan estos datos debido a su baja resolución. Además, debido a la distancia que separa a la estación de medición San Pedro de Atacama de las centrales SPA I, II, III y IV no es posible afirmar alguna correlación entre las mediciones y los datos del mapa solar.

4.4.7. Escenarios de radiación de la planta

En este bloque se definen los escenarios de radiación para cada una de las centrales perteneciente al complejo San Pedro de Atacama.

Escenarios de amanecer y atardecer

Para definir los escenarios de radiación de amanecer y atardecer se utilizan los eventos riesgosos de radiación y los datos solares en los puntos geográficos de cada planta brindados por el mapa solar. Combinando estos datos es posible caracterizar un escenario de radiación para cada planta con el fin de analizar pendientes de amanecer y atardecer que generan riesgo para el sistema.

Como se mencionó en la sección 4.4.6, se debe corroborar la presencia de amanecer y atardecer despejado para los días con mayor gradiente de radiación. Debido a que los datos del mapa solar solo llegan hasta el 31 de diciembre de 2011, se debieron descartar los 3 primeros valores mayores de gradientes de radiación en atardecer ya que pertenecían al año 2012 y no se pudieron corroborar.

Por lo tanto los días seleccionados son el 5 de Noviembre de 2010 para amanecer y el 23 de Septiembre de 2009 para atardecer, con pendientes de 634 MW/10min y 417 MW/10min respectivamente. Las gráficas de la radiación utilizada en las simulaciones son presentadas en el anexo A.

Escenarios de efecto nube

Para el efecto nube se determinan 3 escenarios de radiación, nubosidad moderada, nubosidad moderada a crítica y nubosidad crítica. Cada escenario está compuesto por 4 días tipo, con radiaciones similares entre ellos (acordes con el escenario al que pertenecen), cada uno de estos días para cada una de las 4 centrales que pertenecen a la planta solar San Pedro de Atacama. La forma de determinar los perfiles de radiación de los escenarios se realiza por medio del CSI diario, la variabilidad del CSI diario y las

pendientes de radiación máximas diarias. Los escenarios de radiación se definen con las siguientes consideraciones.

- **Variación de nubosidad:** Esto se mide a través de la variabilidad diaria del CSI. Este indicador toma valores dentro del intervalo $[0,007 - 0,348]$ $W/(m^2seg)$, los cuales representan el valor mínimo y máximo respectivamente de variabilidad diaria de radiación en el mes de febrero de los años 2010, 2011 y 2012. Además aquí se toma en consideración las pendientes de radiación máximas diarias, las cuales varían dentro del intervalo $[23 - 900]$ W/m^2 .
- **Cantidad de nubosidad:** Esto se mide a través del CSI. Este indicador como ya se ha dicho indica la cantidad de nubosidad durante el día sin discriminar entre nubes permanentes o nubes pasajeras (medido por la variabilidad del CSI). Por lo tanto un CSI alto indica la presencia de alta nubosidad, indiferente de si existe alta variabilidad o no. Este indicador varía en el intervalo de $[500 - 58627]$. Este indicador se utiliza para diferenciar los días con caídas prolongadas de radiación (nubes permanentes) de los que tiene radiación intermitente (nubes pasajeras).

A partir de lo anterior se definen los 3 escenarios de radiación de efecto nube.

Escenario	Variación de nubosidad		Cantidad de nubosidad
	Variación diaria de CSI $[W/(m^2seg)]$	Pendiente máxima $[W/m^2]$	CSI diario
Moderado	$[0,086 - 0,173]$	<600	<11000
Moderado-crítico	$[0,173 - 0,259]$	-	<25000
Crítico	$[0,238 - max]$	-	>30000

Tabla 4.5 Escenarios de radiación.

Los escenarios anteriores se explican de la siguiente forma.

- **Nubosidad moderada:** consta de niveles de nubosidad moderada a lo largo de todo el día. Considera variaciones máximas de mediana intensidad (menores a $600 W/m^2$), y no considera caídas prolongadas de radiación ($CSI < 11000$). En la Figura 4.11 se presenta un día tipo de este escenario.

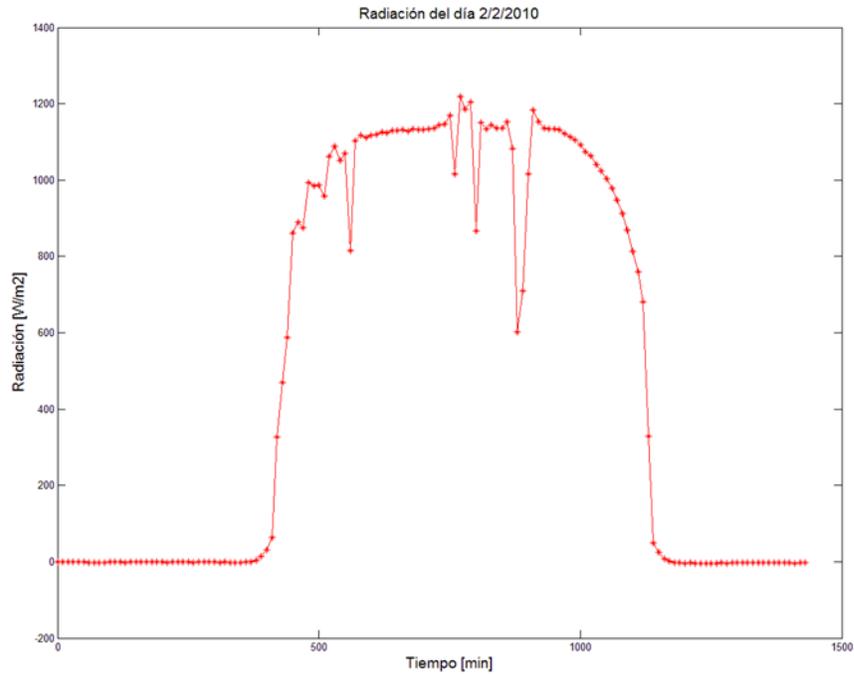


Figura 4.11 Día tipo en escenario de radiación moderada.

- ii. **Nubosidad moderada a crítica:** Considera nubosidad intermitente lo cual provoca pendientes de alta intensidad (no hay restricciones de pendiente máxima, solo de alta variación diaria del CSI, entre 0,173 y 0,259). Se considera un mayor nivel de nubosidad pero no considera tiempos prolongados de ausencia de radiación. En la Figura 4.12 se presenta un día tipo de este escenario.

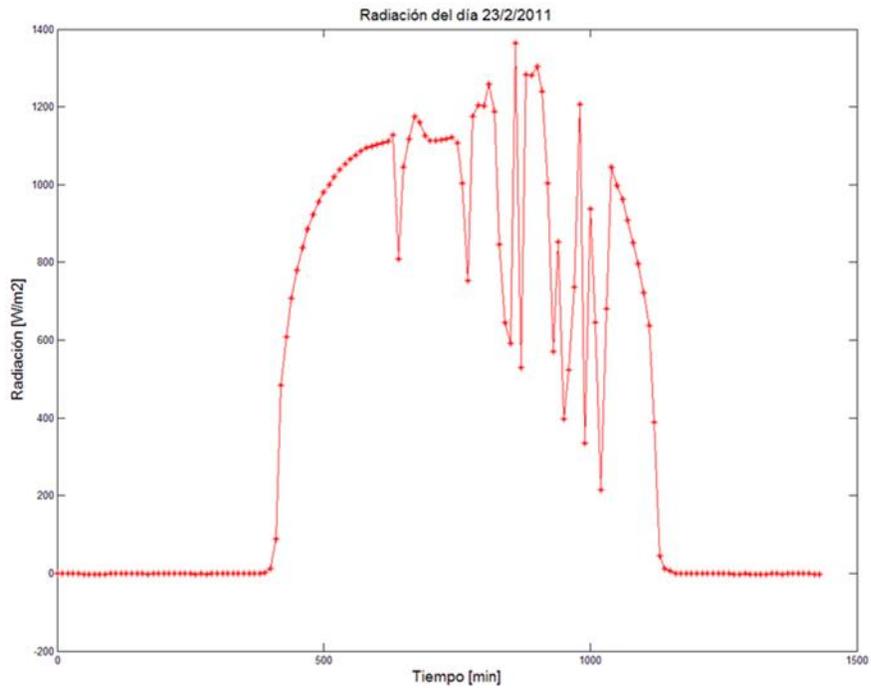


Figura 4.12 Día tipo en escenario de radiación moderada a crítica.

- iii. **Nubosidad crítica:** Considera niveles críticos de nubosidad, es decir, grandes pendientes, alta variabilidad y tiempos prolongados de ausencia de radiación. En la Figura 4.13 se presenta un día tipo de este escenario.

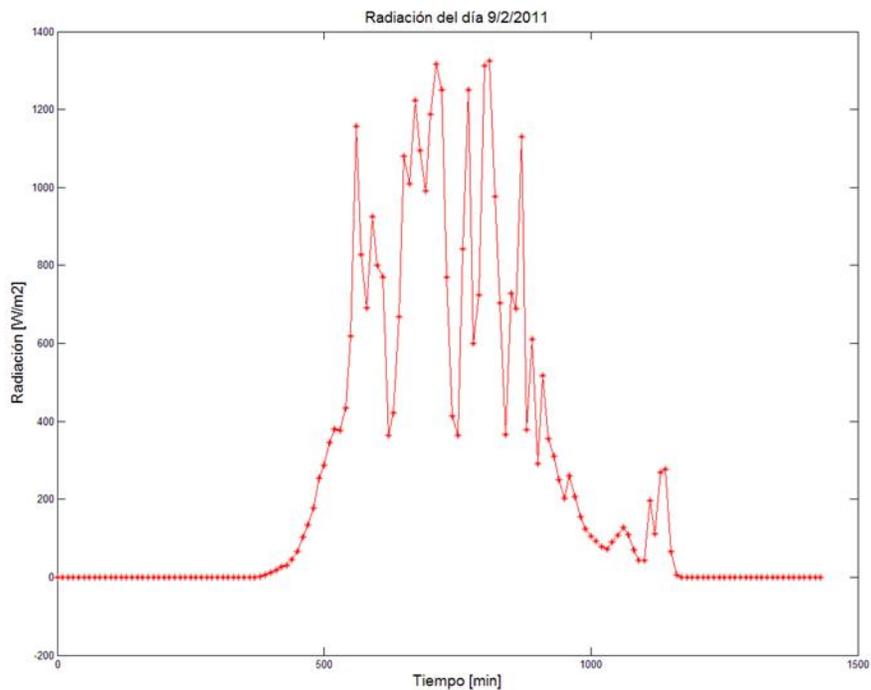


Figura 4.13 Día tipo en escenario de radiación crítica.

Con esta definición de los escenarios se obtienen 5 días tipo en cada escenario, por lo tanto es necesario eliminar uno. Los 4 días tipo de radiación utilizados para realizar cada una de las simulaciones de cada uno de los escenarios son presentados en el anexo A.

4.5. Definición de puntos de operación

A partir del despacho y los escenarios de radiación es posible determinar los puntos de operación de las centrales fotovoltaicas y el equivalente de red en el punto de conexión correspondiente al SING.

4.5.1. Despacho

En este bloque se define el despacho de las centrales perteneciente al SING en el día y hora que ocurre el evento de radiación riesgoso analizado. Este despacho se determina a partir de un análisis de la demanda y una lista de mérito de los costos marginales de las centrales que conforman el SING al año 2013, considerando además un nivel de penetración FV de 1000 MW.

Para la determinación del despacho para analizar el efecto de amanecer y atardecer en los días 5 de Noviembre y 23 de Septiembre respectivamente, se utiliza como referencia la operación real entregada por el CDEC-SING en dichas fechas. Se considera como hora inicial para el amanecer a las 6 am y para atardecer a las 4 pm. Considerando la operación real en dichos horarios se procede a desplazar las centrales más caras hasta completar los 1000 MW de generación FV. El detalle para la determinación del despacho y el cálculo de las TBC y TTC se encuentra en el Anexo B. A continuación se presentan los valores de TBC y TTC para los días seleccionados.

Día	Tasa de carga [MW/10min]
5 de Noviembre de 2012	355,81 (TBC)
23 de Septiembre de 2012	332,63 (TTC)

Tabla 4.6 Tasa de bajada y toma de carga para los días de simulación.

Para la definición de la operación en los días bajo efecto nube se estimó una demanda promedio a partir del mes de febrero de 2012, con la cual se procede a aproximar el despacho. El promedio mensual de los retiros horarios corresponde a 1661,5 MW en el mes de febrero 2012. A partir de esta demanda promedio se realizó un despacho aproximado el cual se presenta en el Anexo B.

4.5.2. Corriente de CC en el punto de conexión

A partir de los despachos expuestos en el Anexo B se realiza el cálculo de la corriente de corto circuito para los escenarios de amanecer, atardecer y efecto nube. Este cálculo, como ya se mencionó antes, se realiza en una red simplificada del SING entregada por el CDEC-SING. Para cada uno de los despachos expuestos en el Anexo B se calcula la corriente de cortocircuito en la barra Chuquicamata S/E Salar (en el

modelo simplificado), que es la barra más cercana a la S/E Calama, punto donde se conecta realmente el proyecto seleccionado. Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla.

Despacho utilizado	Potencia de cortocircuito [MVA]	Corriente de cortocircuito [kA]
Amanecer	2138,35	5,612
Atardecer	1535,63	4,03
Efecto nube	1565,27	4,108

Tabla 4.7 Potencias y corrientes de cortocircuito.

4.6. Definición de indicadores

La definición de indicadores es determinante a la hora de evaluar el desempeño de la central FV con los controladores. A continuación se presentan los indicadores utilizados para cada uno de los controladores propuestos.

4.6.1. Control de amanecer/atardecer

Para las variaciones producidas en amanecer y atardecer se considera el error promedio entre la pendiente máxima admisible, que es definida por el operador previamente a partir de los valores de TTC y TBC del sistema, y la pendiente obtenida al incluir el controlador. El indicador se define de acuerdo a la ecuación 4.4 y corresponde a la integral en el tiempo del error al cuadrado. La ventana de tiempo en la que se evalúa la integral corresponde al tiempo en que el controlador está actuando (T_{on}).

$$e_{a/a} = \frac{1}{T_{on}} \cdot \int_0^{T_{on}} \left| \frac{dP(t)}{dt} - \frac{dP(t)}{dt}_{ref} \right| \cdot dt \quad (4.4)$$

4.6.2. Control de efecto nube

En cuanto a los efectos de variaciones aleatorias producidas por nubes, el desempeño del controlador se mide a partir de la variabilidad de la potencia con respecto a la potencia de un día despejado, es decir, la potencia ideal que se obtiene sin efecto nube. Lo anterior tiene relación con el *clear sky index* y su uso para medir las variaciones aleatorias en la radiación, como se pudo apreciar en la sección 4.4.2 en el análisis estadístico del efecto nube, pero ahora aplicado a las variaciones de potencia a la salida de la planta FV. La definición de este indicador se presenta en la ecuación 4.5.

$$k_p(t) = P_{EN}(t) - P_{ref}(t) \quad (4.5)$$

$$K_{p_{diario}} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \left| \frac{dk_p(t)}{dt} \right| \cdot dt \quad (4.6)$$

Siendo $k_p(t)$ el análogo del CSI aplicado a variaciones de potencia por efecto nube, donde $P_{EN}(t)$ es la potencia en el tiempo t a la salida de la planta afectada por nubes y con controlador implementado, y $P_{ref}(t)$ la potencia de referencia para un día sin nubes. Con el fin de obtener un indicador que represente la variabilidad diaria de la potencia con respecto a un día soleado se define el indicador $K_{p_{diario}}$ el cual es un análogo a la variabilidad del CSI utilizado en la sección 4.4.2, pero ahora aplicado a $k_p(t)$. Este indicador representa la variabilidad promedio diaria medida en MW/s. A diferencia del CSI utilizado anteriormente, este indicador no es discreto a intervalos de 10 min sino a una escala mucho más pequeña, lo cual permite una mejor aproximación de la integral descrita en la ecuación 4.6.

Además de medir la variabilidad promedio diaria de la potencia generada por la planta, se analiza la variabilidad promedio diaria de la frecuencia en el punto de conexión, medida en Hz/s. Para esto es necesario obtener la variación de frecuencia dada la generación de la planta FV en un día despejado, con el fin de diferenciar las variaciones de frecuencia “naturales” producto del amanecer y atardecer con la planta FV con respecto a la variabilidad de la frecuencia producto de nubes y sombras en general.

$$k_f(t) = f_{EN}(t) - f_{ref}(t) \quad (4.5)$$

$$K_{f_{diario}} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \left| \frac{dk_f(t)}{dt} \right| \cdot dt \quad (4.6)$$

4.7. Simulaciones dinámicas

Para cada uno de los escenarios se realizan simulaciones dinámicas en las ventanas de tiempos que se producen los eventos riesgosos seleccionados, esto corresponde a ventanas de 2 horas aproximadamente para variaciones de amanecer y atardecer y simulaciones de todo un día para analizar el efecto nube.

El modelo utilizado para realizar las simulaciones consta de las 4 centrales FV pertenecientes a la planta FV San Pedro de Atacama, una red externa que representa el equivalente del SING en el punto de conexión más cercano a la planta, una central convencional (central de ciclo combinado U16 y carbonera Angamos1 del SING) con su modelo de regulador de velocidad y una carga de 1000 MW. En la Figura 4.14 se presenta la red utilizada para las simulaciones.

Las simulaciones dinámicas a realizar se dividen en dos grandes grupos, uno para cada controlador que se propone en este trabajo, simulaciones de amanecer/atardecer y simulaciones de efecto nube. A su vez, las simulaciones de efecto nube se dividen en 3 grupos los cuales se presentan en el diagrama de la Figura 4.15.

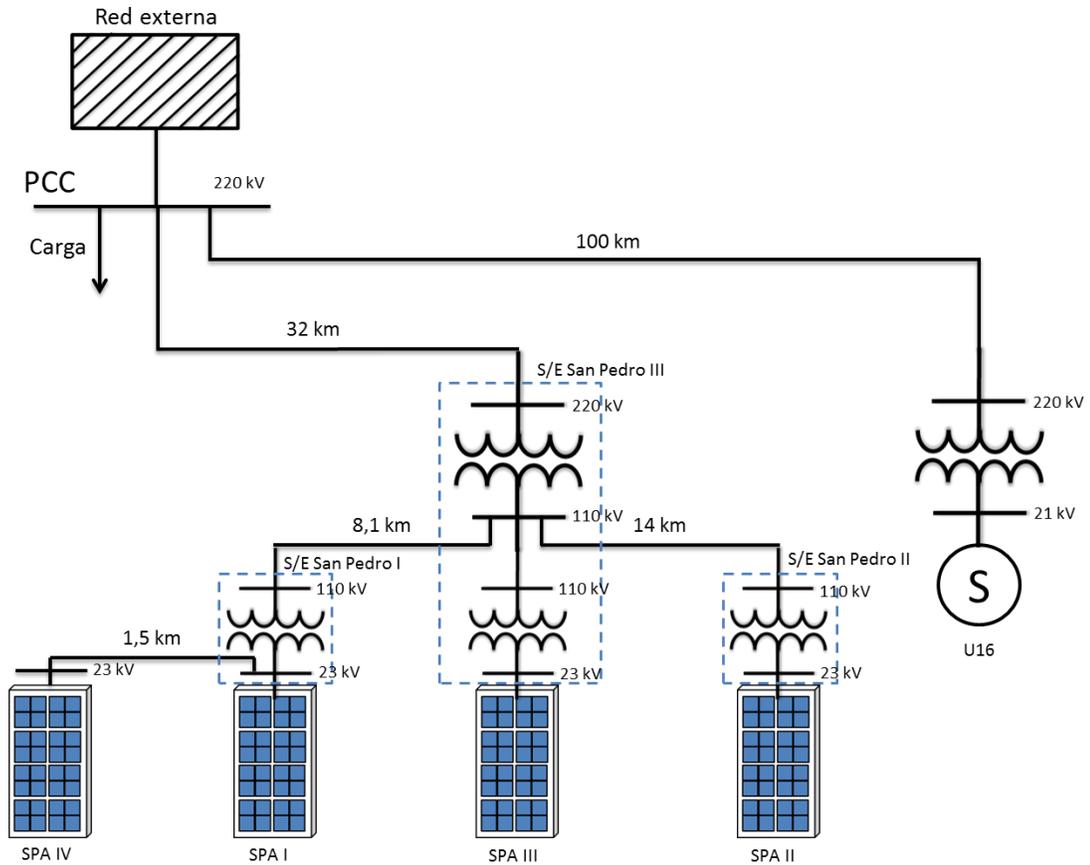


Figura 4.14 Red utilizada para el caso de estudio.

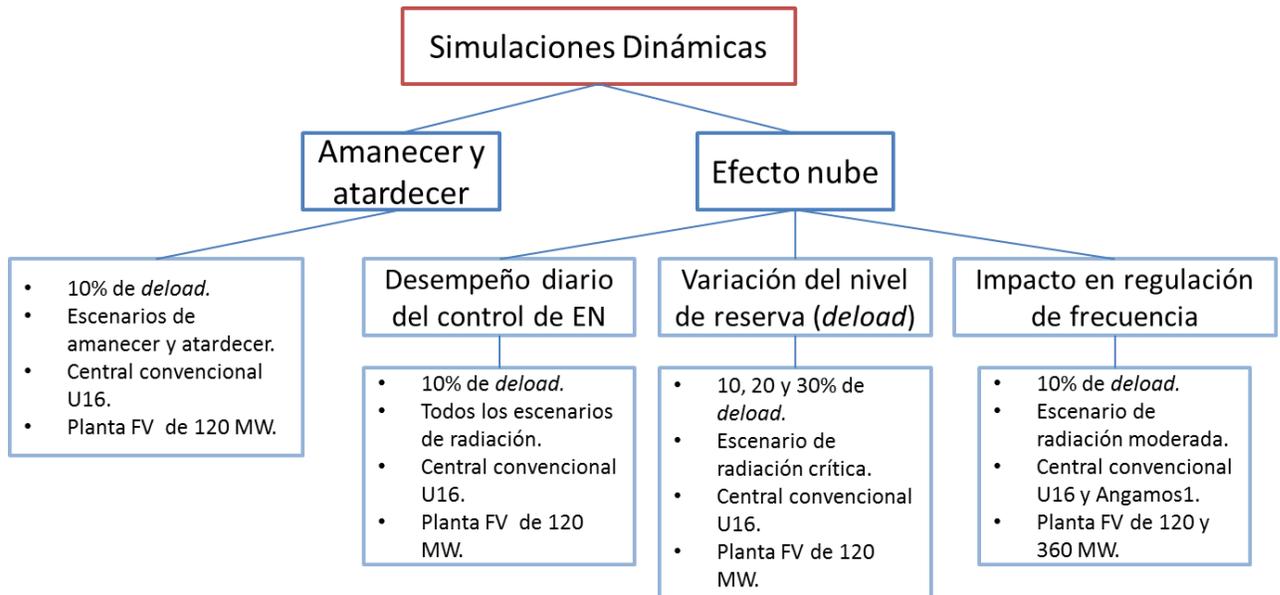


Figura 4.15 Diagrama de las simulaciones dinámicas a realizar.

Las simulaciones de amanecer/atardecer tienen como objetivo estudiar el desempeño del control de amanecer/atardecer propuesto.

Las simulaciones de efecto nube tienen como objetivo estudiar el desempeño del control de efecto nube propuesto. Las simulaciones de este grupo se dividen en 3 enfoques diferentes. El primero, llamado “Desempeño diario del control de EN” busca ver el desempeño del control de EN bajo los diferentes escenarios de radiación seleccionados. El segundo, llamado “variación de nivel de *deload*” presenta el impacto que genera diferentes niveles de *deload* en el escenario de radiación crítica. El tercero, llamado “Impacto en regulación de frecuencia” presenta los beneficios que genera esta estrategia de control en la regulación de frecuencia de dos centrales convencionales, central U16 y Angamos1.

La tercera simulación de efecto nube toma como datos de radiación los utilizados en el escenario de radiación moderada, con la diferencia que la simulación comienza desde las 9:10 am y con las centrales FV a potencia máxima. La simulación finaliza a las 17:30 pm aproximadamente, también con las centrales a potencia máxima. Analizar la ventana de tiempo donde la planta FV recibe los niveles de radiación más altos del día tiene como objetivo eliminar la desviación de frecuencia producto del amanecer y atardecer (tarea que en realidad debería ser realizada por el control secundario de frecuencia en una operación real). Eliminada esta desviación de frecuencia (acción del control secundario) es posible analizar el desempeño del control de frecuencia de la central convencional con y sin control de EN implementado. En esta sección se analizan dos casos de estudio cada uno con centrales convencionales reguladoras diferentes. El primero corresponde a utilizar a la central U16 de ciclo combinado como reguladora de frecuencia y en el segundo caso corresponde a la central Angamos1, central térmica a base de carbón. La central U16 es sometida a la variabilidad producida por la planta San Pedro de Atacama en el escenario de radiación moderado, con una potencia nominal de la planta de 120 MW (30 MW por central FV). Una potencia de 120 MW fotovoltaico es insuficiente para exigir de sobremanera el control de frecuencia de la central Angamos1, por lo anterior y con el fin de visualizar el impacto de una alta penetración FV, fue necesario escalar la planta FV a un nivel de penetración de 360 MW, conservando los datos de radiación del escenario moderado para cada una de las 4 centrales FV (de 90 MW cada una en el caso de estudio con Angamos1). En ambos casos de estudio se grafica la desviación de frecuencia en el PCC y la potencia de la central convencional, donde se puede apreciar la acción del regulador de velocidad. Ambos casos de estudio son sometidos a la variabilidad producida sin y con control de EN implementado en la planta FV.

4.8. Análisis de resultados

Se obtienen resultados para cada uno de las simulaciones que se proponen, con y sin controlador de efecto nube o de amanecer/atardecer, los cuales son comparados a partir de los indicadores ya definidos. A partir de los indicadores se analizan las mejoras que presenta la operación de la planta FV y del sistema gracias a los controladores implementados.

Capítulo 5 Resultados y análisis

A continuación se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas para analizar el desempeño de cada estrategia de control propuesta, separadas en secciones independientes para cada uno de los casos estudiados.

5.1. Simulaciones amanecer/atardecer

En esta sección se presentan los resultados del control de pendiente para amanecer y atardecer. El objetivo de este control es limitar la pendiente de potencia de la planta a un valor predefinido por el operador, el cual está estrechamente ligado con la capacidad del sistema de seguir las variaciones de potencia, representado principalmente por los valores de las TTC y TBC (tasa de toma de carga y tasa de bajada de carga respectivamente).

5.1.1. Escenario de amanecer

En este apartado se presentan los resultados obtenidos al someter al control de amanecer y atardecer (A/A) a la pendiente de radiación en amanecer en el día 5 de noviembre de 2010. El valor de la tasa de bajada de carga del sistema es de 355,81 MW/10min, por lo tanto el límite de pendiente de potencia para la planta corresponde a 42,7 MW/10min, bajo el supuesto de una penetración FV de 1000 MW. Lo anterior se obtiene al multiplicar la participación de la planta SPA (120 MW de un total de 1000 MW FV) con la tasa de bajada de carga del sistema.

Para poder visualizar el desempeño del controlador A/A se realizan 3 simulaciones. La primera corresponde a la planta sin el controlador A/A implementado y con un 0% de *deload*, por lo cual la planta opera en su MPP en todo momento. La segunda simulación corresponde a la planta con controlador A/A implementado y un valor de *deload* de un 10%, lo cual corresponde a la operación de la planta con reserva y control. La tercera simulación corresponde a la planta operando con un nivel de *deload* de un 10% pero sin control de A/A, esto con el fin de poder ver el efecto real del control A/A sobre la operación *deloaded*. La ventana de tiempo corresponde a 7200 segundos, lo que equivale a 2 horas. En la Figura 5.1 se presentan los resultados obtenidos en estas simulaciones, donde se grafica la potencia de salida de la planta FV en el transformador de subida de la S/E San Pedro III.

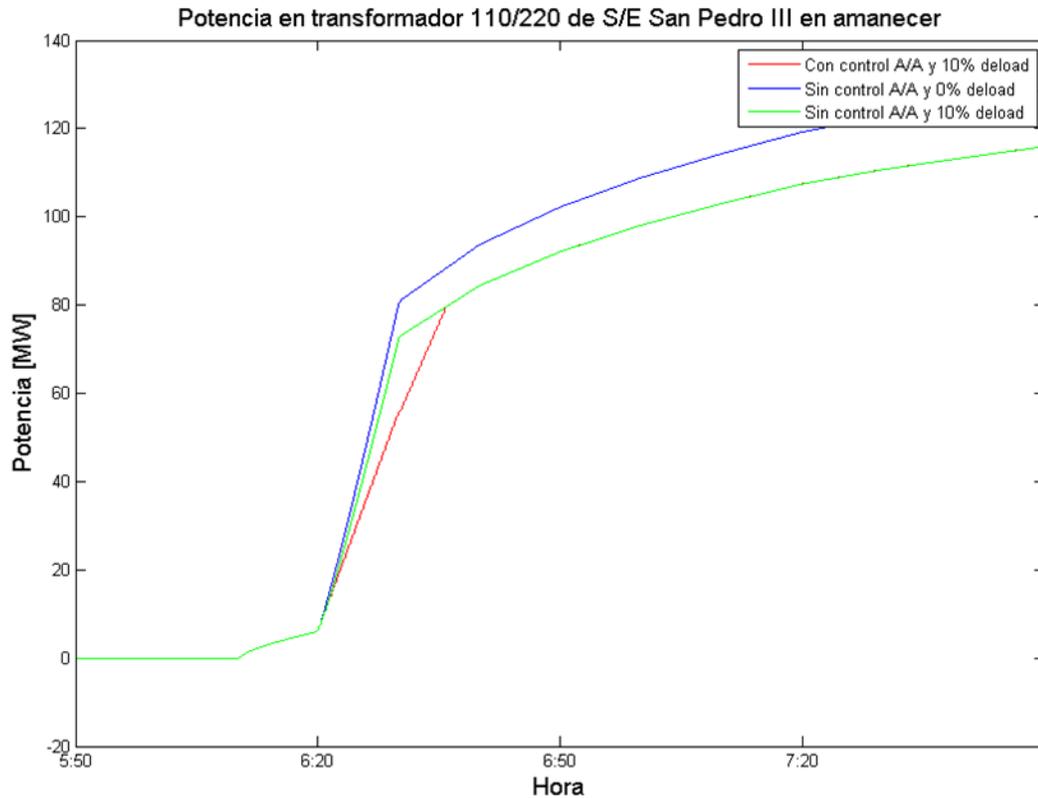


Figura 5.1 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con y sin control A/A implementado en amanecer.

Se puede apreciar que el control de A/A con 10% de *deload* evidentemente disminuye la pendiente de potencia a la salida de la planta FV. La operación *deloaded* produce una pequeña disminución en la pendiente de la potencia producto del aumento del nivel de reserva a medida que la planta se acerca a su potencia nominal. Esta disminución evidentemente es inferior al límite impuesto al controlador de A/A, lo cual se ve representado en la curva de color rojo. El control de A/A luego de limitar la pendiente de potencia al nivel máximo admisible es capaz de retornar al valor de *deload* predefinido sin mayor problema. La evaluación del indicador definido en la sección 4.6.1 se presenta a continuación.

	Con control A/A
$e_{a/a}$ [+/- MW/10min]	5,13
[+/- %]	12

Tabla 5.1 Error promedio con respecto a pendiente máxima admisible en amanecer con control A/A.

Se puede apreciar que el error del controlador es de aproximadamente un 12% del valor de pendiente máxima admisible. Lo elevado de este valor se debe a que la acción del controlador de A/A se ve limitada por el nivel de tensión DC mínimo en la que puede operar el convertidor. Este nivel de tensión es alcanzado gran parte del tiempo en el que

el controlador está actuando, no pudiendo bajar de este valor aunque la acción del controlador así lo requiriese. Este nivel de tensión es alcanzado debido a la baja tensión que se tiene en el amanecer (producto de la baja radiación) y de la acción del controlador que hace disminuir la tensión para disminuir la pendiente de potencia.

5.1.2. Escenario de atardecer

En esta sección se evalúa el desempeño del controlador de A/A en el atardecer. El día seleccionado corresponde al 23 de septiembre de 2009. El valor de TTC del sistema es de 332,63 MW/10min, lo que representa un límite de pendiente de potencia para la planta FV de 39,9 MW/10min (bajo el mismo procedimiento descrito en el amanecer).

Para mostrar los resultados se realizan las mismas 3 simulaciones descritas en la sección anterior con la diferencia que la ventana de tiempo es menor y corresponde a 2200 segundos (36 minutos y 40 segundos). Estos resultados son presentados en la Figura 5.2.

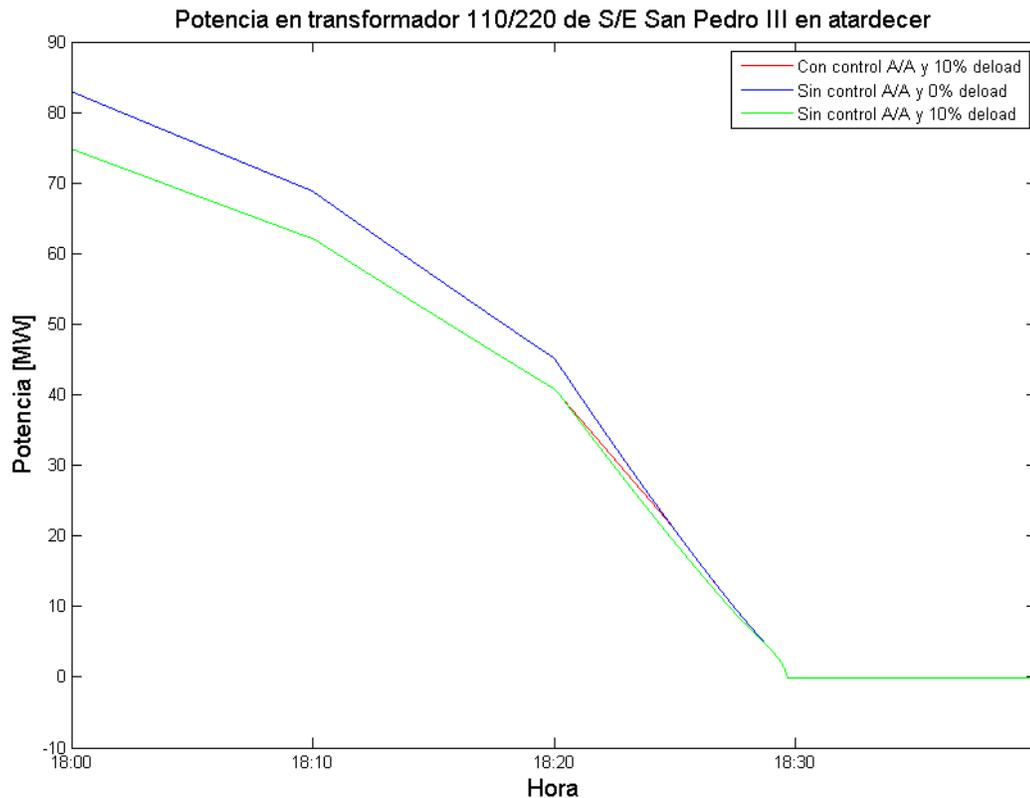


Figura 5.2 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con y sin control A/A implementado en atardecer.

Se puede apreciar que el control logra disminuir la pendiente de bajada de potencia siempre y cuando exista un nivel de reserva. Agotado el nivel de reserva brindado por la operación *deload* el controlador es incapaz de seguir limitando la pendiente al valor predefinido, por lo que la planta opera en su nivel de potencia máxima (MPP). El error asociado a la acción del controlador es presentado en la Tabla 5.2.

	Con control A/A
$e_{a/a}$ [+/- MW/10min]	3,45
[+/- %]	8,6

Tabla 5.2 Error promedio con respecto a pendiente máxima admisible en atardecer con control A/A.

El error en el atardecer es menor que en el amanecer, esto debido a que la pendiente máxima admisible es menor en el atardecer. A pesar de lo anterior, este error sigue siendo elevado debido a que en este caso también se alcanza un límite en el rango de acción del controlador. Este límite es la tensión MPP y determina el hecho que se ha agotado la reserva de potencia, necesaria para poder disminuir la pendiente en los atardeceres.

5.2. Simulaciones efecto nube

En esta sección se estudia el desempeño del control de efecto nube bajo diferentes escenarios de radiación solar. Cada escenario representa condiciones de radiación solar diferentes, clasificando los escenarios en moderado, moderado a crítico y crítico. Todas las simulaciones duran 12 horas y 50 min, contemplando desde el amanecer hasta el anochecer.

Para evaluar el desempeño del controlador se mide la variabilidad de la potencia en el transformador 110/220 de la S/E San Pedro (potencia de salida total de la planta FV San Pedro de Atacama). Además, se mide la variabilidad de la frecuencia en la barra de conexión con el SING (S/E Calama), donde se ubica la red externa.

La variabilidad de la potencia y la frecuencia en los diferentes escenarios se miden con respecto a las variaciones naturales que tendrían la potencia y la frecuencia con la operación de la planta FV en un día despejado. Para ello se realizan dos simulaciones, ambas con radiación de un día despejado. La primera corresponde a la planta FV operando a potencia máxima, es decir, sin control *deload* implementado, y la segunda con control *deload* implementado y una reserva de un 10%. Ambas simulaciones entregan las referencias de potencia y frecuencia para calcular las variaciones sin y con control de efecto nube respectivamente.

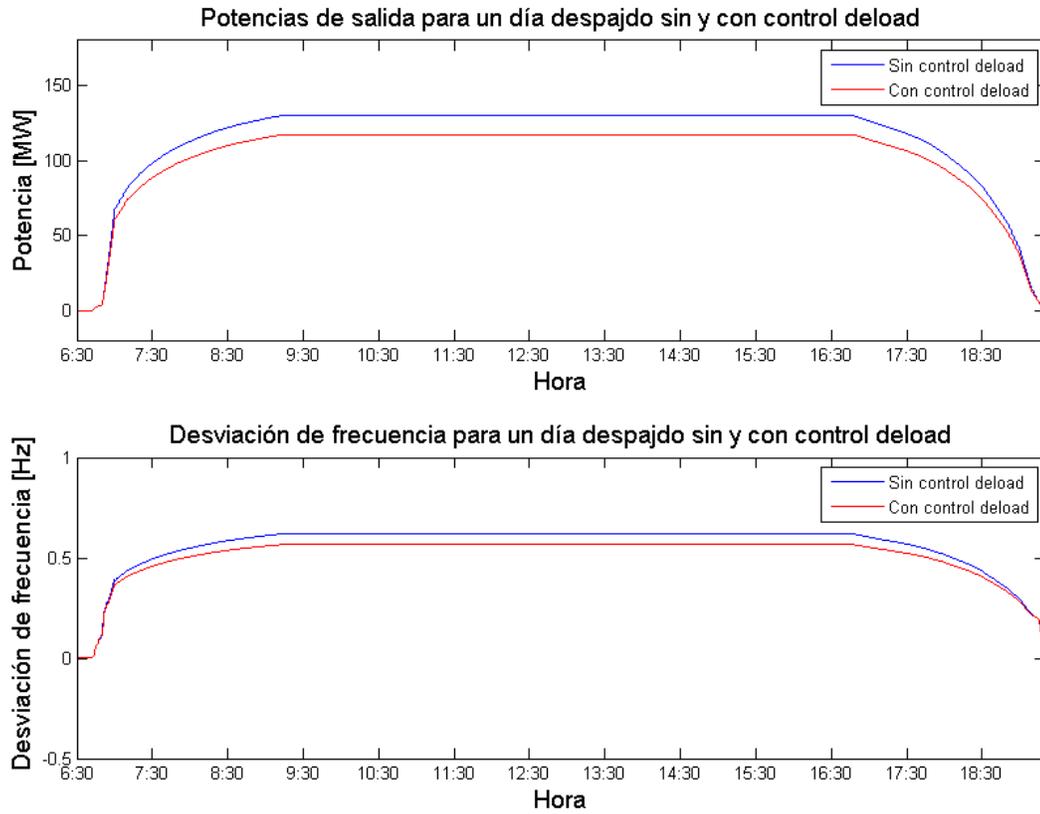


Figura 5.3 Referencias para el cálculo de la variabilidad de potencia y frecuencia.

5.2.1. Escenario moderado

El escenario moderado consta de una variabilidad moderada del recurso solar, con variaciones de radiaciones inferiores a 600 W/m^2 en 10 min y sin tiempos prolongados de ausencia de sol (nubes permanentes). A continuación se muestra la potencia de salida de la planta FV.

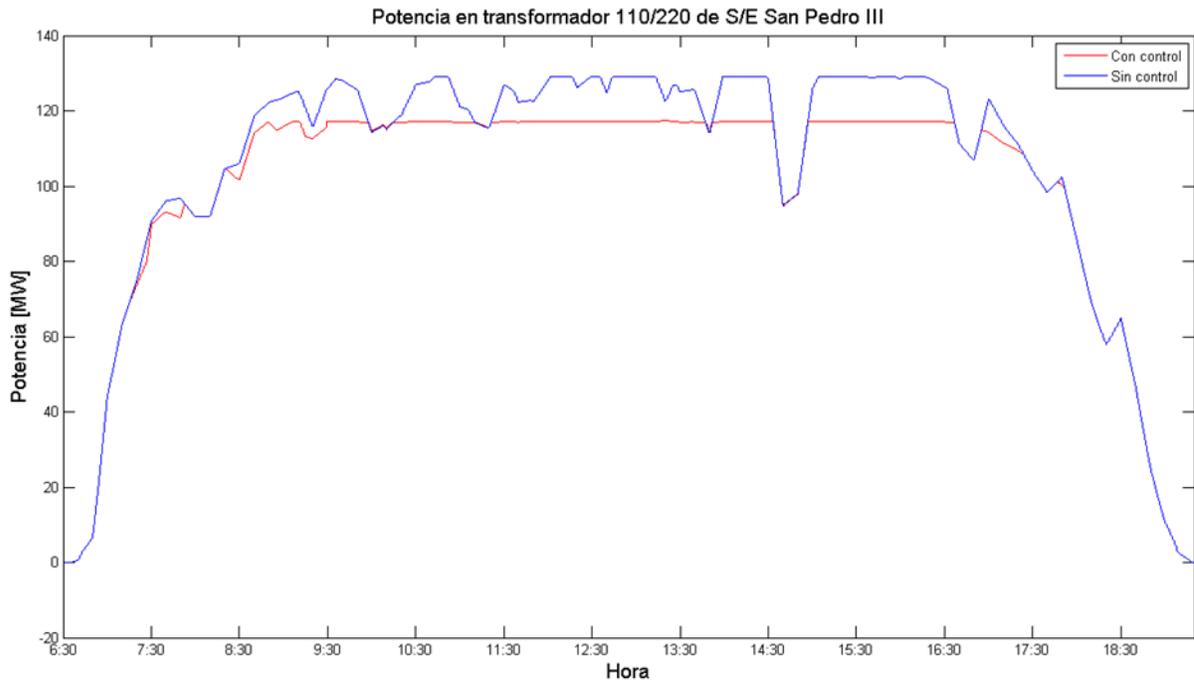


Figura 5.4 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con y sin control EN implementado en escenario moderado.

En la Figura 5.4 se puede apreciar la diferencia entre la potencia de salida con y sin controlador de efecto nube implementado, donde las variaciones de potencia menores al nivel de *deload* de un 10% son eficazmente mitigadas por la acción conjunta de las 4 centrales. Para aquellas variaciones que superan el nivel de reserva del 10% la planta es capaz de suplir potencia solo hasta agotar la reserva brindada por la operación *deloaded*, desde ese instante la planta FV opera a potencia máxima siendo inevitable ver una caída en la potencia de salida.

Una manera de cuantificar el nivel de variabilidad de la potencia de salida es utilizar el indicador definido en la sección 4.6.2, el cual mide la variabilidad usando como referencia la potencia que se obtiene de un día despajado (Figura 5.3). Los resultados son expresados en la Tabla 5.3.

	Sin control de EN	Con control de EN
$K_{p\text{ diario}}$ [MW/s]	$9,78 \cdot 10^{-3}$	$6,09 \cdot 10^{-3}$
Mejora [%]	-	37,6

Tabla 5.3 Variabilidad promedio diaria de potencia de la planta sin y con control de EN.

Se puede apreciar la disminución de la variabilidad de la potencia a salida de la planta cuando el control de efecto nube es implementado.

En la Figura 5.5 se presenta la desviación de frecuencia que se produce por la entrada de la planta FV.

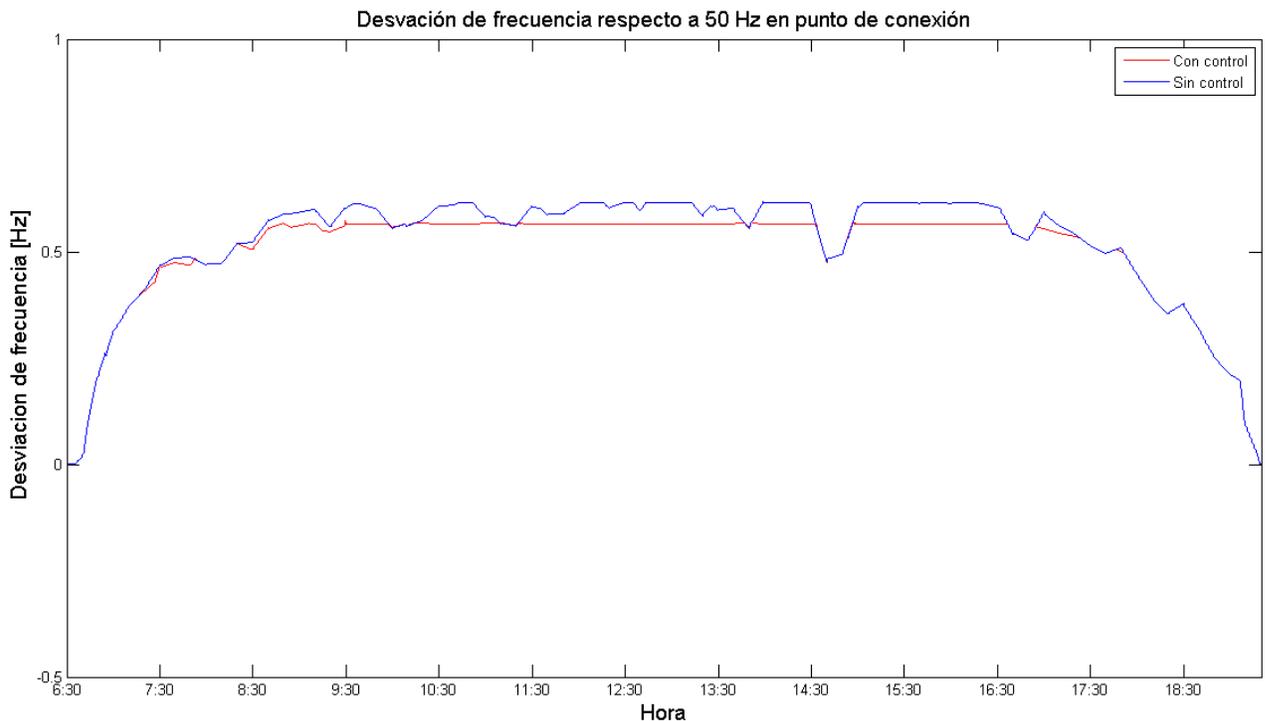


Figura 5.5 Desviación de frecuencia en el punto de conexión con y sin controlador EN implementado en escenario moderado.

Se puede apreciar que la variabilidad de la frecuencia está estrechamente relacionada con la variabilidad de la potencia a la salida de la planta FV. Para poder medir la variabilidad de la frecuencia con y sin controlador para el efecto nube es necesario utilizar el indicador descrito en la sección 4.6.2, el cual es análogo al utilizado para la potencia pero aplicado a la frecuencia. Los resultados de este indicador se presentan en la siguiente tabla.

	Sin control de EN	Con control de EN
$K_{f\text{ diario}}$ [Hz/s]	$4,8135 \cdot 10^{-5}$	$3,3093 \cdot 10^{-5}$
Mejora [%]	-	31,2

Tabla 5.4 Variabilidad promedio diaria de frecuencia de la planta sin y con control de EN en escenario moderado.

Es evidente una mejora en la variabilidad de la frecuencia luego de implementar el controlador, consecuencia de la disminución en la variabilidad de la potencia a la salida de la planta FV.

5.2.2. Escenario moderado a crítico

Aquí se presentan los resultados de la misma forma que para el escenario moderado, con la diferencia que ahora la planta se somete a un escenario de radiación con mayor nubosidad, aumentando su variabilidad e intensidad en las pendientes. La potencia de salida de la planta FV es ilustrada en la Figura 5.6, donde se distingue la operación con y sin controlador de efecto nube.

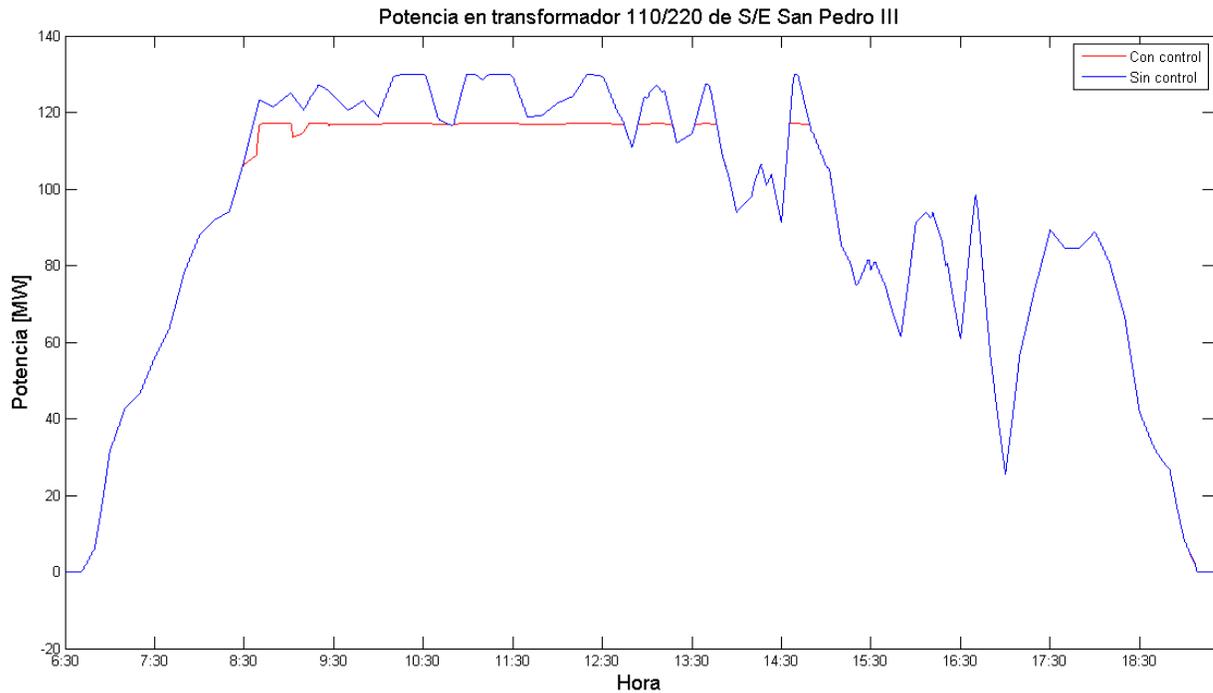


Figura 5.6 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con y sin control EN implementado en escenario moderado a crítico.

Se puede apreciar que en la tarde los niveles de radiación sobrepasan los límites de reserva y la central FV opera a potencia máxima. El nivel de *deload* es insuficiente para amortiguar en un 100% las caídas de la tarde, esto debido principalmente a que el controlador es ciego al nivel de potencia que debería estar generando y solo determina el nivel de reserva a ocupar a partir de las diferencias de potencia entre las centrales.

Los resultados obtenidos para este escenario consideran una mejora de un 22,5% en el $K_{p\text{diario}}$ cuando el controlador de efecto nube es implementado.

En la Figura 5.7 se presenta la desviación en frecuencia en el punto de conexión para las simulaciones con y sin control de efecto nube implementado en el escenario de radiación moderada a crítica.

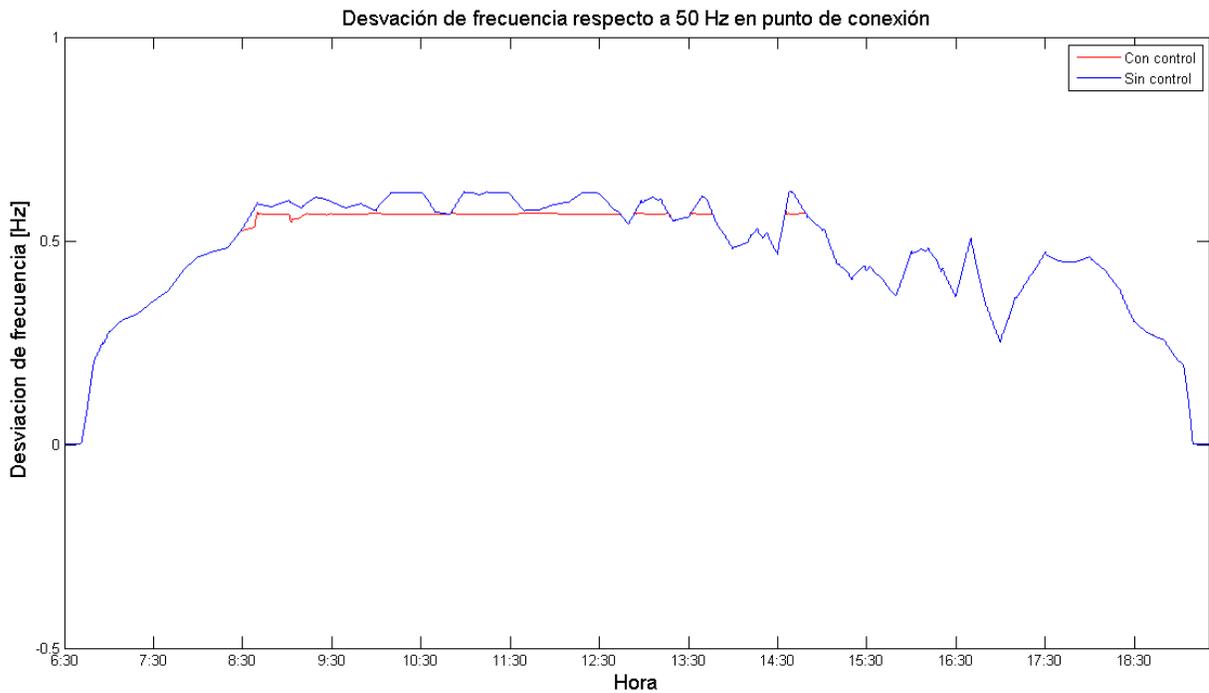


Figura 5.7 Desviación de frecuencia en el punto de conexión con y sin controlador EN implementado en escenario moderado a crítico.

La variabilidad promedio diaria de frecuencia ($K_{f_{diario}}$) para este escenario presenta una mejora de un 18,9% cuando el controlador de efecto nube es implementado.

Es posible apreciar que en este escenario, con una mayor variabilidad en radiación principalmente en el atardecer, la mejora que presenta la implementación del control de efecto nube en la variabilidad de potencia y frecuencia son inferiores. Lo anterior se debe al bajo nivel de radiación en algunas de las centrales durante la tarde, lo cual hace ocupar la totalidad de la reserva de la planta FV. A continuación se presenta el escenario de radiación crítica, escenario donde este fenómeno se acentúa por lo que además se analizan los efectos de distintos niveles de *deload* en la planta FV.

5.2.3. Escenario crítico

Este escenario es el que posee la radiación más crítica para las centrales que forman la planta FV San Pedro de Atacama. Este escenario se caracteriza por poseer bajos niveles de radiación en periodos más extensos que los escenarios anteriores. La potencia obtenida en la salida de la planta es presentada en la Figura 5.8, con y sin controlador implementado.

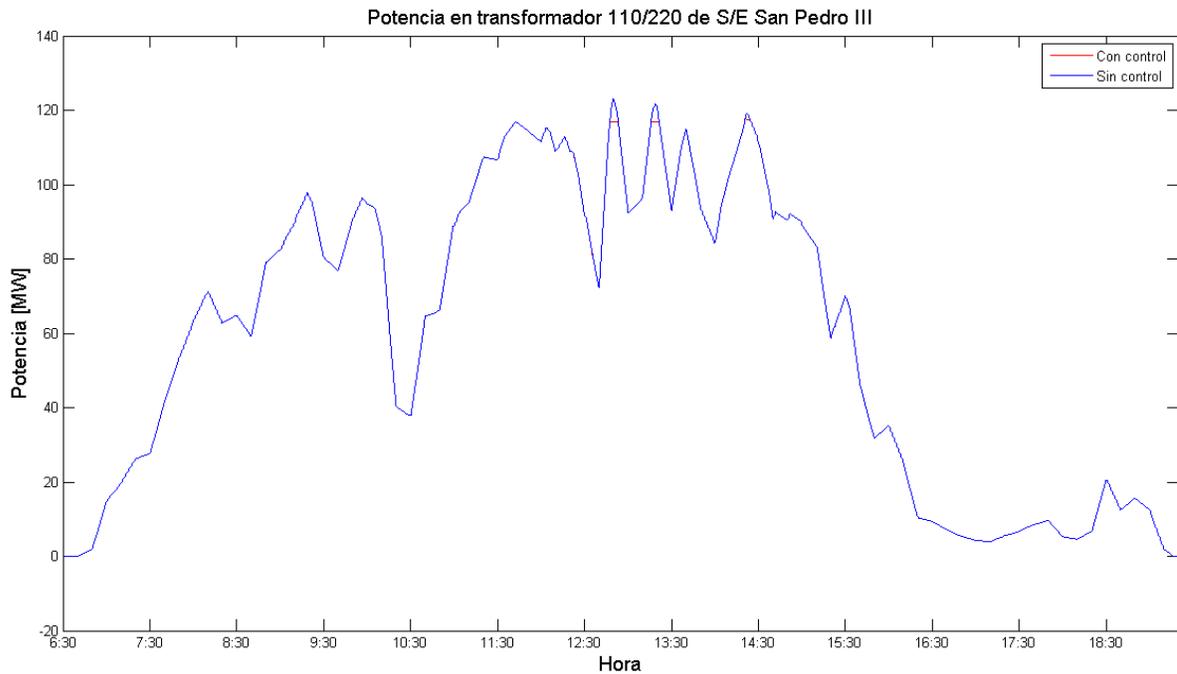


Figura 5.8 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con y sin control EN implementado en escenario crítico.

Se puede apreciar que la acción del controlador hace operar la planta en su potencia máxima en casi la totalidad del tiempo. La gran variabilidad de la radiación produce que siempre exista un déficit de potencia entre las diferentes centrales, si este déficit es mayor que el nivel de reserva, el controlador activa la generación a su máximo nivel. Lo anterior se traduce en que el nivel de reserva de la planta FV es insuficiente en todo momento para compensar las diferencias de potencia que existen entre las 4 centrales.

La variabilidad diaria de potencia ($K_{p_{diario}}$) presenta una mejora de un 4,9% al momento de implementar el control de efecto nube en la planta FV.

Los efectos del controlador en la frecuencia se presentan en la siguiente figura.

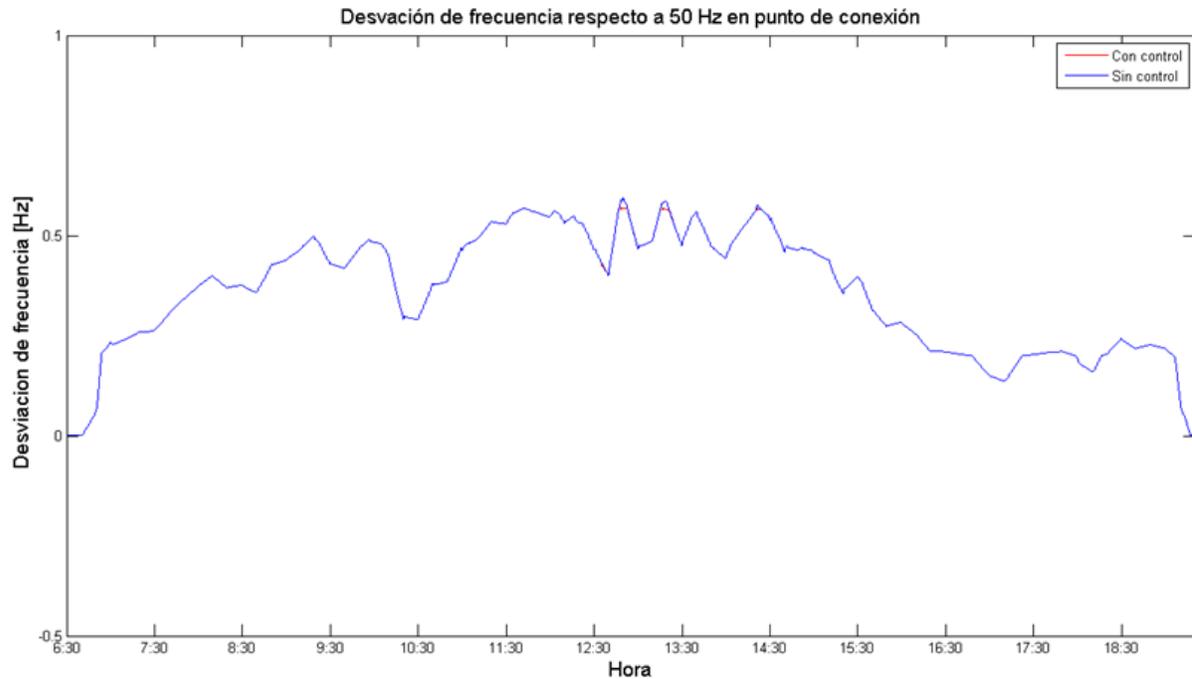


Figura 5.9 Desviación de frecuencia en el punto de conexión con y sin controlador EN implementado en escenario crítico.

Se puede apreciar que los efectos son similares a los vistos en la potencia. El indicador $K_{f \text{ diario}}$ presenta una mejora de un 3% cuando el control de efecto nube es implementado en la planta FV.

Se aprecia el bajo impacto que posee el control EN con 10% de *deload* en la respuesta de la planta FV bajo este escenario de radiación externo. Por lo anterior se analiza el efecto de distintos niveles de *deload* para este escenario en particular. Los niveles de *deload* simulados son 10, 20 y 30%. Los resultados son graficados en la Figura 5.10.

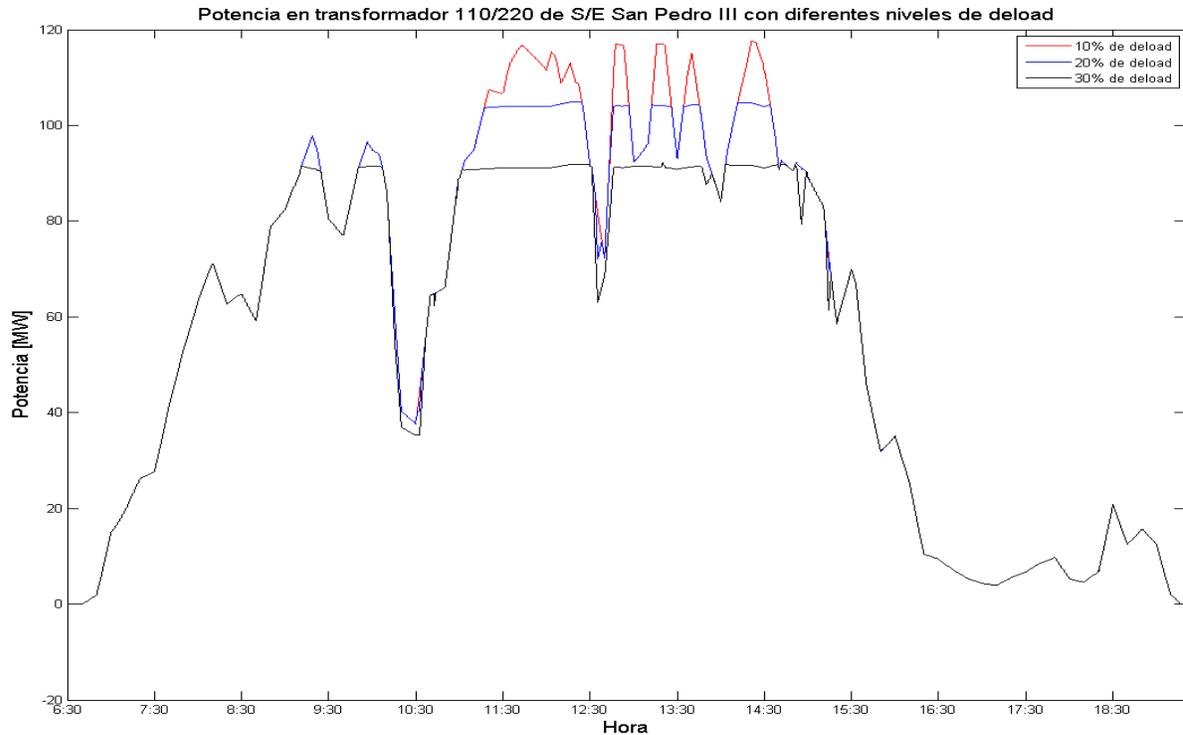


Figura 5.10 Potencia de salida de la planta FV San Pedro de Atacama con control EN a diferentes niveles de *deload* en escenario crítico.

Se aprecia que a medida que el nivel de *deload* aumenta, la potencia máxima de la planta se ve disminuida, limitando las variaciones de potencia superiores en el punto de conexión. La evaluación del indicador para cada uno de estos resultados se presenta en la Tabla 5.5.

	Sin control de EN	Con control de EN y 10% de <i>deload</i>	Con control de EN y 20% de <i>deload</i>	Con control de EN y 30% de <i>deload</i>
$K_{p_{diario}}$ [MW/s]	0,019266	0,018304	0,015183	0,01291
Mejora [%]	-	4,9	21,1	32,9

Tabla 5.5 Variabilidad promedio diaria de potencia de la planta con control EN a diferentes niveles de *deload* en escenario crítico.

El indicador mejora notablemente luego de aumentar el nivel de *deload*, lo cual indica que para días con alta nubosidad parece acertado aumentar el nivel de reserva para hacer frente a la alta variabilidad producto de las nubes. Los efectos en la frecuencia son presentados en la Figura 5.11.

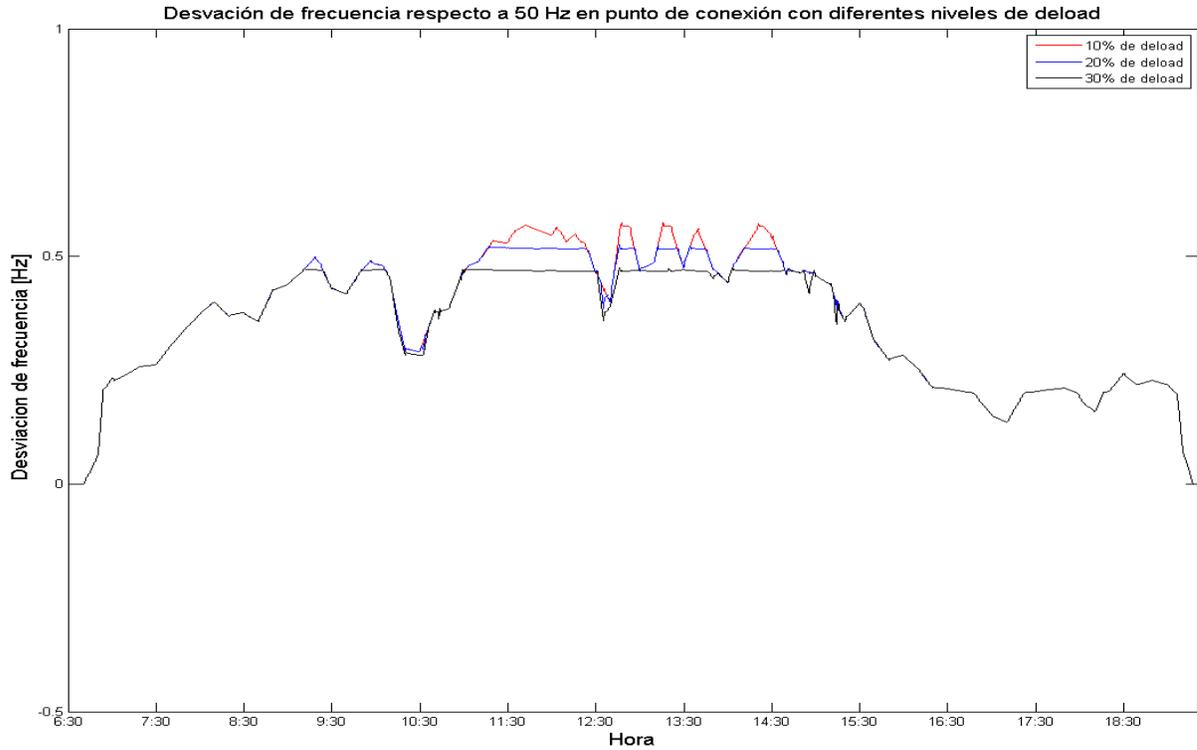


Figura 5.11 Desviación de frecuencia en el punto de conexión con control EN a diferentes niveles de *deload* en escenario crítico.

El efecto es similar al visto en la potencia, donde se eliminan las variaciones superiores producto del aumento de potencia. La evaluación del indicador de variabilidad de frecuencia es presentada en la Tabla 5.6.

	Sin control de EN	Con control de EN y 10% de <i>deload</i>	Con control de EN y 20% de <i>deload</i>	Con control de EN y 30% de <i>deload</i>
$K_{f_{diario}}$ [Hz/s]	$8,3056 \cdot 10^{-5}$	$8,0537 \cdot 10^{-5}$	$7,068 \cdot 10^{-5}$	$6,29 \cdot 10^{-5}$
Mejora [%]	-	4,9	14,9	24,2

Tabla 5.6 Variabilidad promedio diaria de frecuencia de la planta con control EN a diferentes niveles de *deload* en escenario crítico.

En la Tabla 5.7 se presentan la energía total diaria generada para cada nivel de *deload*. Con estos datos es posible analizar las pérdidas en que se incurre por utilizar los diferentes niveles de *deload* en un día con nubosidad crítica.

	Sin control de EN	Con control de EN y 10% de <i>deload</i>	Con control de EN y 20% de <i>deload</i>	Con control de EN y 30% de <i>deload</i>
E [MWh]	761,22	760,51	743,69	703,88
Porcentaje de pérdidas [%]	-	0,09	2,3	7,53

Tabla 5.7 Energía generada por la planta FV bajo diferentes niveles de *deload*.

Es posible ver en la tabla anterior que las pérdidas de energía para un 20% de *deload* no sobrepasan el 3%, sin embargo la variabilidad diaria de potencia se disminuye en un 21%. Lo anterior da cuenta de que un aumento en el nivel de *deload* para días con nubosidad elevada mejora considerablemente la calidad del suministro de la planta FV, sacrificando solo un pequeño porcentaje de la energía que se dispone para la generación. Sin embargo, a medida que el nivel de *deload* aumenta, las pérdidas de energía crecen a una tasa mayor, no así la disminución de variabilidad de potencia, lo cual se ve reflejado con un 30% de *deload*, donde las pérdidas ascienden a un 7,5% y la variabilidad de potencia solo disminuye en un 33%. El *trade-off* entre las pérdidas de energía y la disminución de la variabilidad de potencia parece conveniente hasta cierto nivel de *deload*, sin embargo es necesario realizar un análisis más acabado para determinar los verdaderos beneficios de utilizar niveles de *deload* variables y dependientes de la cantidad de nubosidad en un día.

5.2.4. Efecto del control de EN en regulación de frecuencia

En esta sección se somete a dos centrales convencionales a las variaciones de potencia de la planta FV con y sin control de EN implementado. Como se mencionó anteriormente se eliminan las pendientes de amanecer y atardecer con el fin de analizar solo las variaciones de potencia que se producen cuando la planta FV genera su máxima potencia. Lo anterior tiene como objetivo visualizar el impacto sobre el control de frecuencia de las centrales convencionales que se estudian.

Las centrales convencionales que aquí se estudian son dos, una central de ciclo combinado y una central a carbón. La primera es la unidad U16, la cual ha sido utilizada en los casos de estudio anteriores. La segunda corresponde a la unidad Angamos1. Los modelos utilizados de estas centrales son los brindados por el CDEC-SING.

Se considera que el control de EN no forma parte del control de frecuencia del sistema pues no responde a variaciones de frecuencia del sistema. El nivel de reserva que utiliza el control de EN para mitigar las variaciones de potencia podría ser considerado como “reserva” perteneciente al control de frecuencia del sistema, provocando que el nivel de reserva de las demás centrales disminuya, sin embargo esto no se considera válido debido a que el control de EN no responde frente a variaciones de frecuencia del sistema, por lo tanto no debe ser considerado como una “reserva” que puede ser utilizada frente a desbalances entre carga y generación. Lo anterior influye a la hora de definir los niveles de reserva de las máquinas convencionales en la operación con y sin

control de EN, dado que los niveles de reserva son determinados a nivel sistema. Por lo tanto, al no considerar la reserva de la planta FV como una “reserva” perteneciente a la regulación de frecuencia del sistema, se opta por mantener el mismo nivel de reserva de las máquinas convencionales en ambas simulaciones (con y sin controlador de EN).

El objetivo de este estudio es contrastar las respuestas del control de frecuencia de los generadores convencionales con y sin control de EN implementado en la planta FV. Por este motivo no se ahonda en la determinación de la potencia de despacho de los generadores convencionales, realizándose de manera arbitraria. Asignada la potencia despachada de cada generador se desprende un nivel de reserva posible para cada generador.

Dado el nivel de reserva que poseen las centrales convencionales se determina la potencia nominal de la planta FV en estudio, con el fin de que para la máxima variación de potencia producida por efecto nube se genere una desviación de frecuencia que obligue a la central convencional a ocupar toda su reserva.

Central convencional U16

La central U16 posee una potencia máxima de 400 MW operando como ciclo combinado, con una tasa de toma y bajada de carga de 11,5 MW/min. Se despacha a 300 MW con el fin de que tenga 100 MW de reserva. La potencia nominal de la planta FV es de 120 MW.

Los resultados se presentan en las Figura 5.12 y Figura 5.13, el primero corresponde a la frecuencia en el punto de conexión (PCC) y el segundo gráfico corresponde a la potencia de la central U16. Ambos gráficos consideran la operación con y sin control de EN en la planta FV.

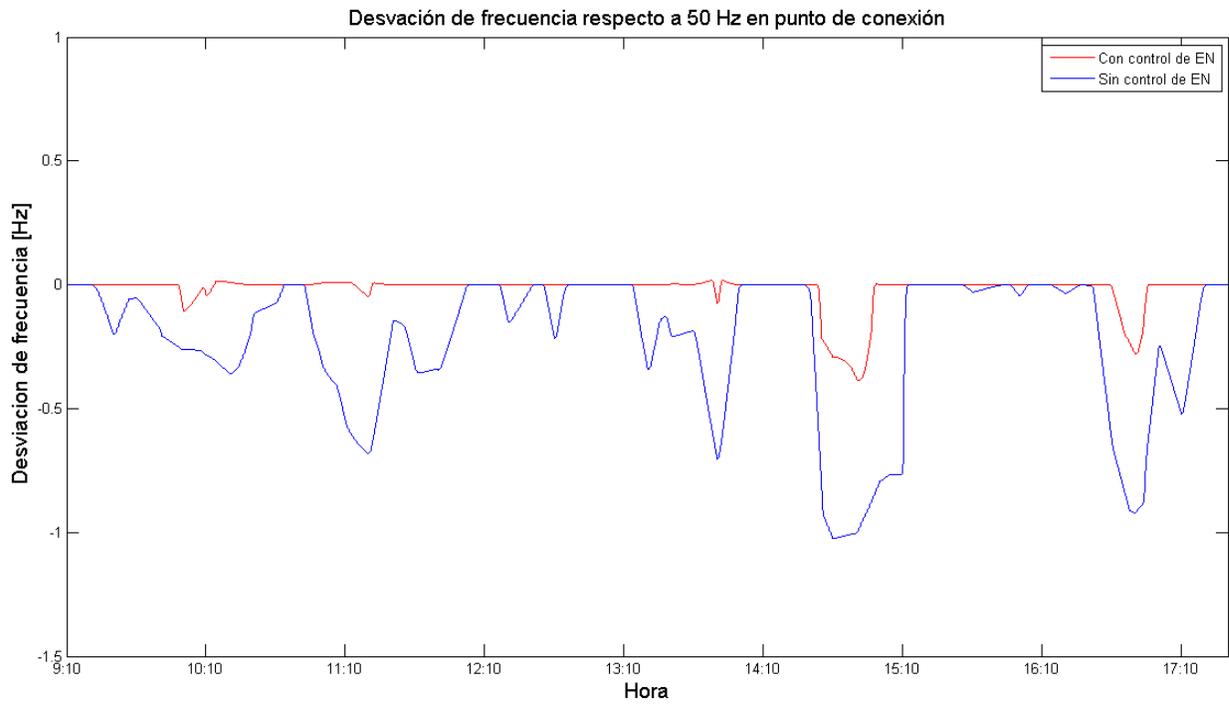


Figura 5.12 Desviación de frecuencia en PCC para central U16 con y sin control de EN implementado.

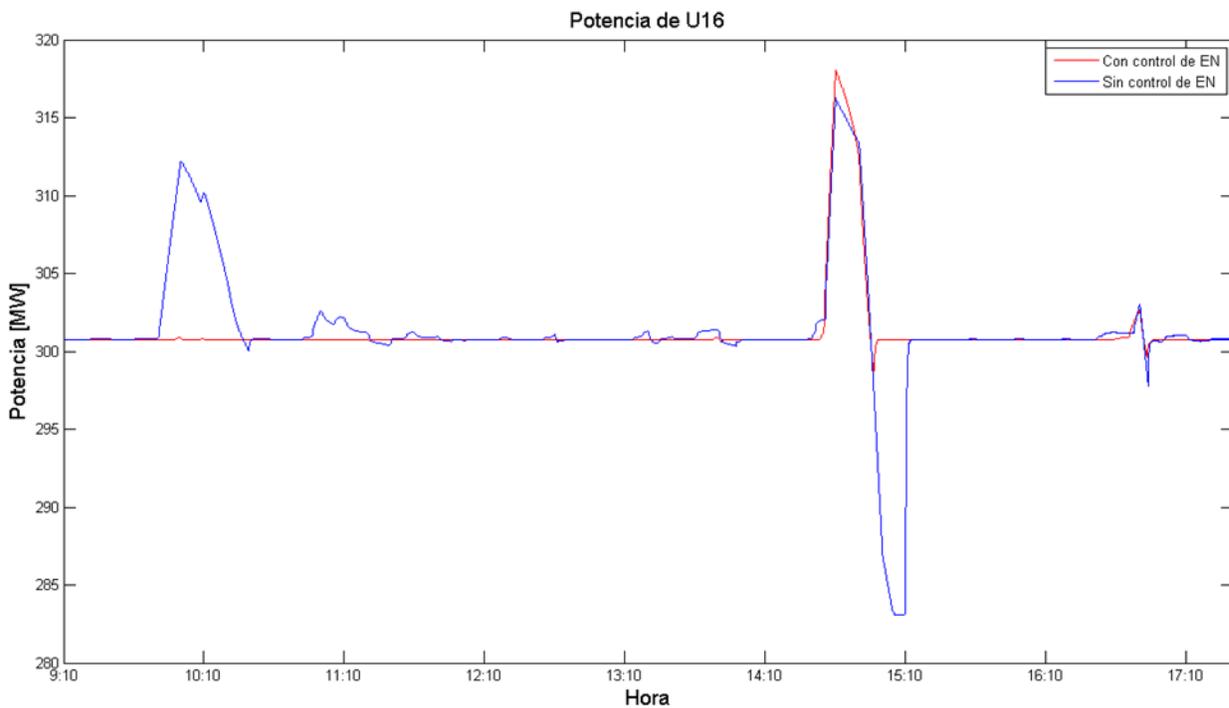


Figura 5.13 Potencia de central U16 con y sin control de EN implementado.

En la Figura 5.12 es posible apreciar el efecto en la frecuencia que posee la implementación del control de EN, disminuyendo en gran medida las variaciones de frecuencia en el PCC. El efecto que produce el control de EN en la variabilidad de la frecuencia en la central U16 es evidente (Figura 5.13).

Sin controlador de EN la central U16 no es capaz de participar de manera continua en la regulación de frecuencia, agotando su reserva en la participación cercana a las 10:10 am. Durante las 11:00 am y las 14:20 pm la central U16 es incapaz de entregar más potencia a pesar de que la frecuencia baja por debajo del umbral de acción del regulador de velocidad de máquina (0,2 Hz aproximadamente). Cercano a las 15:00 pm la central colapsa frente a la exigencia de regular la frecuencia, siendo incapaz de mantener ese nivel de potencia cayendo a valores inferiores a la potencia de despacho, empeorando incluso la variación de frecuencia.

Con controlador de EN implementado la central convencional no se ve expuesta a regular su velocidad continuamente, por lo que su aporte en potencia a las 15:00 no alcanza a colapsar a la central, logrando mantener la operación de manera estable.

Se puede apreciar que la central U16 nunca alcanza su potencia máxima, debido a que manifiesta otros problemas operacionales antes de alcanzar este valor.

Central convencional Angamos1

La central Angamos1 posee una potencia máxima de 272,4 MW y se despacha a 200 MW. El nivel de reserva alcanzado es de 72 MW aproximadamente. La planta FV con una potencia nominal de 120 MW no logra provocar una desviación de frecuencia tal que Angamos1 ocupe toda su reserva. El nivel de potencia que debe poseer la planta FV para sobrepasar los límites de regulación de la central Angamos1 con este despacho y nivel de reserva es de 360 MW, lo que equivale a 3 veces la potencia nominal de la planta FV San Pedro de Atacama.

Los resultados se presentan de la misma forma que para la central U16. La Figura 5.14 presenta la desviación en frecuencia con respecto a 50 Hz en el punto de conexión. La Figura 5.15 presenta la potencia a la salida de la planta Angamos1. Ambos gráficos presentan la operación con y sin control de EN implementado.

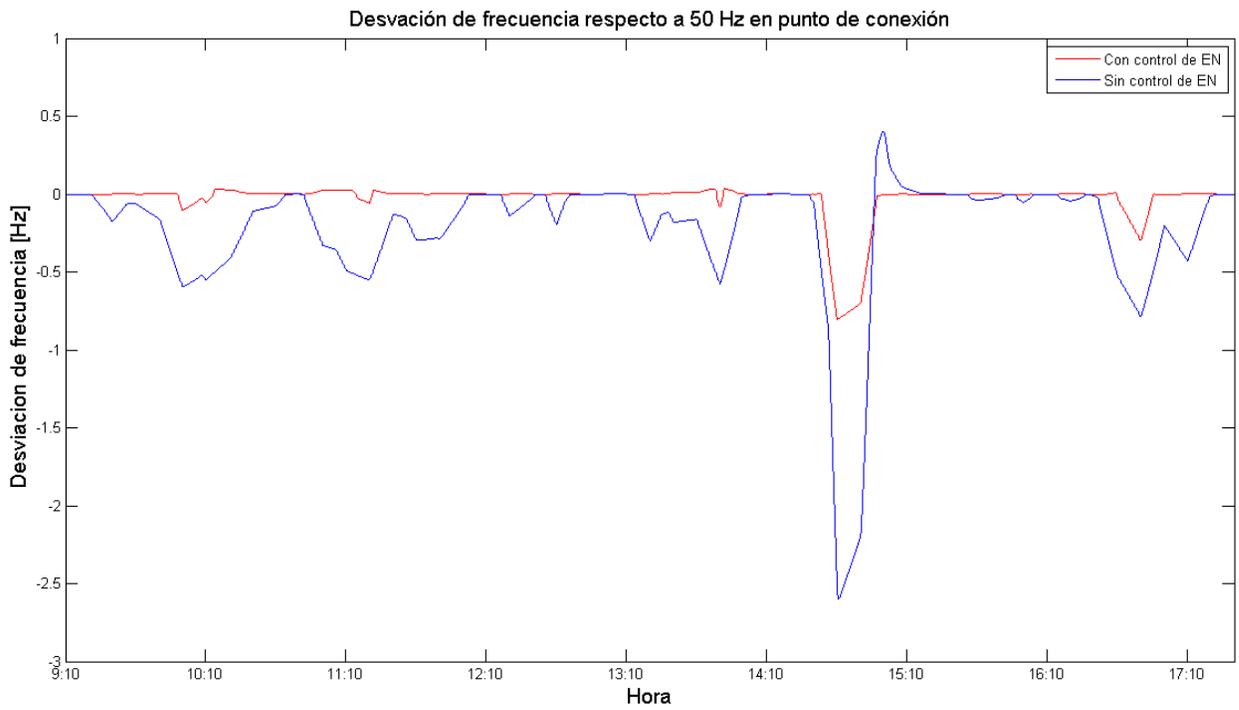


Figura 5.14 Desviación de frecuencia en PCC para central Angamos1 con y sin control de EN implementado.

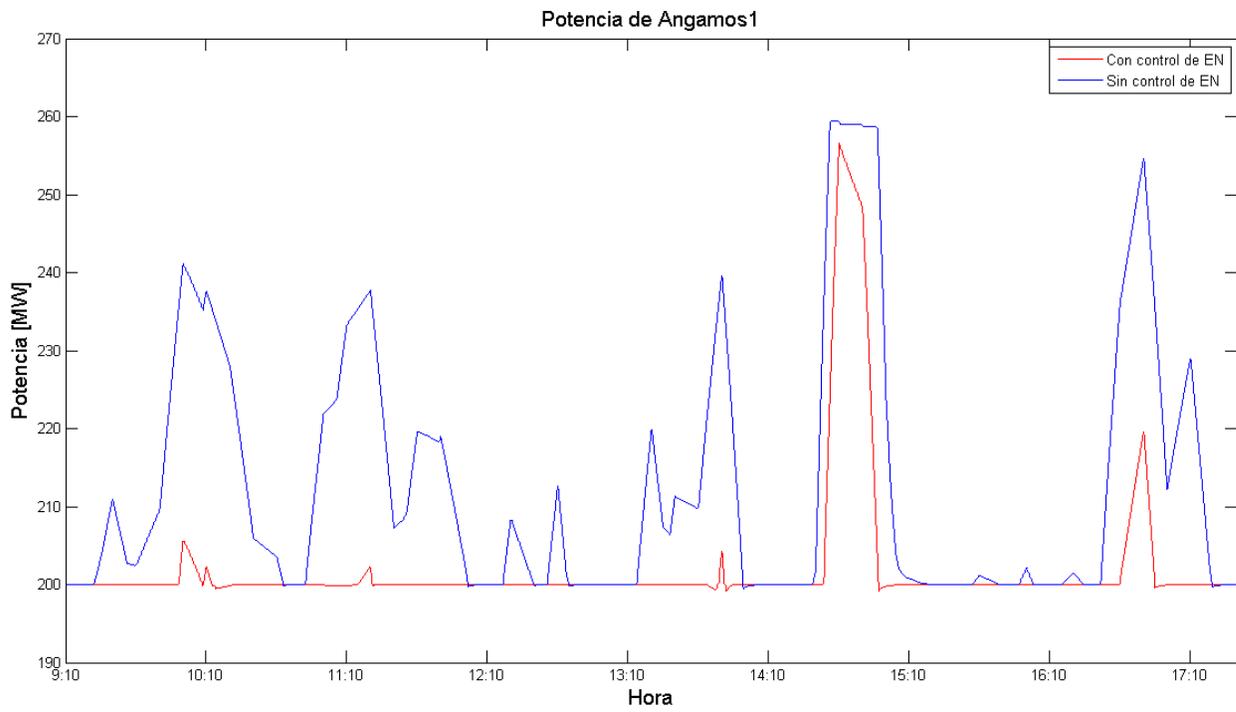


Figura 5.15 Potencia de central Angamos1 con y sin control de EN implementado.

Sin control de EN implementado es posible apreciar como Angamos1 alcanza su potencia máxima frente a la variación de frecuencia cercana a las 14:30. El control de frecuencia que posee la central Angamos1 logra mantener la frecuencia dentro de límites aceptables mientras no alcance su límite de potencia máxima, alcanzado este la frecuencia cae libremente hasta casi 47 Hz.

Luego de implementar el control de EN las mejoras son evidentes. La central Angamos1 no alcanza a llegar a su límite de potencia máxima, por lo que la frecuencia nunca cae bajo los 49 Hz y ejerce un control casi nula el resto del tiempo, debido a que el control de EN disminuye eficazmente las variaciones de frecuencia.

Capítulo 6 Conclusiones

Este trabajo analiza diferentes problemas asociados a la variación del recurso solar en plantas FV de gran escala. Las variaciones de la radiación se pueden clasificar en variaciones predecibles y variaciones aleatorias. Las primeras corresponden a variaciones en la radiación que son propias del movimiento de la tierra alrededor del sol (estaciones del año) y en si misma (día y noche) por lo que presentan un cierto grado de certidumbre. Las segundas corresponden a variaciones en la radiación que son producidas por fenómenos atmosféricos como nubes o sombras en general, por lo que su carácter es mayoritariamente aleatorio.

El problema de las variaciones en la radiación en plantas FV que aquí se estudian son dos: sobrepasar las tasas de bajada y toma de carga del sistema para variaciones de generación FV debido a amaneceres y atardeceres, y el problema de la variabilidad en la potencia de salida de una planta FV debido a variaciones aleatorias de la radiación solar. Para ambos problemas se desarrollan controladores que basándose en la operación *deload* de la planta FV buscan mitigar los efectos que la variabilidad del recurso solar podría provocar en el sistema.

El primer controlador propuesto, llamado control de amanecer y atardecer (control A/A), busca limitar las pendientes de potencia activa de la planta FV con el fin de no poner en riesgo el balance entre generación y carga del sistema. Este controlador ajusta el nivel de *deload* continuamente para limitar la pendiente de potencia a un nivel máximo, para luego retornar al valor de *deload* inicial.

El segundo controlador propuesto o control de efecto nube (control de EN) busca disminuir la variabilidad en la potencia de salida de la planta FV mediante el respaldo mutuo entre las diferentes subcentrales que conforman la planta FV. La reserva de potencia que hace posible este control es brindado por la operación *deload*. Esta reserva es entregada cuando exista una variación de potencia producida por efecto nube.

Los resultados indican que el control de A/A responde de manera adecuada a las necesidades para las que fue diseñado, pero depende fuertemente de los límites operacionales que poseen los convertidores. El control de amanecer depende directamente del nivel de tensión DC mínimo de operación que posea el convertidor siendo este valor la principal limitante del rango de operación del controlador. Mientras menor sea la tensión DC mínima, mayor será la capacidad de limitar la pendiente de potencia. Para el control de atardecer la principal limitante es el nivel de reserva que se defina, es decir, el nivel de *deload* predefinido por el operador de la planta FV. Mientras mayor sea el nivel de reserva, más amplio será el rango de operación del controlador, pudiendo reducir pendientes de atardecer mayores y por un mayor tiempo.

El controlador de EN entrega buenos resultados para días de nubosidad moderada y moderada a crítica donde logra disminuir la variabilidad de la potencia y la frecuencia entre un 20 y 40% aproximadamente. Los escenarios de nubosidad anteriores

representan la situación la mayor parte del año, por lo que la implementación de una estrategia de control como la propuesta mejora sustancialmente la variabilidad de la potencia en planta FV durante la mayor parte del año. El escenario crítico sobrepasa las capacidades del controlador mejorando en menor medida la variabilidad de la planta (un 5%). Un escenario crítico de radiación es poco habitual durante los demás meses del año, siendo el mes de febrero el mes que concentra casi la mayoría de estos casos.

Destinar un nivel de reserva mayor para los días con alta nubosidad logra disminuir la variabilidad, sin embargo al aumentar en nivel de *deload* se aumentan las pérdidas de energía. Un nivel de *deload* de un 20% logra disminuir la variabilidad en un 21% con solo aumentar las pérdidas de energía en un 3%. Implementar un nivel de reserva que varíe durante el día, aumentando su valor para las horas con alta nubosidad, disminuiría en mayor medida la variabilidad de potencia, sin incurrir en pérdidas demasiado elevadas.

La operación *deloaded* en la que se basan ambos controladores propuestos resulta ser una alternativa económicamente inferior a la generación a potencia máxima (sin control *deload* y por ende sin control de A/A y EN), debido a que existen pérdidas de energía producto de la operación *deloaded*. La implementación de esquemas de control que utilicen la operación *deload* como medio de resguardo (reserva de potencia) deben recibir un incentivo monetario por ayudar a aumentar la seguridad del sistema. De otra forma las plantas FV no verán a este tipo de controladores como una oportunidad de inversión.

Los beneficios a nivel sistémico que generan estas estrategias de control son facilitar la operación de estas centrales. La entrada coordinada de plantas FV bajo el esquema de control de A/A disminuye el riesgo de desbalances entre generación y demanda, lo que en caso contrario podría no permitir la entrada de algunas plantas FV debido al riesgo que generan los grandes gradientes de generación en mañanas y tardes, produciendo entonces una ineficiencia en la operación del sistema.

Finalmente cabe destacar la importancia que deben tener los algoritmos de MPPT y estrategias mitigadoras de *partial shading* en el desarrollo de estos controladores. Un MPPT veloz y preciso es determinante al momento de implementar los controles propuestos en este trabajo. Llevar un continuo seguimiento del MPP es determinante para la implementación de un control *deload*, sin el cual no se garantiza una operación correcta del control de A/A y EN. Estrategias mitigadoras de *partial shading* como son la modularidad de los arreglos FV, tienden a mejorar el desempeño de estos controladores, ya que mientras mayor sea la cantidad de convertidores mayor es la posibilidad de tener convertidores sin efecto nube, lo cual permite un cálculo adecuado del déficit de potencia por efecto nube.

Capítulo 7 Bibliografía

- [1] P. Balaya, L. Cabeza, T. Hollands, M. Kondo, C. Konseibo, V. Meleshko, W. Stein, Y. Tamaura, H. Xu, R. Zilles, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, and G. Hansen, “Direct Solar Energy,” pp. 333–400.
- [2] *A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology*. 2007.
- [3] R. Iea-pvps, “TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011,” 2012.
- [4] “Servicio de Evaluación Ambiental SEA.” [Online]. Available: <http://www.sea.gob.cl/>. [Accessed: 07-Jun-2013].
- [5] M. a. Eltawil and Z. Zhao, “Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 1, pp. 112–129, Jan. 2010.
- [6] H. Asano, K. Yajima, and Y. Kaya, “Influence of photovoltaic power generation on required capacity for load frequency control,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, no. 1, pp. 188–193, Mar. 1996.
- [7] A. Castillo, “Respuesta inercial de sistema de potencia con grandes inyecciones de generación fotovoltaica,” Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Física y Matemáticas, 2013.
- [8] O. P. Lamigueiro, “Energía Solar Fotovoltaica,” 2012.
- [9] B. Yerli, M. K. Kaymak, E. İzgi, A. Öztöpal, and A. D. Şahin, “Effect of Derating Factors on Photovoltaics under Climatic Conditions of Istanbul,” pp. 1400–1404, 2010.
- [10] F. Schimpf and L. E. Norum, “Grid connected Converters for Photovoltaic , State of the Art , Ideas for Improvement of Transformerless Inverters,” 2008.
- [11] M. Calais, J. Myrzik, T. Spoone, and V. G. Agelidis, “Inverters for Single-phase Grid Connected Photovoltaic Systems - An Overview,” vol. 2, pp. 1995–2000, 2002.
- [12] R. Carbone, “Grid-connected photovoltaic systems with energy storage,” *2009 International Conference on Clean Electrical Power*, pp. 760–767, Jun. 2009.
- [13] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, F. Blaabjerg, A. T. Past, and C. Inverters, “Power Inverter Topologies for Photovoltaic Modules – A Review,” vol. 063, no. 91, pp. 782–788, 2002.

- [14] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, S. Member, and F. Blaabjerg, "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules," vol. 41, no. 5, pp. 1292–1306, 2005.
- [15] J. Schönberger, "A Single Phase Multi-String PV Inverter with Minimal Bus Capacitance," vol. 1, no. c, 2009.
- [16] M. A. G. De Brito, L. P. Sampaio, L. G. Jr, G. A. Melo, and C. A. Canesin, "Comparative Analysis of MPPT Techniques for PV Applications," pp. 99–104, 2011.
- [17] A. Sayal, "MPPT Techniques for Photovoltaic System under Uniform Insolation and Partial Shading Conditions," no. 2, 2012.
- [18] S. S. W. Walker, N. K. Sooriyaarachchi, N. D. B. L. Student, P. A. G. S. A. Student, and S. G. A. Member, "Comparative Analysis of Speed of Convergence of MPPT Techniques," pp. 522–526, 2011.
- [19] M. Aureliano, G. De Brito, L. Galotto, L. P. Sampaio, G. De Azevedo, C. A. Canesin, and S. Member, "Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications," vol. 60, no. 3, pp. 1156–1167, 2013.
- [20] Q. Zhang, X. Sun, Y. Zhong, and M. Matsui, "A Novel Topology for Solving the Partial Shading Problem in Photovoltaic Power Generation System," vol. 2, pp. 2130–2135.
- [21] G. Carannante, C. Fraddanno, M. Pagano, L. Piegari, and A. Photovoltaic, "Experimental Performance of MPPT Algorithm for Photovoltaic Sources Subject to Inhomogeneous Insolation," vol. 56, no. 11, pp. 4374–4380, 2009.
- [22] H. Ziar and I. Member, "Experimental study of passing symmetric and unsymmetrical shadows over different configurations of PV array," vol. 1, pp. 482–486, 2013.
- [23] E. Molenbroek, D. W. Waddington, and K. A. Emery, "Spot susceptibility and testing of pv modules," pp. 547–552, 1991.
- [24] S. Vemuru, "Modeling Impact of Bypass Diodes on Photovoltaic Cell Performance Under Partial Shading," vol. 1, no. 4, pp. 1–5, 2012.
- [25] S. Park, "C-language based PV array simulation technique considering effects of partial shading," in *2009 IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2009, no. 1, pp. 1–6.

- [26] A. Bidram, S. Member, A. Davoudi, R. S. Balog, and S. Member, "Control and Circuit Techniques to Mitigate Partial Shading Effects in Photovoltaic Arrays," vol. 2, no. 4, pp. 532–546, 2012.
- [27] Y.-J. Wang and P.-C. Hsu, "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells," *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3069–3078, May 2011.
- [28] D. Nguyen, S. Member, and B. Lehman, "An Adaptive Solar Photovoltaic Array Using Model-Based Reconfiguration Algorithm," vol. 55, no. 7, pp. 2644–2654, 2008.
- [29] M. M. A. Salama, "Optimal Photovoltaic Array Reconfiguration to Reduce Partial Shading Losses," vol. 4, no. 1, pp. 145–153, 2013.
- [30] B. I. Rani, G. S. Ilango, and C. Nagamani, "Enhanced Power Generation From PV Array Under Partial Shading Conditions by Shade Dispersion Using Su Do Ku Configuration," pp. 1–8, 2013.
- [31] S. El Itani and G. Joos, "Comparison of inertial response implementations in DFIG-based wind turbines," in *2011 24th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering(CCECE)*, 2011, pp. 000900–000903.
- [32] M. Kayikci and J. V. Milanovic, "Dynamic Contribution of DFIG-Based Wind Plants to System Frequency Disturbances," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 859–867, May 2009.
- [33] L. Meegahapola and D. Flynn, "Impact on transient and frequency stability for a power system at very high wind penetration," in *IEEE PES General Meeting, 2010*, pp. 1–8.
- [34] P. P. Zarina, S. Mishra, and P. C. Sekhar, "Deriving inertial response from a non-inertial PV system for frequency regulation," *2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, pp. 1–5, Dec. 2012.
- [35] S. M. Chalmers, M. M. Hitt, J. T. Underhill, P. Anderson, P. Vogt, and R. Ingersoll, "The Effect of Photovoltaic Power Generation on Utility Operation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 3, pp. 524–530, Mar. 1985.
- [36] W. T. Jewell and T. D. Unruh, "Limits on cloud-induced fluctuation in photovoltaic generation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 5, no. 1, pp. 8–14, Mar. 1990.
- [37] A. Mills and R. Wisler, "Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power," no. September, 2010.

- [38] M. Nijhuis, S. Member, I. B. G. Rawn, and M. Gibescu, "Classification technique to quantify the significance of partly cloudy conditions for reserve requirements due to photovoltaic plants," pp. 1–7, 2011.
- [39] E. Lorenzo and J. M. L. Marroyo, "El fotovoltaico y la calidad del servicio eléctrico : el asunto de las fluctuaciones de potencia," no. Xvii, pp. 1–17, 2010.
- [40] A. Mills, M. Ahlstrom, M. Brower, A. Ellis, R. George, T. Hoff, B. Kroposki, C. Lenox, N. Miller, J. Stein, and Y. Wan, "Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System," 2009.
- [41] "Mediciones de radiación del ministerio de energía en el norte de Chile." [Online]. Available: http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/renovables_noconvencionales/Tipos_Energia/energia_solar.html. [Accessed: 14-May-2013].
- [42] Departamento de Geofísica Universidad de Chile, "Explorador Solar." [Online]. Available: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>. [Accessed: 14-May-2013].
- [43] "Tipos de radiación sobre una superficie." [Online]. Available: <http://energiasinnovadoras.blogspot.com/p/energia-fotovoltaica.html>. [Accessed: 15-May-2013].
- [44] C. M. Soto, "Efectos de requerimientos para centrales fotovoltaicas en la estabilidad de tensión del Sistema Interconectado del Norte Grande," 2013.

Anexos

Anexo A: Análisis de escenarios de radiación

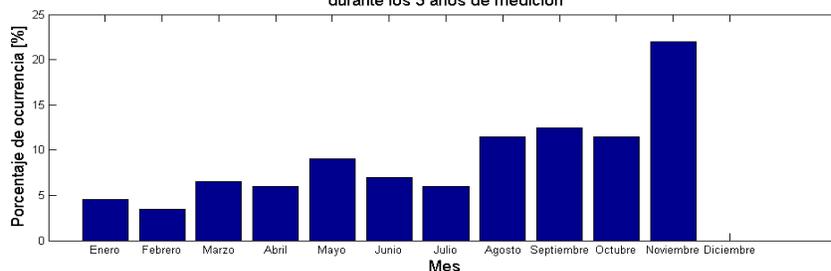
Datos toma y bajada de carga de centrales a carbón.

tecnología	central	nombre	pot max	**	tasa toma de carga			tasa de bajada de carga			TC	BC
				pot min	max	min	promedio	max	min	promedio		
Carbón	ANG1	ANG1	272,357	150	2	2	2	5	5	5	20	50
Carbón	ANG2	ANG2	272,596	150	2,35	2,35	2,35	5	5	5	23,5	50
Carbón	CTA	CTA	168,8	100	1	1	1	1	1	1	10	10
Carbón	CTH	CTH	170,1	100	1	1	1	1	1	1	10	10
Carbón	CTM1	CTM1	165,9	90	3	3	3	3	3	3	30	30
Carbón	CTM2	CTM2	175	90	3	3	3	3	3	3	30	30
Carbón	CTTAR	CTTAR	158	100	0,75	0,75	0,75	3	3	3	7,5	30
Carbón	NTO1	NTO1	136,3	65	3	3	3	3	3	3	30	30
Carbón	NTO2	NTO2	141,04	65	3	3	3	3	3	3	30	30
Carbón	U12	U12	85,3	50	4	4	4	4	4	4	35,3	35,3
Carbón	U13	U13	85,5	50	4	4	4	4	4	4	35,5	35,5
Carbón	U14	U14	136,4	75	5	5	5	5	5	5	50	50
Carbón	U15	U15	132,4	75	5	2	3	5	2	3	30	30
Total=											341,8	420,8

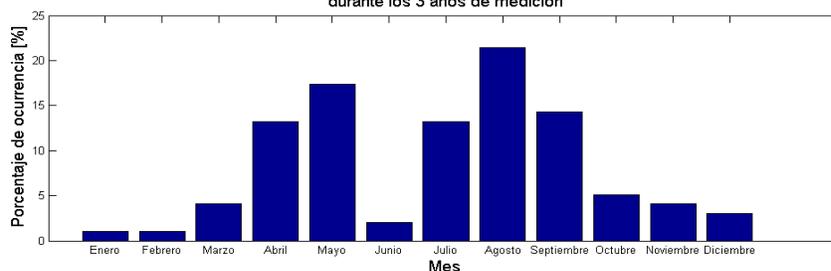
Anexo A 1 Tabla de datos de toma y bajada de carga de centrales carboneras.

Gráficos de distribuciones mensuales para selección de escenarios de radiación.

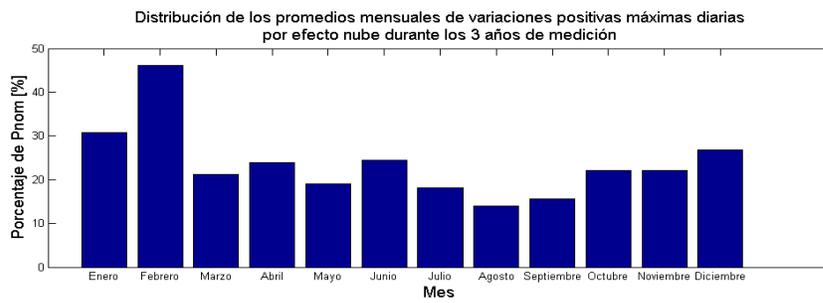
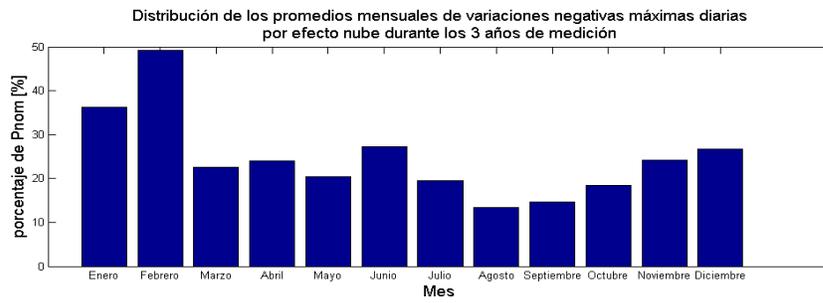
Distribución mensual de pendientes máximas diarias mayores a tasa de bajada de carga en amaneceres despejados durante los 3 años de medición



Distribución mensual de pendientes máximas diarias mayores a tasa de toma de carga en atardeceres despejados durante los 3 años de medición



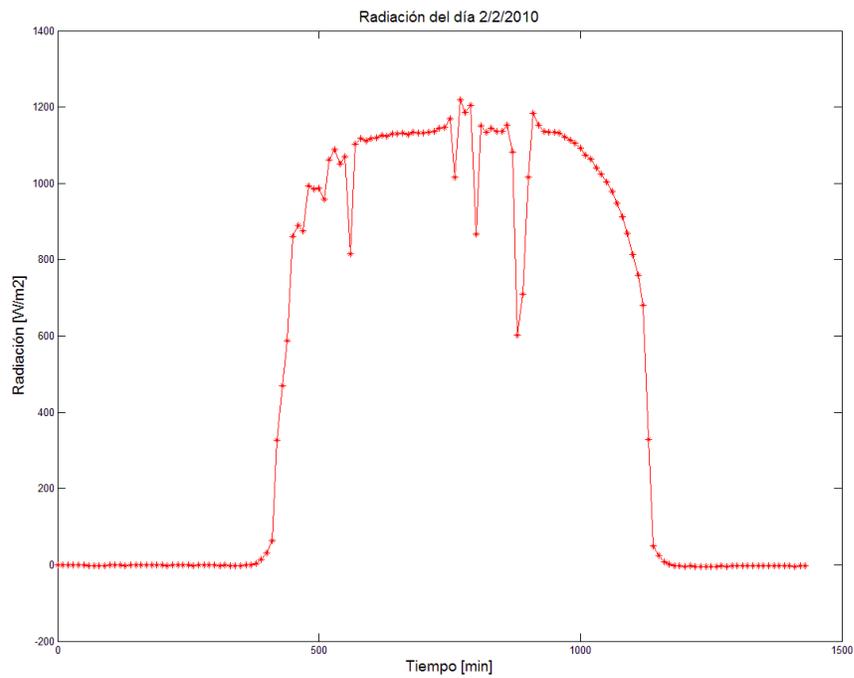
Anexo A 2 Distribución mensual del porcentaje de ocurrencia de vulnerar las tasas de bajada y toma de carga.

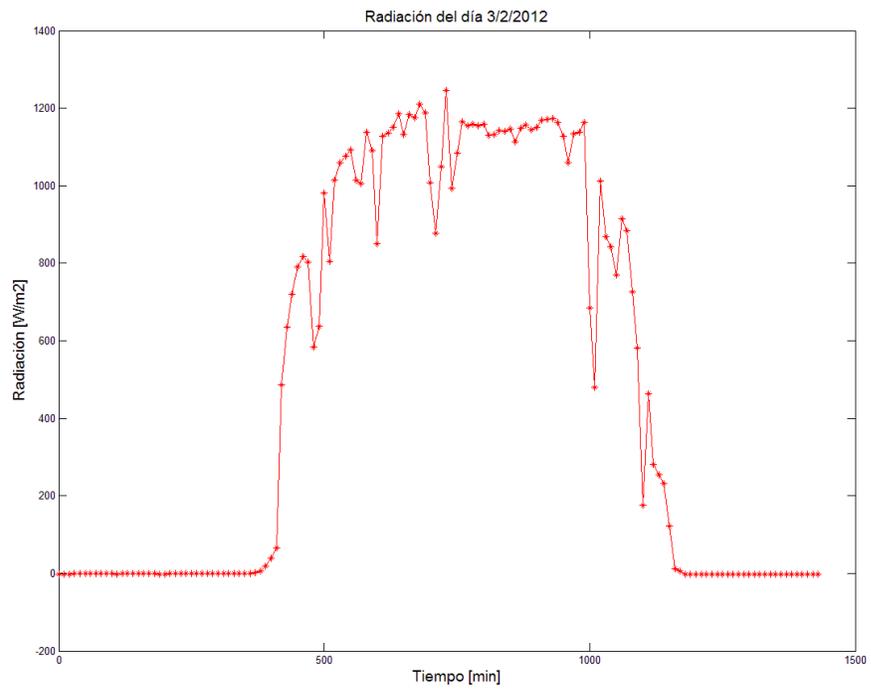
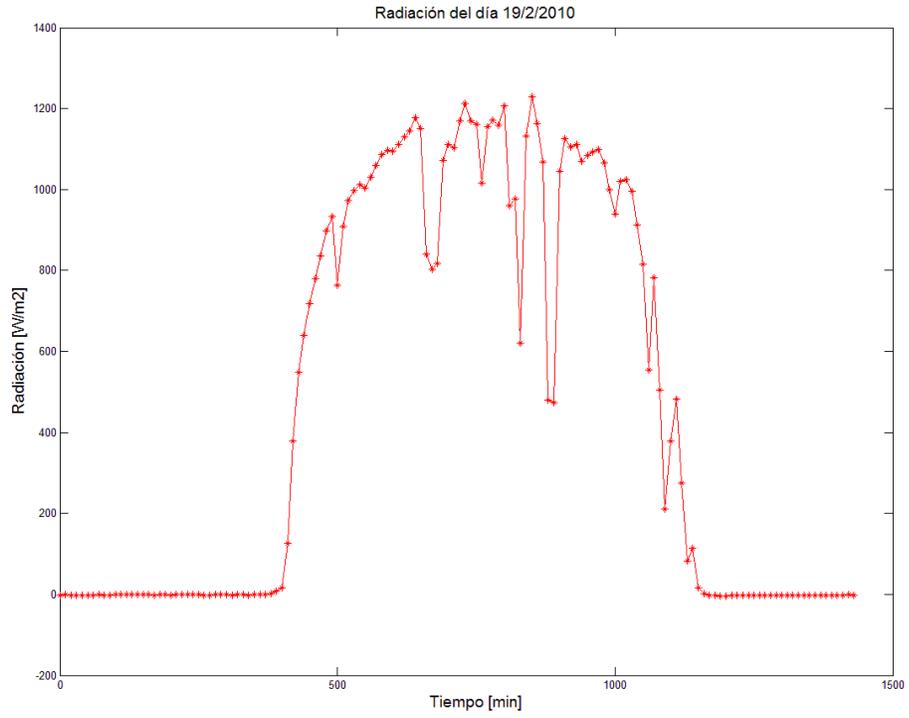


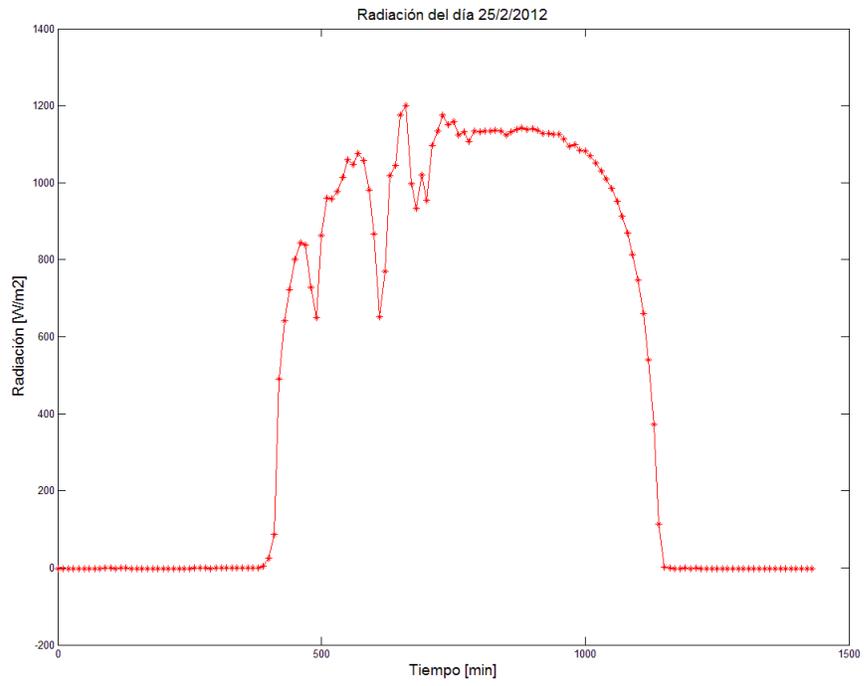
Anexo A 3 Promedios mensuales de variaciones de P_{nom} máximas diarias tanto negativas como positivas por efecto nube.

Escenario de radiación

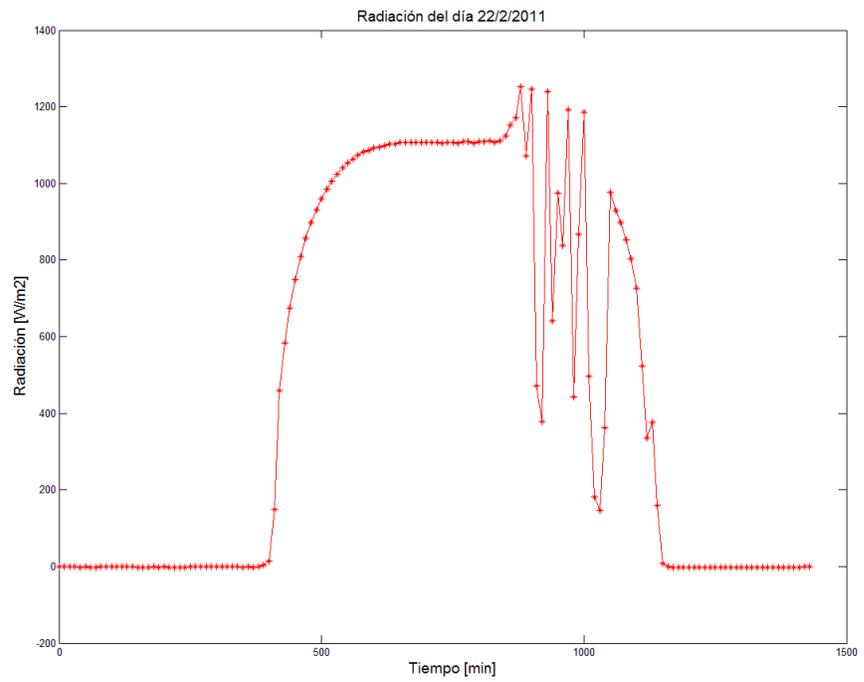
- Moderado

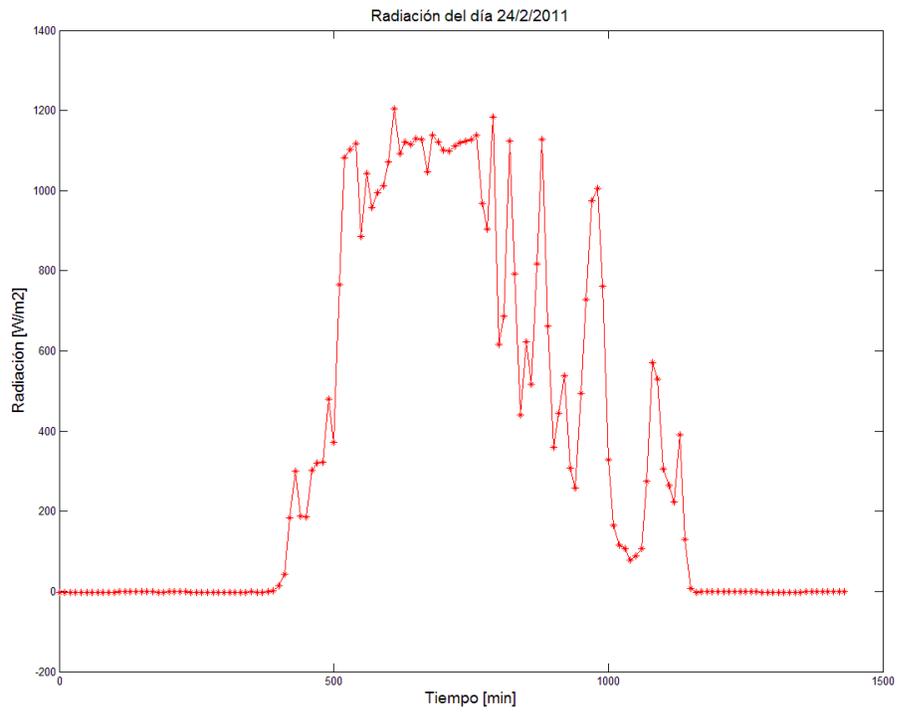
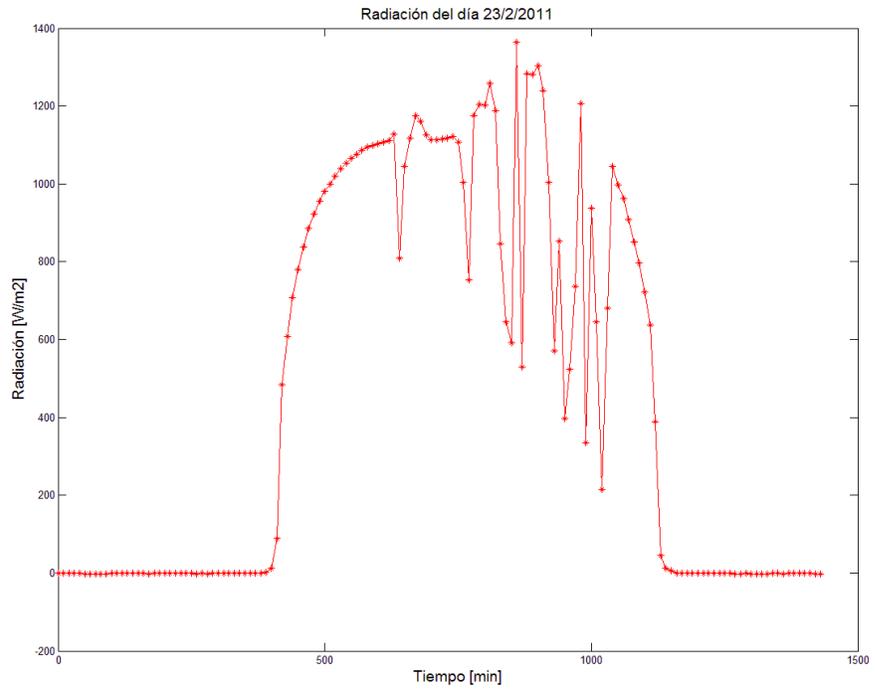


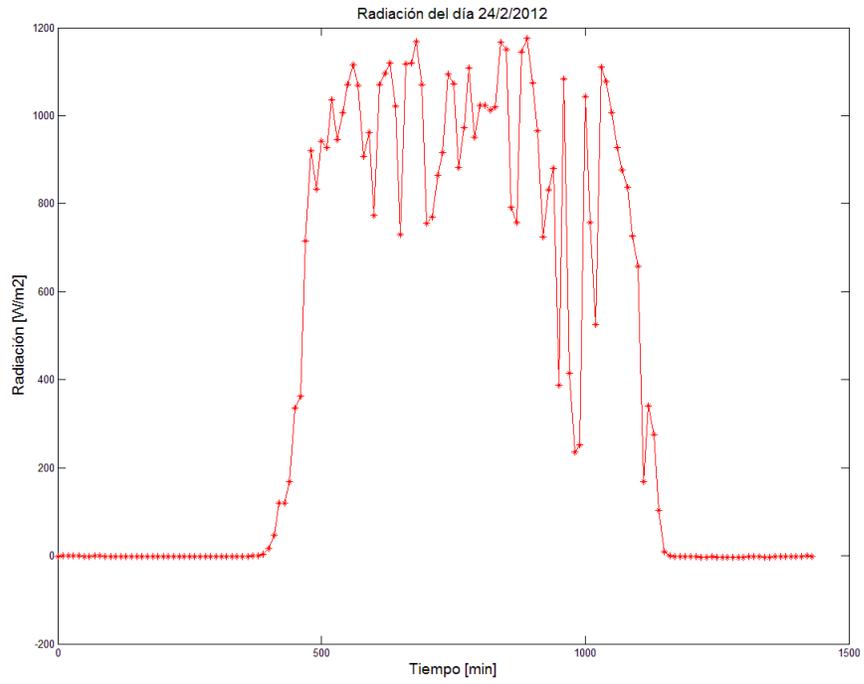




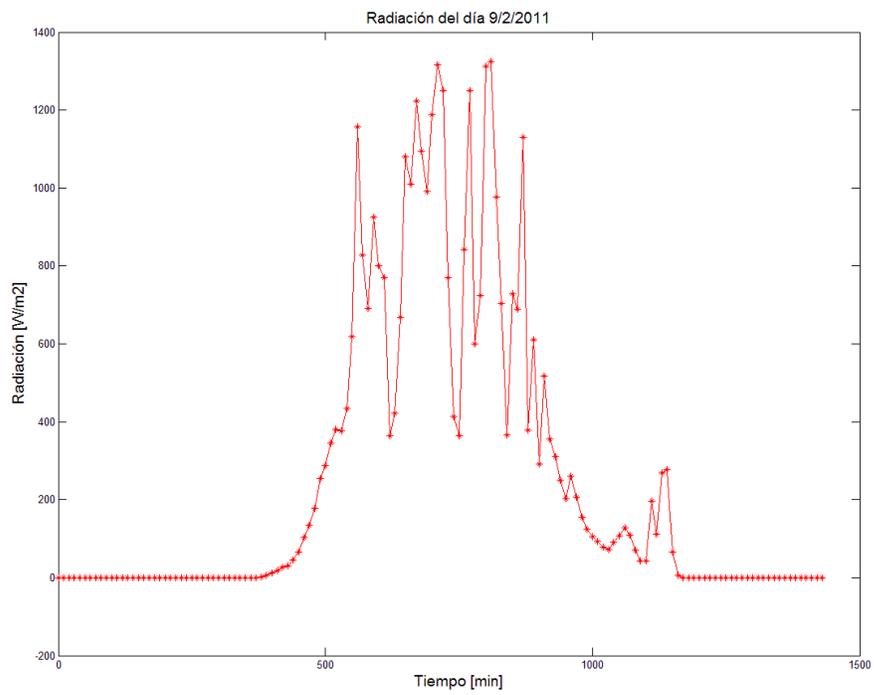
- **Moderado a crítico**

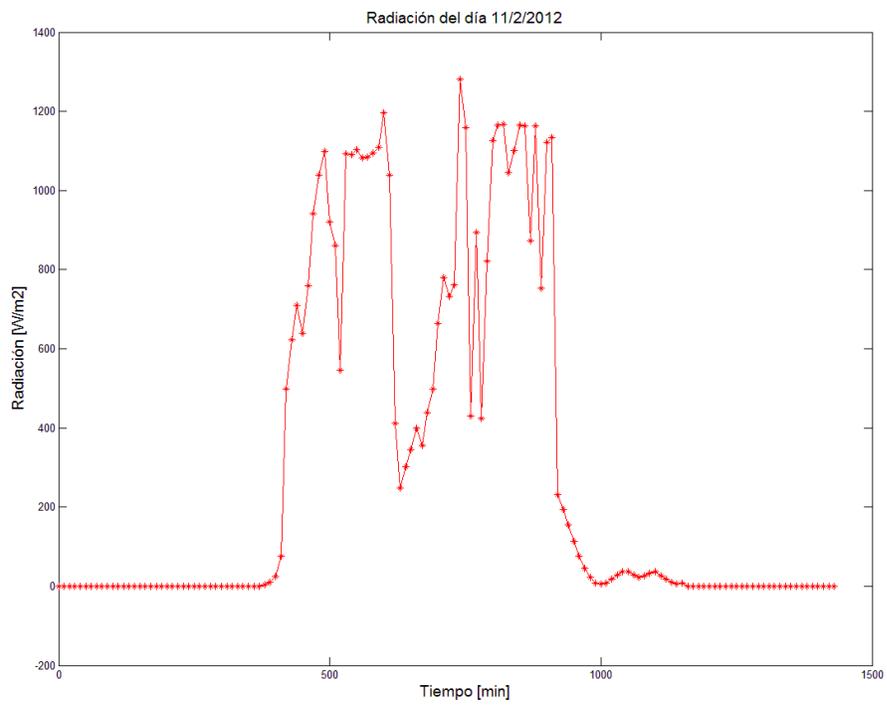
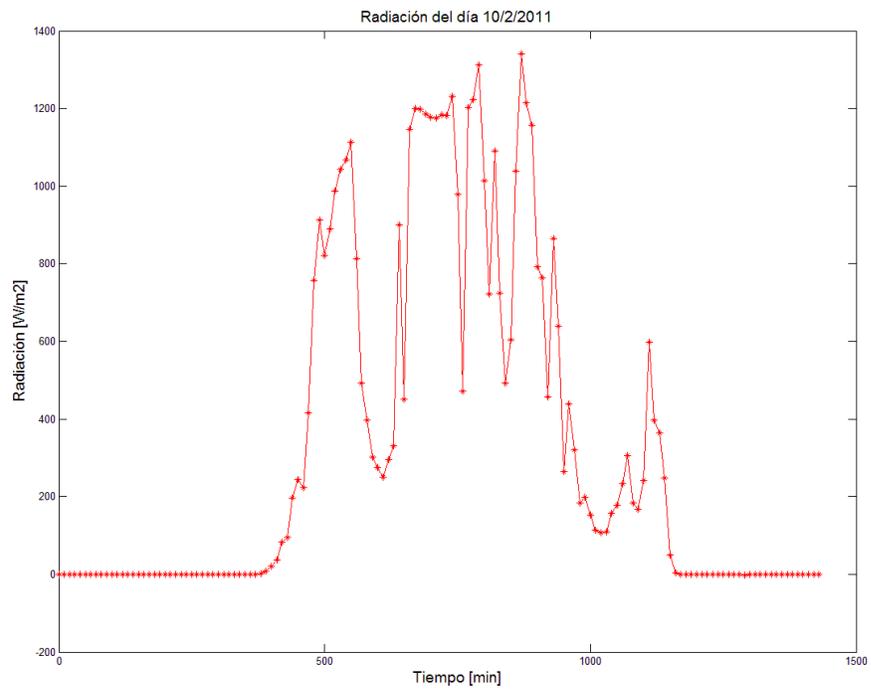


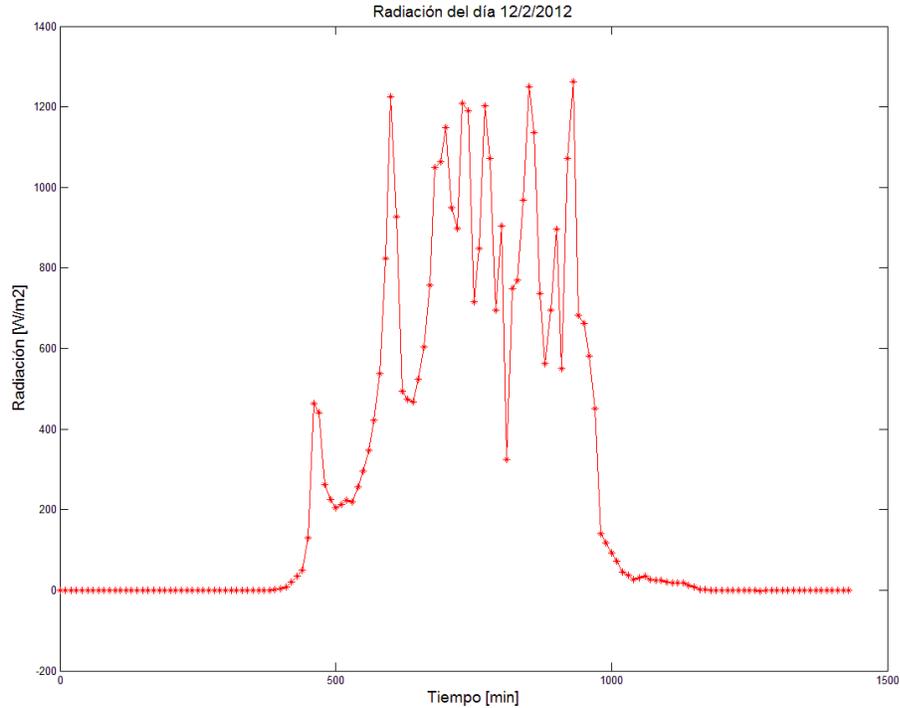




- **Crítico**







Anexo B: Despacho de simulaciones

Simulación de amanecer

En la tabla siguiente se presenta el cálculo de la TBC del sistema para el día 5 de noviembre de 2012 y para un nivel de penetración de 1000 MW fotovoltaico. El cálculo se realiza con respecto a las centrales que se encuentran en operación ese día a las 6 am, con sus respectivas potencias de operación obtenidas de la operación real entregada por el CDEC-SING. Las TBC que se consideran son las que entrega el CDEC-SING medidas en MW/min. A partir de los datos anteriores es posible calcular la variación máxima que podrían realizar las centrales en operación en una ventana de 10 min, tomando en cuenta su potencia de operación en ese momento y su potencia mínima (dato obtenido del CDEC-SING). Las TBC que se encuentran marcadas en amarillo son datos que no entrega el CDEC-SING, por lo que se les asignó el valor de la unidad CAVA, debido a que todas son de naturaleza hidráulica.

5 de nov - 6am	P [MW]	Pmin [MW]	TBC CDEC [MW/min]	TBC [MW/10 min]
CHAP1	2	1	20	1
CTA1	157	100	1	10
ANG1	151,78	150	5	1,78
ANG2	213,21	150	5	50
CTM1	148	90	3	30
CTM2	155	90	3	30
NTO1	136,73	65	3	30
NTO2	135,48	65	3	30
CTTAR	143,08	100	3	30
U12	80,24	50	4	30,24
U13	81,32	50	4	31,32
U14	122,1	75	5	47,1
U15	114,38	75	3	30
U16-TG-U16-TV	179,2	178	12,5	1,2
CAVA	1,53	0,5	10	1,03
MHAH	1,06	0	10	1,06
MHT2	1,08	0	10	1,08
FV	1000 MW		Total TBC=	355,81

Anexo B 1 Tasa de bajada de carga del sistema para el día 5 de Noviembre de 2012.

Simulación atardecer

En tabla siguiente se presentan los datos utilizados para la obtención de la TTC del sistema para el día 23 de septiembre de 2012 y para un nivel de penetración fotovoltaico de 1000 MW. Todos los datos son obtenidos del CDEC-SING, menos las TTC marcadas con amarillo, los cuales debieron ser asignados arbitrariamente al valor de la unidad CAVA, debido a que todas son de naturaleza hidráulica. El cálculo es realizado tomando en cuenta la operación de las centrales ese día a la hora de las 4 pm sin penetración FV (columna P), para luego quitar las unidades fuera de mérito¹¹ hasta completar la penetración FV de 1000 MW (columna P – (FV)). La unidad U12 debió entrar marginando para completar la demanda de ese horario. En base a esos datos se calcula la tasa de TTC del sistema tomando en cuenta que las centrales que fueron quitadas de operación pueden entrar debido a la disminución de la generación FV. No se toman en cuenta los tiempos de partida de las máquinas para este análisis.

¹¹ Dato obtenido de la página del CDEC-SING, www.cdec-sing.cl. Estos valores corresponden a la lista de costos variables de todas las unidades al día 23 de septiembre de 2012.

23 de sept - 4pm	P [MW]	P - (FV) [MW]	Pmax [MW]	Pmin [MW]	TTC CDEC [MW/min]	TTC [MW/10 min]
TG1B-TV1C	165,3	0	194,4	95	4	40
CHAP1	5,1	5,1	5,1	1	20	0
CTA1	157	0	152,6	100	1	10
ANG2	248,23	0	244,2	150	2,35	23,5
CTM1	149	149	155	90	3	6
CTM2	155	155	164	90	3	9
CTM3-TG-TV	161	0	243	160	6	60
NTO1	135,55	135,55	136	65	3	0,45
NTO2	136	136	141	65	3	5
CTTAR	139,61	0	158	100	0,75	7,5
U12	0	49,34	85,3	50	4	35,96
U13	80,72	80,72	85,5	50	4	4,78
U14	121,95	121,95	136,4	75	5	14,45
U16-TG-U16-TV	178,2	0	393	178	11,5	115
CAVA	1,13	1,13	1,8	0,5	10	0,67
MHAH	0,95	0,95	1,1	0	10	0,15
MHT2	0,93	0,93	1,1	0	10	0,17
FV	1000 MW				Total TTC=	332,63

Anexo B 2 Tasa de toma de carga del sistema para el día 23 de Septiembre de 2012.

Simulación efecto nube

Se resalta la central que se no se despacha a potencia máxima y esta marginando. Este despacho se estimó en base a la generación promedio de febrero de 2012.

Central	P [MW]
CTA1	162
ANG1	270
ANG2	270
CTH1	163
CTM1	154
NTO1	139,5
NTO2	139,5
CTTAR	147
U12	85
U13	86
U14	132
U15	126
CAVA	1,8
MHAH	1,1
MHT2	1,1
Total=	1878

Anexo B 3 Despacho para demanda promedio de Febrero 2012.