



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

DESPACHO ESTOCÁSTICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
CONSIDERANDO CENTRALES FOTOVOLTAICAS CON RESPUESTA RÁPIDA DE
FRECUENCIA

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

JUAN CARLOS OYARZÚN GERDTZEN

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
EDUARDO A. ALVAREZ-MIRANDA

SANTIAGO DE CHILE

2018

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
POR: JUAN CARLOS OYARZÚN GERDTZEN
FECHA: 2018
PROF. GUÍA: SR. CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

DESPACHO ESTOCÁSTICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
CONSIDERANDO CENTRALES FOTOVOLTAICAS CON RESPUESTA RÁPIDA DE
FRECUENCIA

En la última década se ha visto un importante aumento de la participación de las energías renovables no convencionales a nivel mundial, llegando a superar la capacidad instalada de 2.000 GW, donde la generación fotovoltaica (PV) tiene una gran participación. En Chile, se tiene un gran potencial solar, en especial en el desierto de Atacama, por lo cual la generación PV ha tenido un crecimiento considerable desde el año 2011, llegando a alcanzar una capacidad instalada total de 2,1 GW en el presente año.

Sin embargo, los parques PV también generan desafíos operacionales en particular en el marco de la regulación y estabilidad de frecuencia de los sistemas eléctricos de potencia. Por un lado, la naturaleza variable e incierta del recurso solar puede tener efectos negativos en la regulación de frecuencia. Por otro lado, una alta participación fotovoltaica provoca una disminución de la inercia del sistema debido a la falta de respuesta inercial de centrales PV, generando un efecto negativo en la estabilidad de frecuencia de los sistemas eléctricos durante grandes desbalances entre generación y demanda. En este contexto, los parques PV pueden entregar respuesta inercial mediante la incorporación de un lazo de control adicional y la operación fuera del punto de máxima potencia (MPPT en inglés). Sin embargo, dado que esto implica en un costo adicional para la operación del sistema, es importante realizar un análisis técnico económico antes de imponer requerimientos de este tipo en parques PV.

El objetivo de este trabajo de tesis es proponer un modelo de optimización que permita identificar y cuantificar los beneficios técnicos y económicos de permitir que los parques PV aporten con respuesta rápida de frecuencia durante grandes desbalances de carga y generación.

Esta tesis está dedicada a mis abuelos paternos y maternos, a mi padre, a mi madre y a mi hermano por todo el cariño y apoyo expresado día a día, y que han servido como aliciente para llegar a buen término a una de las etapas más importante de mi vida.

Agradecimientos

Quiero dar las gracias a mi profesora guía la Sra. Claudia Rahmann Zuñiga por su apoyo y paciencia que ha tenido para guiarme en el transcurso de mi trabajo. Además, hago extensivo este agradecimiento a los profesores Rodrigo Moreno, Eduardo Álvarez y Ricardo Alvarez quienes han sido un gran aporte en el desarrollo y guía de esta tesis.

Por otro lado, quiero agradecer a todos los compañeros del área de postgrado y DIE que me ayudaron y apoyaron en sacar adelante este trabajo, en especial a Diego Ortiz, Felipe Valencia, Oscar Núñez y Jorge Vega.

Por último, quiero dar las gracias a toda mi familia y amigos quienes me alentaron en los momentos difíciles que se presentaron durante este trabajo.

Tabla de contenido

Tabla de contenido	iv
Índice de tablas	vi
Índice de ilustraciones	vii
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos	3
2. Marco teórico	4
2.1. Estructura de los parques fotovoltaicos	4
2.2. Modelación módulos fotovoltaicos	7
2.2.1. Curva I-V (curva característica de un módulo fotovoltaico)	7
2.2.1.1. Ecuación característica y circuito equivalente	8
2.2.1.2. Constitución de un módulo fotovoltaico	9
2.2.1.3. Factores que afectan a la característica I-V	10
2.2.2. Eficiencia de módulos fotovoltaicos	12
2.3. Efecto nube	13
2.4. Cuantificación y localización de las reservas	18
2.4.1. Reservas	18
2.4.2. Impactos de la generación ERNC en las reservas operativas	24
2.4.3. Cuantificación de reservas pre-optimización	24
2.4.3.1. Métodos determinísticos	25
2.4.3.2. Métodos estadísticos	27
2.4.4. Criterios para el dimensionamiento de reserva de este trabajo	30
2.5. Unit Commitment (UC) y despacho económico (DE)	31
2.5.1. Nomenclatura y notación	31
2.5.2. Modelación del UC determinístico, sin escenarios	32
2.5.3. Clasificación del UC	36
2.5.4. Clasificación del DE	40
2.5.5. Resumen de UC y DE en la literatura	43
2.5.6. Criterio para el UC y DE en este trabajo	44

3. Metodología	45
3.1. Unit Commitment Estocástico (SUC)	47
3.2. Despacho económico estocástico (SED) con <i>rolling horizon</i>	49
3.2.1. Restricciones	50
3.2.2. Algoritmo del <i>rolling horizon</i>	52
3.3. Validación en DigSilent	54
4. Caso de estudio	55
4.1. Descripción del sistema eléctrico	55
4.2. Casos de estudios	56
4.3. Error de las series de generación PV	57
4.4. Característica del UC y despacho	58
4.5. Simulación dinámica	59
5. Resultados	60
5.1. Determinación del horizonte de tiempo ΔT del pronóstico para el rolling horizon	60
5.2. Costo esperado anual	61
5.2.1. Costo promedio diario estacional	62
5.2.2. Energía no suministrada (ENS) y vertimiento PV promedio diario es- tacional	65
5.2.3. Distribución de la energía no suministrada (ENS) y vertimiento PV .	67
5.2.4. Aparición de la ENS	70
5.3. Análisis dinámico	72
5.3.1. Inercia anual	72
5.3.2. Simulaciones dinámicas	73
6. Conclusiones y trabajo futuro	76
6.1. Conclusiones y trabajo futuro	76
Bibliografía	78
Anexos	92
A. Algoritmos resolución del UC y DE	93
B. Datos de las unidades	95

Índice de tablas

2.1. Parámetros de los módulos comerciales	9
2.2. Categorías de las reservas	23
2.3. Resumen bibliográfico	43
4.1. Coordenadas geográficas de las zonas PV en estudio	56
5.1. Características generales del sistema	74
5.2. Características de las contingencias del sistema	74
A.1. Tabla resumen de los algoritmos	94
B.1. Datos de las unidades	95

Índice de ilustraciones

2.1. Esquema de conexión para sistemas de baja tensión	5
2.2. Esquema de conexión para sistemas de baja tensión 2	5
2.3. Esquema de conexión para sistemas de baja tensión	6
2.4. Curva característica de una celda fotovoltaica	7
2.5. Modelo circuital de una celda fotovoltaica	8
2.6. Esquema de conexión eléctrica de un panel fotovoltaico	10
2.7. Efecto de la variación de la radiación	11
2.8. Efecto de la variación de la temperatura	11
2.9. Parque fotovoltaico parcialmente nublado	13
2.10. a) Módulo sin sombra, b) Módulo con sombreado homogéneo, c) Módulo con sombreado no homogéneo	14
2.11. Efecto hot spot	14
2.12. Efecto hot spot en un sistema mayor	15
2.13. Diodos bypass	16
2.14. a) Arreglo de paneles de 3 x 2 en condiciones normales, b) Característica I-V, c) Característica P-V	17
2.15. a) Arreglo de paneles de 3 x 2 en condiciones de sombreado, b) Característica I-V, c) Característica P-V	17
2.16. Categorización de las reservas operativas	19
2.17. Clasificación de los métodos de cuantificación de la reserva	25
2.18. a) Cuantificación de reserva usando adición aritmética, b) Cuantificación de reserva usando adición geométrica	26
2.19. Error de pronóstico	28
2.20. Distribución de la variabilidad de la carga y carga neta	29
2.21. Esquema de UC	36
2.22. Escenario estáticos	37
2.23. Escenario multinivel	38
2.24. Esquema de ED	40
3.1. Propuesta metodológica	46
3.2. Concepto asociado al enfoque de <i>rolling horizon</i>	50
3.3. Restricción de rampa para escenario distintos	52
3.4. Restricción de rampa para instante $t = t_i$	52
3.5. Algoritmo para el cálculo del despacho	54
4.1. Zonas PV en estudio	56

4.2.	Esquema general de los escenarios de estudios	57
4.3.	Perfiles de series de generación PV	58
4.4.	Diagrama de la implementación de UC y despacho económico	59
5.1.	Evolución de los costos de operación en función del horizonte de tiempo ΔT usada en las series de generación PV	61
5.2.	Costos esperados anuales	62
5.3.	Costos diarios promedio por estación	63
5.4.	Reserva del sistema para un día cualquiera de cada estación del año para un nivel de penetración del 50 %	64
5.5.	ENS diario promedio por estación	65
5.6.	Vertimiento diario promedio por estación	66
5.7.	Distribución promedio diaria de la ENS y vertimiento PV para el escenario del 50 % de penetración PV	67
5.8.	Distribución promedio diaria de la ENS y vertimiento PV para el escenario del 70 % de penetración PV	68
5.9.	Capacidad de rampa de subida y bajada de las unidades convencionales para el escenario de 70 % de penetración PV	69
5.10.	Generación total del sistema y capacidad de rampa de las unidades convencionales en un día de Invierno con un nivel de penetración del 50 %	70
5.11.	Curvas de duración de la ENS para cada nivel de penetración PV para el caso SFFR	71
5.12.	Curvas de duración de la ENS para cada nivel de penetración PV para el caso CFFR	72
5.13.	Curva de duración de la inercia del Sistema	73
5.14.	Evolución de la frecuencia del sistema ante una contingencia	75

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En la última década se ha visto un importante aumento de la participación de las energías renovables no convencionales, tales como; energía solar y eólica, en la matriz energética de los sistemas eléctricos de potencia. Lo anterior debido a la madurez tecnológica, bajos costos de inversión y menores tiempos de construcción respecto a generadores térmicos e hidráulicos de embalse. Como consecuencia, en el año 2016 la capacidad instalada a nivel mundial en tecnologías de generación en base a fuentes renovables aumentó en un 9% respecto al año 2015, hasta alcanzar una capacidad instalada de 2.017 GW. De este 9% de aumento, la generación fotovoltaica representó casi el 47%, seguida por la generación eólica con un 34% y la generación minihidro con un 15,5% [1].

Para el caso chileno, la generación fotovoltaica ha tenido un crecimiento considerable desde el año 2011, llegando a alcanzar una capacidad instalada total de 2,1 GW en el presente año [2]. Si bien un aumento en la participación de generación fotovoltaica trae un sinnúmero de beneficios, una alta penetración puede ser desafiante para la operación de los sistemas eléctricos de potencia. En particular, la naturaleza variable e incierta del recurso fotovoltaico puede tener efectos negativos en el control y estabilidad de frecuencia de los sistemas eléctricos de potencia. Por ejemplo, algunas plantas fotovoltaicas de gran potencia en el sur-oeste de U.S.A. y sur de California, han reportado disminuciones superiores al 70% con respecto a la potencia que entregaban en intervalos de 5 a 10 minutos producto a nubes pasajeras [3–5], dicho fenómeno se denomina efecto nube. Estos desafíos son aún mayores al considerar que estas unidades de generación generalmente operan en su punto de máxima potencia (MPP en inglés), con tal de maximizar el uso del recurso primario. Lo anterior implica que las centrales fotovoltaicas no aportan con reservas para el control y la estabilidad de frecuencia. En efecto, diferentes estudios a nivel internacional han mostrado la necesidad de aumentar la cantidad de reservas operativas en sistemas con alta participación de energías renovables con tal de mantener la seguridad y calidad de suministro del sistema [6–10]. Lo anterior incluye reservas operativas para la regulación de frecuencia minuto a minuto, así como reservas de contingencia para hacer frente a grandes desbalances de carga y generación.

Otro efecto que ocurre al tener una alta participación fotovoltaica en los sistemas de potencia es la disminución de la inercia total del sistema, debido a que las centrales fotovoltaicas, a diferencia de los generadores convencionales, no poseen partes rotatorias, por lo que no pueden proveer de respuesta inercial durante desbalances entre carga y generación. La inercia del sistema se considera un parámetro vital sobre el cual se basa la operación del sistema. La inercia de las masas rotantes de los generadores convencionales determina la respuesta en frecuencia del sistema en caso de un desbalance entre generación y carga. Esta primera fase de la respuesta del sistema influye no sólo la activación de esquemas de desconexión de carga debido a baja frecuencia sino también el desempeño del control primario de frecuencia. Como consecuencia, mientras más centrales fotovoltaicas haya en el sistema, más reducida será la inercia y con esto la capacidad del sistema de hacer frente a las desviaciones de frecuencia ante grandes perturbaciones, lo que afecta fuertemente la estabilidad en frecuencia del sistema [11, 12].

Una forma de minimizar el impacto de las centrales fotovoltaicas o PV en la regulación y estabilidad de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia es cambiar el modo de operación de estas para que guarden reservas operativas, de forma de apoyar a la frecuencia del sistema de ser necesario. Estas reservas pueden ser aprovechadas tanto para la regulación de frecuencia en ventanas del orden de los minutos como frente a desbalances entre carga y generación en ventanas de los segundos. Desde la perspectiva de la frecuencia, estas reservas son “mejores” que las reservas de los generadores convencionales debido a sus rápidos tiempos de respuesta (del orden de los milisegundos) respecto de los tiempos de respuesta de los generadores convencionales, los cuales son del orden de segundos y/o minutos según sea el tipo de tecnología involucrada [11]. En el marco del presente trabajo se denominará “capacidad respuesta rápida de frecuencia” o *fast-frequency-response* (FFR) a la capacidad de regulación de frecuencia por parte de las centrales PV, de forma de apoyar al control de frecuencia del SEP minuto a minuto, así como en caso de grandes desbalances de potencia en el sistema producto de alguna falla.

1.2. Hipótesis

Este trabajo se desarrolla con la hipótesis de que las centrales PV tienen la capacidad de mantener reservas y entregarlas de forma casi instantánea al sistema durante grandes desbalances de carga con el fin de apoyar la estabilidad de frecuencia de un sistema de potencia.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo de este trabajo de tesis es proponer un modelo de optimización en el marco del despacho económico que permita identificar y cuantificar los beneficios técnicos y económicos

de:

1. Permitir que las centrales fotovoltaicas aporten con respuesta rápida de frecuencia durante grandes desbalances de carga y generación.
2. Incluir una actualización en tiempo real del pronóstico de la inyección fotovoltaica, con el fin de minimizar las rampas de la generación PV producto de variaciones intempestivas del recurso solar, por ejemplo, por efecto nube.

1.3.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

1. Determinar un horizonte de pronóstico adecuado para la implementación de la optimización.
2. Cuantificar los beneficios económicos obtenidos de la participación de las centrales fotovoltaicas en la respuesta rápida de frecuencia (FFR, en inglés) durante desbalances de carga y generación.
3. Cuantificar los beneficios económicos de incluir actualizaciones en tiempo real del pronóstico PV para minimizar las rampas de las unidades convencionales producto de las variaciones intempestivas del recurso solar (efecto nube).
4. Validar los resultados mediante simulaciones dinámicas en DigSilent.

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se presentan las principales características de las centrales de generación PV, incluyendo la descripción del fenómeno a considerar en el trabajo, es decir “el efecto nube”. Finalmente se realiza una revisión de los distintos tipos de metodologías existentes para el dimensionamiento de reservas en los sistemas de potencia.

2.1. Estructura de los parques fotovoltaicos

Todo parque fotovoltaico que se encuentra conectado a la red eléctrica dispone de un conjunto de equipos, conexiones y sistemas que permiten su conexión al sistema y correcto funcionamiento.

En instalaciones convencionales se pueden distinguir 3 etapas principales [13–16].

1. **Etapla generadora:** Esta etapa corresponde a la conexión en serie-paralelo de los **módulos fotovoltaicos**.
2. **Etapla convertora:** Las salidas de los módulos fotovoltaicos se conectan a los **inversores**, cuya función es convertir la corriente continua de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna. Generalmente, en parques de gran tamaño, los inversores que se utilizan son de 500 kW, aunque en el mercado existen inversores de mayor tamaño (630 MW, 720 MW, 760 MW, etc) [17].
3. **Etapla elevadora:** Finalmente, dado que los inversores entregan energía en baja tensión (200-400 [V]), se tienen **transformadores elevadores** para elevar la tensión a un nivel tal que la central fotovoltaica pueda conectarse al sistema eléctrico.

En la Figura 2.1, se observa un diagrama unilineal para un sistema de baja tensión [18]. De la Figura 2.1 se observa que los módulos se conectan en serie hasta alcanzar un nivel adecuado de tensión para luego conectarse al inversor, el cual consiste principalmente del

control MPPT, un convertidor DC/DC y un convertidor DC/AC.

El control MPPT tiene la función de encontrar, dado un nivel de radiación, la tensión DC a la que deben operar los módulos (V_{DC}^*) tal que estos entreguen su máxima potencia, siendo esta señal de control enviada al convertidor DC/DC. El convertidor DC/DC modifica la tensión de los módulos para que sea igual a la tensión de referencia (V_{DC}^*). Finalmente, el inversor DC/AC convierte la corriente continua de los módulos en corriente alterna con frecuencia igual a la red.

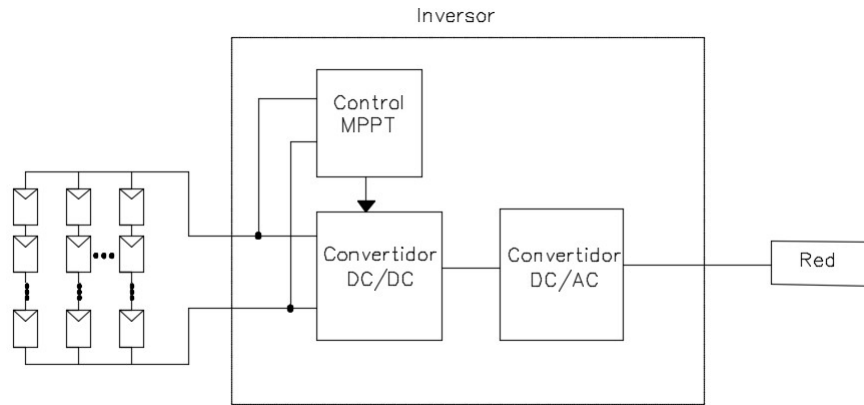


Figura 2.1: Esquema de conexión para sistemas de baja tensión

Por otro lado, existen centrales fotovoltaicas con etapa inversora única (Figura 2.2), debido a la ausencia del convertor DC/DC se agregan más módulos en serie en cada rama, con el fin de elevar la tensión a un nivel tal que pueda trabajar el convertor DC/AC. Otra diferencia respecto al caso anterior, es que el control MPPT envía sus señales de control directamente al convertor DC/AC, el cual envía una consigna de corriente para controlar la potencia de salida. Dado que los módulos fotovoltaicos están acoplados directamente al inversor, un gran condensador debe estar conectado directamente a través de los terminales de los módulos para evitar oscilaciones de potencia debido a fluctuaciones del MPP [19, 20].

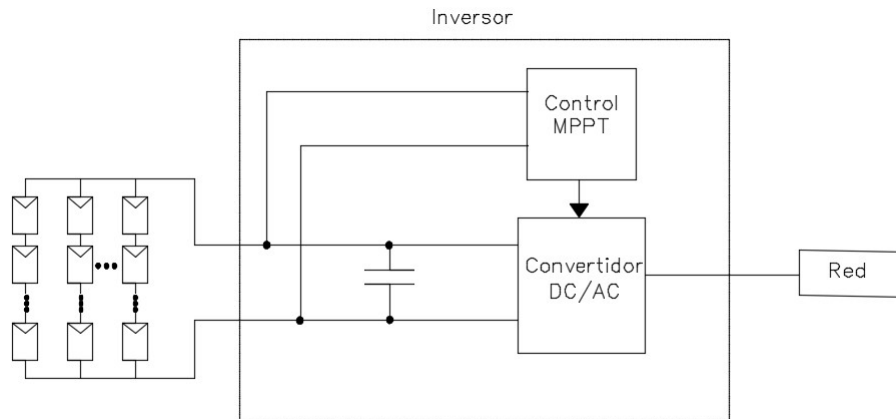


Figura 2.2: Esquema de conexión para sistemas de baja tensión 2

En la Figura 2.3 se muestra un diagrama unilineal de una central fotovoltaica que se conecta a un sistema de media o alta tensión [16]. Su funcionamiento es exactamente igual al caso de baja tensión con la diferencia de la presencia de transformadores elevadores trifásicos conectados en serie a los inversores con el fin de elevar la tensión de baja a media o alta tensión según corresponda.

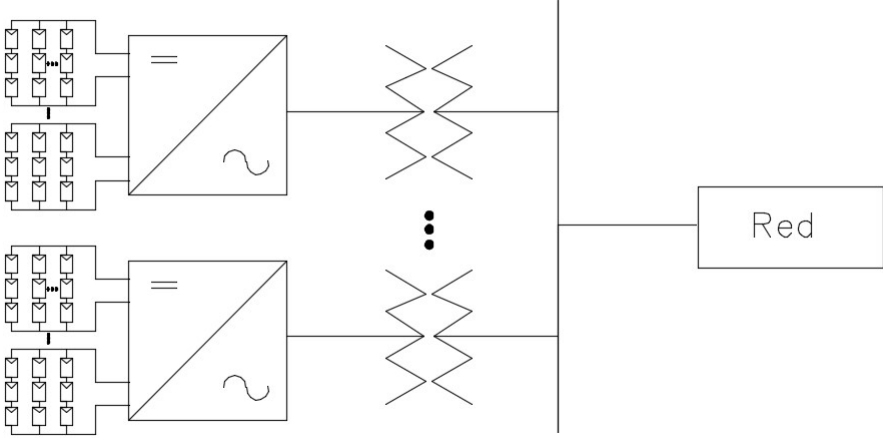


Figura 2.3: Esquema de conexión para sistemas de baja tensión

2.2. Modelación módulos fotovoltaicos

2.2.1. Curva I-V (curva característica de un módulo fotovoltaico)

En la Figura 2.4 se muestra la curva I-V y P-V de un módulo solar bajo condiciones de radiación y temperatura constante. De la curva P-V se observa que existe un punto de máxima transferencia de potencia, el cual se alcanza cuando el módulo fotovoltaico trabaja con una tensión en bornes igual a V_{mpp} . Este punto se conoce como MPP.

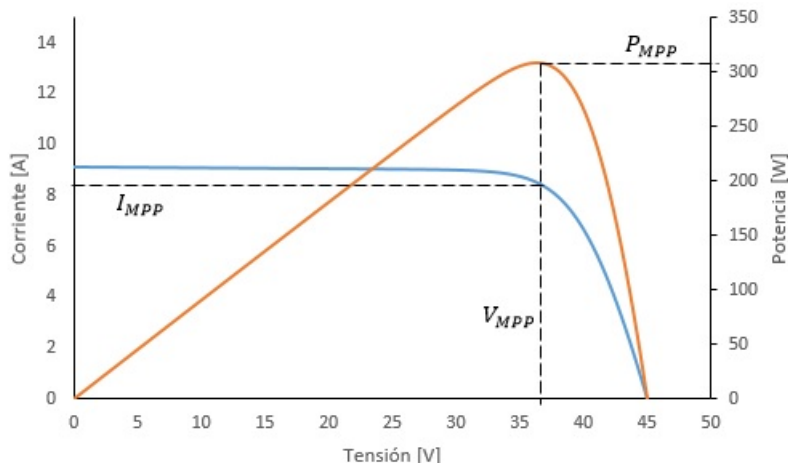


Figura 2.4: Curva característica de una celda fotovoltaica

Los parámetros que caracterizan a la curva I-V de un módulo son los siguientes.

- **Corriente de cortocircuito** (I_{cc} en español, y I_{sc} en inglés): Es la máxima corriente que producirá el módulo fotovoltaico con una tensión igual a 0 en bornes, bajo condiciones STC¹ (condiciones estándares de prueba).
- **Tensión de circuito abierto** (V_{ca} en español, y V_{oc} en inglés): Es la tensión en bornes del módulo fotovoltaico cuando la corriente que entrega es igual a 0, considerando condiciones STC.
- **Corriente en el punto de máxima potencia** (I_{mpp}): Es el valor de la corriente que permite obtener P_{MAX} bajo condiciones de STC.
- **Tensión en el punto de máxima potencia** (V_{mpp}): Es el valor de la tensión que permite obtener P_{MAX} bajo condiciones de STC.

¹Las condiciones estándares de medida corresponde a las condiciones ambientales a las cuales son expuestos los módulos, por los fabricantes, para determinar sus parámetros que son incluidos en sus fichas técnicas. Estas condiciones son con una radiación directa de $1.000 W/m^2$ y con una temperatura de trabajo de $25^{\circ}C$

- **Potencia máxima** (P_{MAX}): Es la máxima potencia que entrega el módulo fotovoltaico bajo condiciones STC. Corresponde al punto (V_{mpp}, I_{mpp}) de la Figura 2.4.

2.2.1.1. Ecuación característica y circuito equivalente

El circuito equivalente que representa a una celda fotovoltaica se muestra en la Figura 2.5 [21–23].

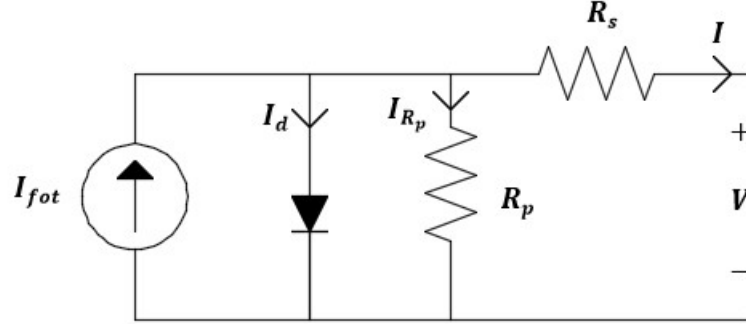


Figura 2.5: Modelo circuital de una celda fotovoltaica

El circuito mostrado en la Figura 2.5 corresponde a un circuito equivalente simplificado de una celda solar, donde se considera una fuente de corriente, un diodo, una resistencia en paralelo R_p , la cual se debe a imperfecciones del material, y una resistencia en serie R_s , que representa la resistencia de contacto y del propio material semiconductor.

El comportamiento del circuito equivalente simplificado de una celda fotovoltaica puede describirse con precisión mediante la ecuación (2.1) [24–27].

$$I = I_{fot} - I_o \left(e^{\frac{V + IR_s}{mv_t}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.1)$$

Donde,

- I_{fot} : Es la corriente fotogenerada [A].
- I_o : Es la corriente inversa de saturación del diodo [A].
- v_t : Es el voltaje térmico ($v_t = KT/q$, siendo K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y q la carga del electrón).
- m : Es el factor de idealidad del diodo (normalmente cercano a 1).

El término mostrado en la ecuación (2.2) corresponde a la **corriente oscura**, la cual representa una disminución de la corriente inducida en el dispositivo que depende exponencialmente de la tensión de operación, por lo que a mayor corriente oscura, mayores pérdidas

y menor corriente de salida. Precisamente, la tensión de circuito abierto V_{oc} corresponde a la situación en la que la corriente oscura inducida en el módulo o celda es máxima, lo que impide que circule corriente al exterior del dispositivo.

$$I_d = I_o \left(e^{\frac{V+IR_s}{mvt}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

Incluso en condiciones de cortocircuito ($V=0$), la corriente oscura no se anula completamente.

2.2.1.2. Constitución de un módulo fotovoltaico

Un módulo o panel fotovoltaico está constituido por N celdas solares conectadas en serie (ver Figura 2.6). En el comercio se puede encontrar una gran variedad de módulos, tanto en dimensiones espaciales (área superficial) como en potencia nominal. Todo esto se relaciona con la cantidad de celdas solares que componen el módulo.

Los grandes proyectos fotovoltaicos en su mayoría utilizan módulos policristalinos o monocristalinos, cuya única diferencia es el grado de pureza de las celdas solares que definen la eficiencia del módulo. La superficie típica de estos módulos es aproximadamente de $2 [m^2]$ con potencia nominal que puede variar de 250 W a 312 W. Los módulos pueden estar compuestos por entre 60 o 72 celdas conectadas en serie [28–30]. Esto último se debe a que en este tipo de tecnología se privilegia tener una mayor tensión en bornes.

La Tabla 2.1 muestra los parámetros de algunos módulos que se encuentran actualmente en el comercio.

Tabla 2.1: Parámetros de los módulos comerciales

Marca	Yingli [28]	Hareon [29]	Sunrise [30]
P_{mpp} [W]	250 - 320	280 - 310	290 - 305
V_{mpp} [V]	35 - 37	35 - 37	35 - 37
I_{mpp} [A]	8 - 9	7,9 - 8,5	8 - 8,5
V_{oc} [V]	43 - 46	44- 45	44- 45
I_{cc} [A]	8 - 9	8 - 9,1	8 - 9

Si todas las celdas son iguales y trabajan bajo las mismas condiciones de radiación y temperatura, entonces la tensión, corriente y potencia que puede proporcionar un módulo fotovoltaico completo cumple las siguientes relaciones:

$$V_{AB} = N \cdot V_{celda} \quad (2.3)$$

$$I = I_{celda} \quad (2.4)$$

$$P_{out} = N \cdot V_{celda} \cdot I_{celda} \quad (2.5)$$

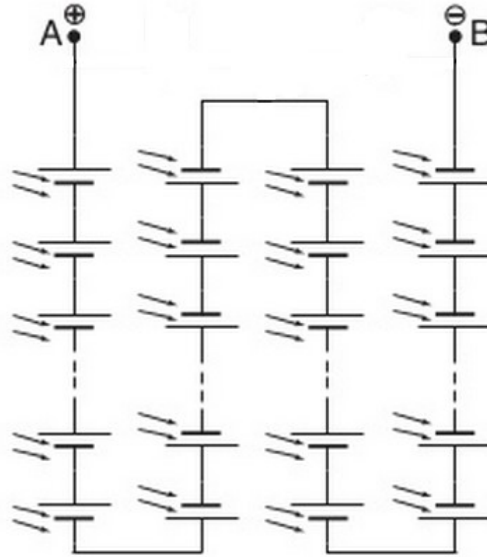


Figura 2.6: Esquema de conexión eléctrica de un panel fotovoltaico

2.2.1.3. Factores que afectan a la característica I-V

Los factores que influyen fuertemente en la característica I-V de los módulos fotovoltaicos corresponden a la radiación incidente y la temperatura a la cual están trabajando.

- **Radiación**

En general, un cambio en la intensidad de la radiación incidente provoca una variación directamente proporcional a la corriente de salida, manteniendo relativamente constante la tensión en bornes del módulo, lo cual se ve de forma clara en la Figura 2.7.

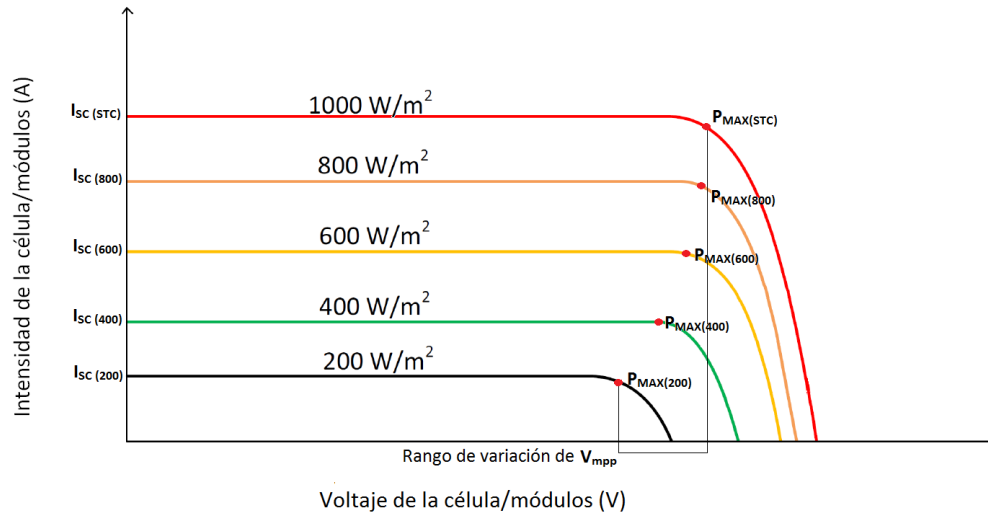


Figura 2.7: Efecto de la variación de la radiación

- **Temperatura**

El aumento de la temperatura en las celdas supone un pequeño incremento de la corriente, y al mismo tiempo una disminución considerable de la tensión de circuito abierto. Esto implica que tanto la corriente de cortocircuito como la tensión de circuito abierto se ven afectados por la temperatura de trabajo. Todo lo mencionado, se muestra gráficamente en la Figura 2.8.

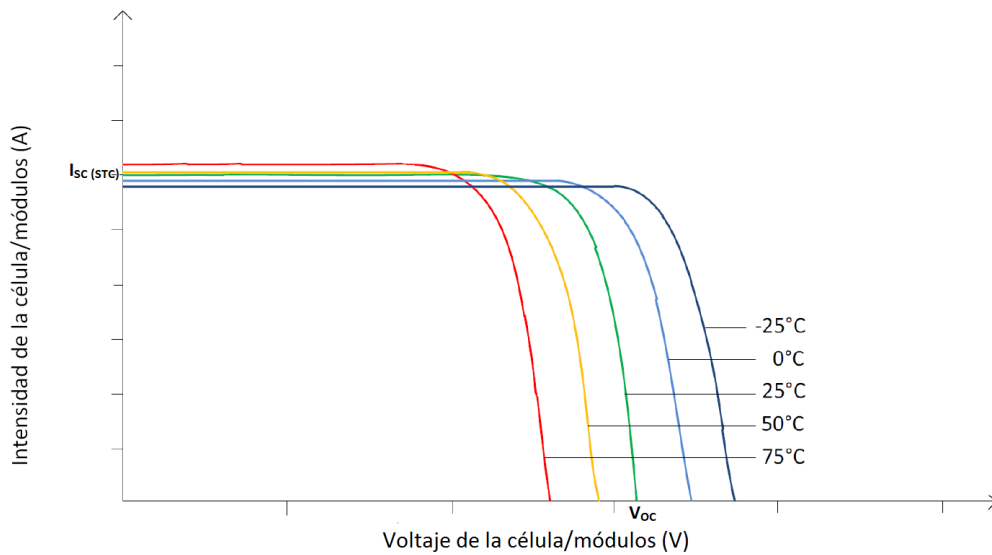


Figura 2.8: Efecto de la variación de la temperatura

En la Figura 2.8, se observa que la tensión V_{mpp} va disminuyendo a medida que aumenta

la temperatura, produciendo que la máxima potencia P_{MAX} se alcance con tensiones más bajas.

2.2.2. Eficiencia de módulos fotovoltaicos

La eficiencia de un módulo fotovoltaico se define como el cociente entre la potencia máxima P_{MAX} generada y la cantidad de radiación solar incidente en el módulo completo. La ecuación 2.6 representa lo antes mencionado [31].

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{A_T \cdot E_T} = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{A_T \cdot E_T} \quad (2.6)$$

Donde,

- η : Eficiencia con respecto al área total.
- A_T : Área total del módulo.
- E_T : Irradiancia o radiación solar incidente total.

En el mercado, los módulos de alta eficiencia, denominados módulos monocristalinos tienen una eficiencia superior al 15 %, e incluso se ha llegado a superar el 21 %. Por otro lado, los módulos de menor eficiencia, denominados módulos policristalinos, tienen una eficiencia típica entre el 13-16 %, debido a que no tienen un silicio tan puro como los monocristalinos [32].

2.3. Efecto nube

Los cambios en la radiación solar en un punto debido a una nube pasajera pueden producir una disminución del 60 % de la potencia de salida de los módulos en cuestión de segundos [33], lo que se traduce en rampas de caída de generación PV importantes provocando que las unidades convencionales tengan que ser sobre-exigidas en aumentar su generación en lapsos de tiempo muy cortos. Por otro lado, el tiempo que tarda una nube pasajera en cubrir toda una central fotovoltaica depende del tamaño del parque PV, la velocidad de la nube, altura de las nubes, y otros factores. Para centrales fotovoltaicas con una potencia nominal de 100 MW, el tiempo necesario para sombrear la central completamente será del orden de los minutos [33]. Dicho efecto que producen las nubes en este tipo de tecnología se denomina comúnmente “efecto nube”.

La Figura 2.9 ilustra una situación de **sombreado parcial** (*partial shading*) en una central fotovoltaica de gran escala. Este es un fenómeno común que ocurre cuando algunos de los módulos dentro del parque fotovoltaico son total o parcialmente sombreados por nubes en movimiento. Las consecuencias del fenómeno de sombreado parcial no son deseables, pues producen una reducción de la energía generada a partir de los módulos y un aumento de la temperatura en ellos [34].

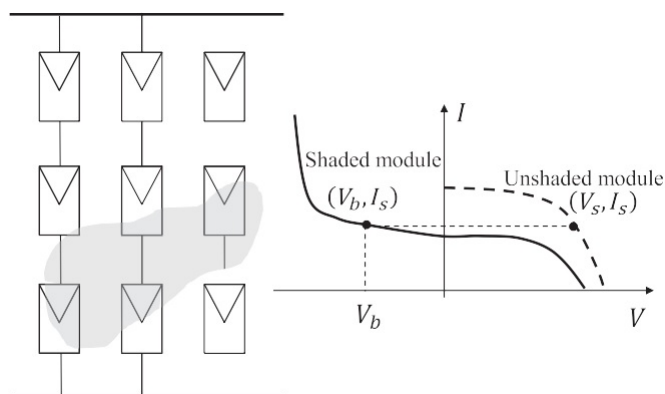


Figura 2.9: Parque fotovoltaico parcialmente nublado

El sombreado parcial además de generar una disminución de la radiación recibida en el módulo fotovoltaico afectado (lo que se traduce en una disminución de corriente) puede provocar que las celdas del módulo reciban distintas radiaciones o bien que las celdas inyecten corrientes distintas dentro de un mismo módulo. De este modo es útil distinguir entre sombras homogéneas y no homogéneas para analizar sus efectos [35], como se muestra en la Figura 2.10. Para el primer caso, dado un sombreado homogéneo (Figura 2.10 b)), la disminución de la corriente en las celdas de un módulo será homogénea. En el caso de un sombreado no homogéneo (Figura 2.10 c)), existirán celdas que inyectarán menos corriente que otras. Si las celdas que están conectadas en paralelo en un módulo están operando con corrientes distintas, esto no provocará problemas, ya que están a la misma tensión. Por otro lado, si las celdas que operan a corrientes distintas se encuentran conectadas en serie, las celdas que generan una mayor corriente llevarían a un punto forzado de operación a las celdas que

generan menos corriente, con el fin de entregar una corriente mayor, lo que genera un desgaste para el módulo [35, 36].

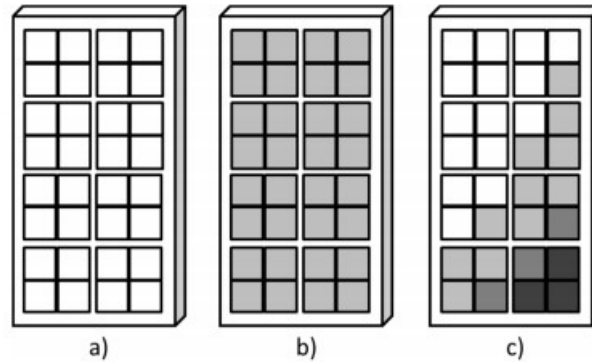


Figura 2.10: a) Módulo sin sombra, b) Módulo con sombreado homogéneo, c) Módulo con sombreado no homogéneo

En otras palabras, el efecto de sombreado no homogéneo produce que en un conjunto de celdas conectadas en serie (formando una rama o string) el punto de operación las celdas que están inyectando la mayor corriente (celdas no sombreadas) lo dominen. De este modo las celdas sombreadas tendrán que seguir el punto de operación (corriente) dado por las celdas no sombreadas de la rama serie. Esto fuerza a las celdas sombreadas a trabajar en un voltaje negativo, en la zona de polarización inversa, lo que lleva a que las celdas tengan comportamiento resistivo, disipando energía o aumentando la temperatura. Este fenómeno es conocido como **hot spot** y se muestra gráficamente en la Figura 2.11 [37–39].

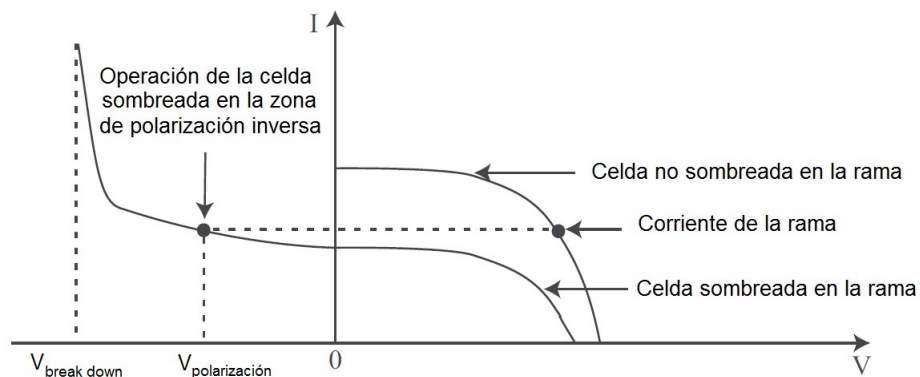


Figura 2.11: Efecto hot spot

En la Figura 2.12 se muestra el fenómeno que origina el efecto nube en un sistema más grande. En este caso hay 4 módulos conectados en serie, en donde el módulo B se encuentra sombreado por una nube pasajera. Al estar sombreado, la corriente que debería entregar el módulo B tendría que ser mucho menor a la corriente I , pero al estar conectado a estos módulos en serie, este se ve obligado a entregar la misma corriente I , lo cual provoca que trabaje en polarización inversa y aumente su temperatura o libere calor al ambiente.

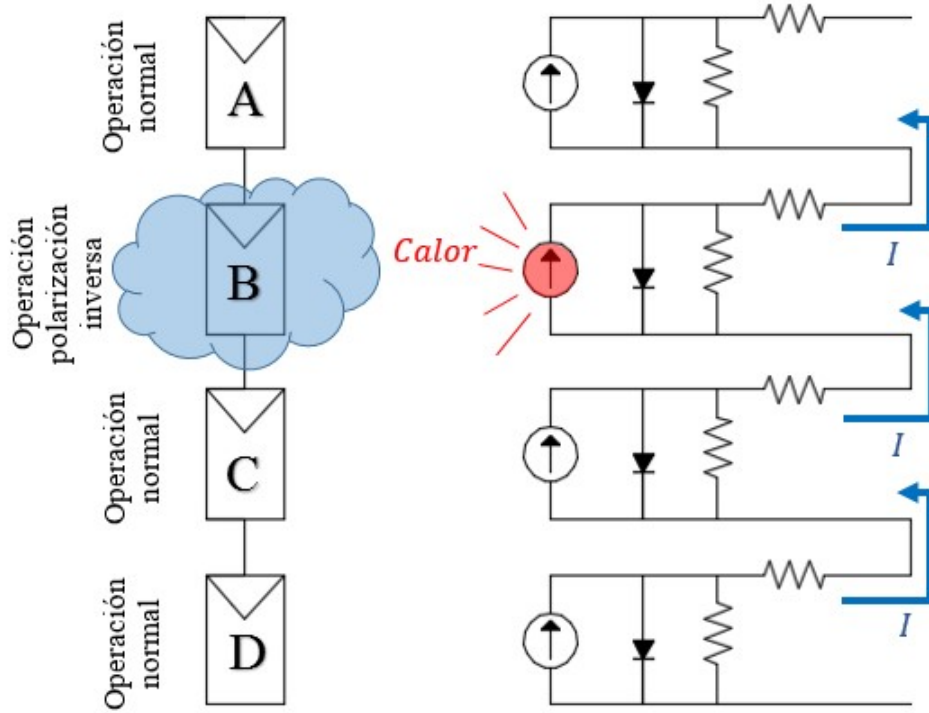


Figura 2.12: Efecto hot spot en un sistema mayor

Una explicación más matemática de este fenómeno se muestra a continuación.

$$V_{total}^{sombra} = V_A(I) + V_B^{sombra}(I) + V_C(I) + V_D(I) \quad (2.7)$$

Como los módulos A, C y D no están sombreado y tienen las mismas características, entonces los 3 módulos generan una tensión igual a $V(I)$ que es positiva.

$$V_{total}^{sombra} = 3 \cdot V(I) + V_B^{som}(I) \quad (2.8)$$

Por otro lado, como el módulo B está trabajando en polarización inversa, entonces este módulo actúa como una resistencia y por lo tanto hay una caída de tensión igual a $V^{pol}(I)$.

$$V_{total}^{som} = 3 \cdot V(I) - V^{pol}(I) \quad (2.9)$$

La potencia que se deja de entregar con respecto al caso ideal (sin sombra) se mostrará a continuación.

$$\Delta P = P^{normal} - P^{sombra} \quad (2.10)$$

$$\Delta P = 4 \cdot V(I) \cdot I - (3 \cdot V(I) - V^{pol}(I)) \cdot I \quad (2.11)$$

$$\Delta P = V(I) \cdot I + V^{pol}(I) \cdot I \quad (2.12)$$

Como se observa en la ecuación (2.12) aparecen dos términos. El primer término $V(I) \cdot I$ corresponde a la potencia que se dejó de entregar producto a la sombra en la celda B. Y el segundo término $V^{pol}(I) \cdot I$ corresponde a las pérdidas en la celda B, la cual se libera en forma de **calor** (ver Figura 2.12)

Los efectos del hot spot se pueden evitar utilizando diodos bypass (Figura 2.13), que protegen los módulos del calentamiento local [38–41].

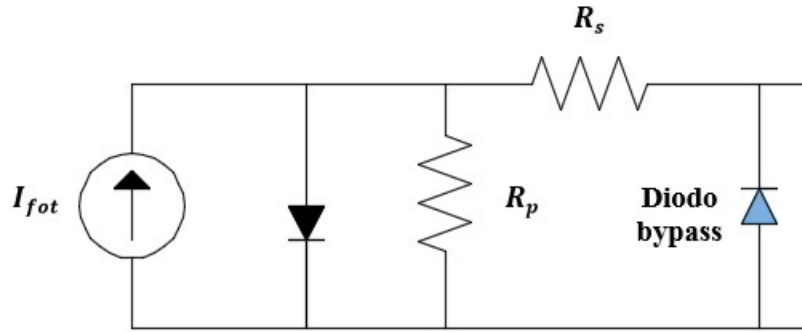


Figura 2.13: Diodos bypass

Los módulos que se encuentran en el comercio poseen una serie de diodos bypass conectados a través de grupos de celdas fotovoltaicas para evitar los fenómenos de hot spot. Sin embargo, los diodos bypass no resuelven el problema de la reducción de la potencia generada en los parques fotovoltaicos en condiciones de sombreado parcial, debido a que al existir módulos sombreados igualmente se pierde generación.

Una consecuencia del uso de los diodos bypass es la aparición de múltiples MPP en la curva P-V de un arreglo fotovoltaico [35, 42, 43]. Una central fotovoltaica sometida a dicho efecto se caracterizará por la aparición de máximos locales en la curva P-V. De esta forma la búsqueda del punto de MPPT será más compleja. Adicionalmente, el no operar en el MPP global se traduce en pérdidas en potencia y desgaste en los módulos [35].

En la Figura 2.14 se muestra un arreglo fotovoltaico de 2 strings de 3 módulos en serie cada uno con sus respectivas curvas I-V (Figura 2.14 b) y curva P-V (Figura 2.14 c). La Figura 2.15 muestra el mismo arreglo bajo el efecto de sombreado parcial, lo cual conlleva a la aparición de un máximo global y un máximo local en su curva P-V [35, 42, 43].

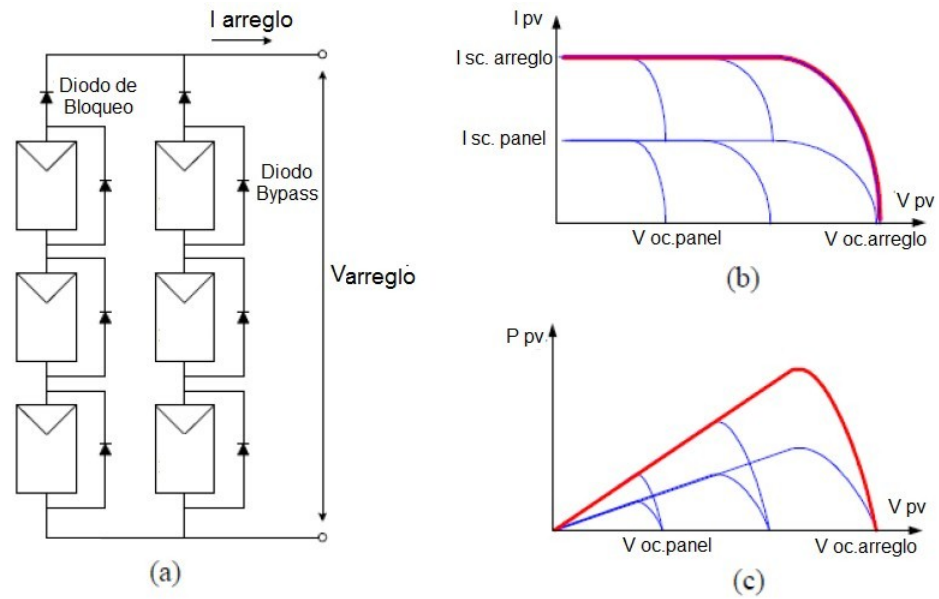


Figura 2.14: a) Arreglo de paneles de 3 x 2 en condiciones normales, b) Característica I-V, c) Característica P-V

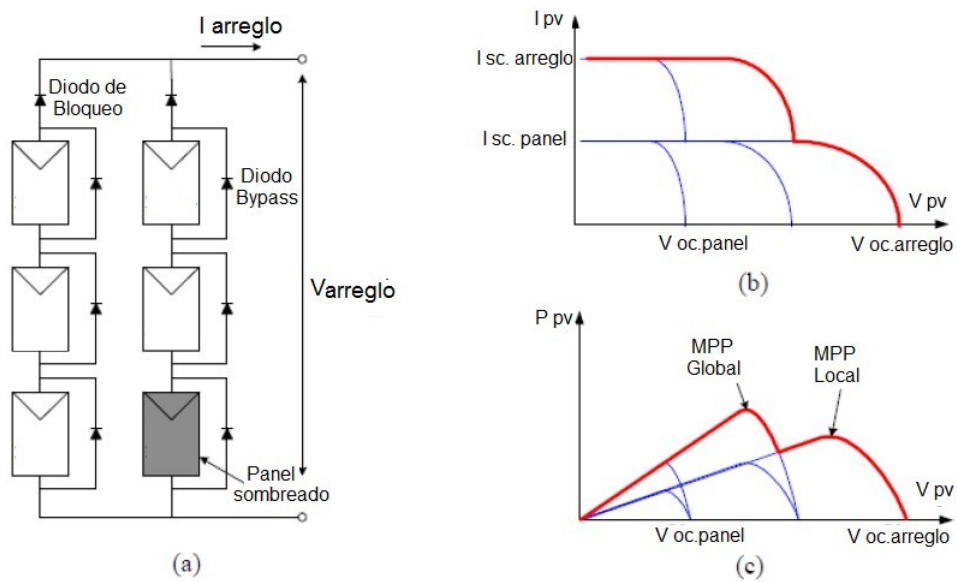


Figura 2.15: a) Arreglo de paneles de 3 x 2 en condiciones de sombreado, b) Característica I-V, c) Característica P-V

2.4. Cuantificación y localización de las reservas

Mantener el equilibrio entre la generación y la demanda en un sistema eléctrico en todo instante de tiempo es indispensable para la operación confiable y segura del sistema. Grandes desviaciones de la frecuencia de su valor nominal pueden poner en peligro el suministro y causar graves daños sociales y económicos [44]. Para evitar esto se debe guardar un cierto nivel de reserva de potencia que permita compensar los cambios repentinos y los errores de pronóstico de la demanda y de la generación ERNC.

A medida que va aumentando el nivel de penetración de las ERNC en los distintos sistemas eléctricos, se van desplazando los generadores convencionales y los requerimientos de reservas operativas van aumentando para compensar la variabilidad e incertidumbre de los recursos variables (solar y eólico) [45].

2.4.1. Reservas

Existen diferentes definiciones de reserva, por ejemplo [46] define la reserva como la capacidad de potencia activa que puede ser desplegada para asistir al balance entre generación y carga, en respuesta al control de frecuencia de la red. Otra definición de reserva es la capacidad real de potencia activa que puede ser dada o tomada del sistema por una unidad generadora en una ventana de tiempo para asistir en el control de frecuencia [47]. Existen varios tipos de reserva pero sus nombres y definiciones no son iguales en todas partes del mundo [46, 48]. La clasificación puede ser de acuerdo a [44]:

- Tipo de evento (perturbación) al cual responden: Pequeñas perturbaciones (cambios en la demanda del sistema) o contingencias (grandes perturbaciones).
- Tiempo de respuesta requerido y capacidades físicas necesarias de las unidades generadoras participantes.
- Inyección/absorción de potencia activa: “reservas upward” son requeridas cuando en el sistema hay menos generación que demanda. “Reservas downward” son requeridas cuando en el SEP hay mayor demanda que generación.

Teniendo en cuenta las diversas variaciones y convenciones de las reservas en los diferentes sistemas eléctricos, en [46, 47, 49, 50] se realiza una categorización de las distintas reservas, lo cual se muestra en la Figura 2.16.

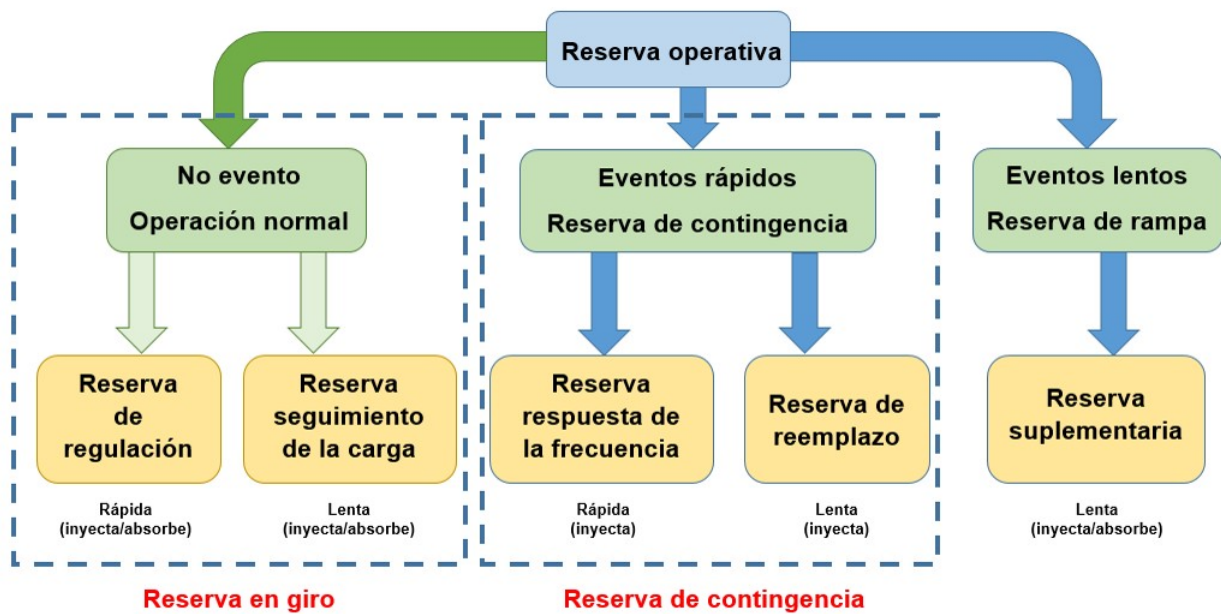


Figura 2.16: Categorización de las reservas operativas

En general, la reserva operativa se divide en:

- Reserva para operación normal correspondiente a las reservas que responden a situaciones donde no hay contingencias. Incluye un funcionamiento normal del sistema eléctrico frente a desviaciones esperadas causadas por errores de pronóstico y la variabilidad dentro de un período de tiempo.
- Reservas para eventos pocos frecuentes, tales como los causados por salidas intempestivas de generadores o fallas en las líneas de transmisión.

Estas dos categorías tienen más divisiones de acuerdo con la velocidad requerida de la respuesta. Las reservas de acción rápida tienen que tener una respuesta automática (reserva de regulación y reserva de respuesta de frecuencia) mientras que el resto puede ser activada manualmente entre 10 a 30 minutos (reserva de seguimiento de la carga, reserva de reemplazo).

En la Tabla 2.2 se presenta un resumen de las distintas reservas mostradas en la Figura 2.16. En adelante se hará referencia a las reservas de regulación y de seguimiento de carga como **reserva en giro**, mientras que a las reservas de reemplazo y de respuesta de la frecuencia se les denominará **reserva de contingencia**.

A continuación, se define detalladamente los 5 tipos de reservas.

- **Reserva de regulación**²

²Regulating Reserve

Las reservas de regulación cubren los cambios continuos, rápidos y frecuentes (positivos o negativos) en la demanda y en la generación del sistema eléctrico para mantener constantemente el balance de potencia activa [50]. Esta reserva pertenece a la escala más pequeña (en el orden de segundos a minutos) para asistir en el balance durante la operación normal del sistema eléctrico [49, 50]. Se utiliza para corregir el desbalance instantáneo causado por cambios en la carga o en la generación dentro de un periodo de tiempo menor al programado por el despacho económico o por el mercado eléctrico. También es utilizada para cubrir los desbalances entre la carga y la generación cuando difieren las predicciones de generación de energía de las fuentes variables de generación. Por lo tanto, los requerimientos de reserva de regulación aumentan si los pronósticos de las fuentes de generación variable no son acertados; o bien, a medida que aumenta su nivel de penetración [45, 50].

En la literatura internacional a este tipo de reserva también se le denomina como [46]:

- Reserva primaria.
- Reserva secundaria.

- **Reserva de seguimiento de carga³**

La reserva de seguimiento de la carga es muy similar a las reservas de regulación, pero en una escala de tiempo más lenta (del orden de los minutos). Pueden proveerla unidades sincronizadas como no sincronizadas a la red [45, 50]. Se utiliza para acomodar la variabilidad y la incertidumbre que ocurren dentro de las condiciones normales de operación en la ventana de tiempo pertinente (del orden de minutos a horas), con el fin de corregir los futuros desbalances anticipados y no requieren una respuesta automática centralizada [45, 46, 50]. Las reservas de seguimiento de carga cubren los típicos patrones de la demanda neta dentro de un periodo del despacho económico (de minutos e incluso horas).

En la literatura internacional, a este tipo de reserva se denomina también [46]:

- Reserva de seguimiento
- Reserva terciaria.
- Reserva de minutos.
- Reserva programada.
- Reserva del despacho.
- Reserva de balance.

- **Reserva de respuesta en frecuencia**

A diferencia de los dos tipos de reservas mencionados anteriormente, este tipo de reserva es utilizada durante las contingencias (desprendimientos de grandes bloques de

³Load Following Reserve

generación o de carga) en los sistemas eléctricos de potencia y generalmente la proveen unidades convencionales al sistema. Dichas fallas ocurren rápidamente demandando que las reservas de respuesta en frecuencia estén operativas inmediatamente (en el orden de segundos) [49, 51].

Debido a la definición de este tipo de reservas, éstas no se ven afectadas por la variabilidad e incertidumbre de las fuentes de generación variable debido a que no se asocia a un evento de contingencia. Hoy en día, las reservas de contingencias generalmente se dimensionan a partir de la contingencia más grande y creíble que pueda ocurrir en un sistema eléctrico (que puede incluir múltiples generadores o eventos).

En la literatura internacional, las reservas de respuesta en frecuencia también son llamadas de la siguiente forma según [46, 51]:

- Reserva primaria, secundaria y terciaria.
- Reserva de perturbación.
- Reserva de $N - 1$.
- Reserva de contingencia.
- Reserva instantánea.

• **Reserva de reemplazo**

Las unidades de generación que proveen reservas de reemplazo (sincronizadas o no al sistema) tienen la capacidad disponible para asistir en el balance entre generación y carga durante eventos pocos frecuentes que son más severos que las compensaciones de potencia activa necesarias durante la operación normal del sistema, y también son usadas para corregir los desbalances no instantáneos (eventos de larga duración, varios minutos). Las grandes rampas de cargas ocurren todos los días, las cuales son predecibles, y compensadas mediante las reservas de seguimiento de carga. Sin embargo, debido a la creciente incorporación de las fuentes de generación no convencional, como los son la fotovoltaica y eólica, la presencia de grandes rampas de generación pueden requerir mayores necesidades de reservas operativas, específicamente las reservas de reemplazo. Por lo tanto, este tipo de reservas de reemplazo principalmente está orientado a compensar los desbalances energéticos producto de rampas inesperadas y de gran magnitud causadas por la incorporación de la generación ERNC. La forma en que este tipo de reserva es separada de las reservas de seguimiento de carga depende de cada sistema [46, 49, 51].

En la literatura internacional, las reservas de reemplazo también son llamadas de la siguiente forma según [46, 51]:

- Reserva de balance.
- Reserva de desviación.
- Reserva de rampa.

- **Reserva suplementaria**

Este tipo de reserva la brindan unidades de generación convencionales o no al sistema y se utilizada para reemplazar y restablecer las reservas de contingencias una vez que estas fueron utilizadas ante una falla en el sistema. También pueden ser usadas y dimensionadas para asistir en los desbalances producidos por eventos lentos de rampas, como por ejemplo errores de pronóstico.

En la literatura internacional, este tipo de reservas también se conoce por los siguientes nombres [46]:

- Reserva terciaria.
- Reserva de reemplazo.
- Reserva de balance.
- Reserva de minutos.

Tabla 2.2: Categorías de las reservas

<i>Nombre</i>	<i>Uso</i>	<i>Términos comunes</i>
Reserva operativa	Cualquier capacidad disponible para la asistencia del balance de potencia activa	
Reserva de no evento	Capacidad disponible para la asistencia en el balance de potencia activa durante la condiciones normal, o los sucesos que ocurren continuamente (no incluye las fallas del sistema)	
Reserva de regulación	Capacidad disponible durante condiciones normales en ayuda al balance de potencia activa para corregir los desbalances de corriente, es mas rápida que la optimización del despacho económico, es aleatoria, y requiere un respuesta automática centralizada.	Reserva de regulación, regulación, control de frecuencia de carga, control primario/secundario.
Reserva para el seguimiento de la carga	Capacidad disponible durante condiciones normales con el propósito de asistir en el balance de potencia activa para corregir desbalances futuro y no requiere una respuesta centralizada.	Seguimiento de la carga, reserva de seguimiento, reserva terciaria, reserva de minutos, reserva programada, reserva del despacho, reserva de balance.
Reserva de contingencias	Capacidad disponible con el propósito de asistir en el balance de potencia activa durante eventos poco frecuentes como salidas intempestivas de generadores, y son más graves que la necesidad de balancear durante las condiciones normales y es usada para corregir los desbalances instantáneos.	Reserva de contingencia, reserva de perturbaciones, reserva de balance.
Reserva de reemplazo	Parte de la reserva de contingencia que se encuentra disponible para asistir en reemplazo de la reserva de respuesta en frecuencia (primaria y secundaria) usada durante severos eventos instantáneos, de modo que está disponible para un evento instantáneo posterior que se produce en la misma dirección. También se puede utilizar y dimensionar para incluir eventos de rampa más lentos como grandes errores de predicción	Reserva de control terciario, reserva de reemplazo, reserva suplementaria, reserva de balance, reserva de minutos.
Reserva de respuesta en frecuencia	Parte de la reserva de contingencia que responde automáticamente para desbalances instantáneos y estabiliza la frecuencia del sistema (primaria) y la retorna a su valor nominal (secundaria)	Reserva de control primario, reserva de respuesta en frecuencia, reserva de control secundaria, reserva en giro, AGC.
Reserva de eventos (para reservas lentas)	Capacidad disponible con el propósito de asistir en el balance de potencia activa durante eventos poco frecuentes que son más graves que la necesidad de balancear durante las condiciones normales.	
Reserva suplementaria	Capacidad disponible con el propósito de asistir en el balance de potencia activa durante eventos poco frecuentes que son más graves que la necesidad de balancear durante las condiciones normales y es usada para corregir los desbalances no instantáneos.	Reserva de rampa, reserva suplementaria, reserva de balance.

2.4.2. Impactos de la generación ERNC en las reservas operativas

Durante la operación normal, los impactos de la generación ERNC en las reservas operativas son generalmente separados en dos grandes categorías: Aquellas que surgen debido a la variabilidad natural del recurso que usan las ERNC (en el corto plazo, es decir dentro de la ventana de minutos), y aquellas que son causadas por la incertidumbre existente en la generación (error de pronóstico) [52].

1. Variabilidad de la generación ERNC

La variabilidad de la generación ERNC se refiere a la fluctuación natural de la potencia de salida producto a la disponibilidad del recurso natural [53].

La variabilidad de la generación ERNC va disminuyendo a medida que la escala de tiempo en cuestión disminuye [48]. La variabilidad en escalas de tiempo más largas que el período del despacho es captada por el mismo despacho, por lo que es necesario tener las reservas adecuadas para cubrir dicha variabilidad dentro del periodo de despacho.

2. Incertidumbre de la generación ERNC

La incertidumbre de la generación ERNC se refiere a la diferencia entre un pronóstico perfecto y el pronóstico actual [53]. La exactitud del pronóstico de la generación depende de varios factores como en el horizonte del pronóstico, el tamaño de las plantas de generación y de su distribución geográfica. El error de pronóstico va creciendo a medida que el horizonte de pronóstico se hace más largo [48, 54–56].

2.4.3. Cuantificación de reservas pre-optimización

Dado el aumento de la penetración ERNC dentro de los sistemas eléctricos de potencia, una correcta determinación de las reservas es crucial para el funcionamiento confiable y seguro del sistema a mínimo costo [57]. En la literatura se han presentado diversos métodos para cuantificar los montos de reservas adicionales necesarias debido al incremento de las ERNC [44, 48, 57, 58]. Estos métodos de cuantificación que se mencionarán en esta sección fuerzan un nivel de reserva en el despacho, dado que el monto de la reserva se calcula de forma ex-ante, y por lo tanto el despacho no optimiza dicho monto.

Estos métodos se pueden clasificar como estáticos o dinámicos [44, 46]. Los métodos estáticos asumen el mismo nivel de reserva operativa en toda la ventana de tiempo del análisis, independientemente de las condiciones del sistema. Por otro lado, los métodos dinámicos van modificando el nivel de la reserva operativa para cada intervalo de tiempo, a menudo como una función que depende de la demanda y de los recursos variables (sol y viento) [46]. El uso de un método dinámico presenta muchas ventajas por sobre un método estático, entre las cuales se puede mencionar la optimización de la reserva del sistema bajo condiciones de incertidumbre y variabilidad de las distintas variables a considerar (demanda, generación

convencional y no convencional), teniendo como consecuencia una disminución considerable de los costos de operación del sistema de potencia [44, 46].

En general, los métodos de cuantificación de las reservas son clasificadas en **determinísticos, estadísticos y probabilísticos** tal como se resume en el esquema de la Figura 2.17.

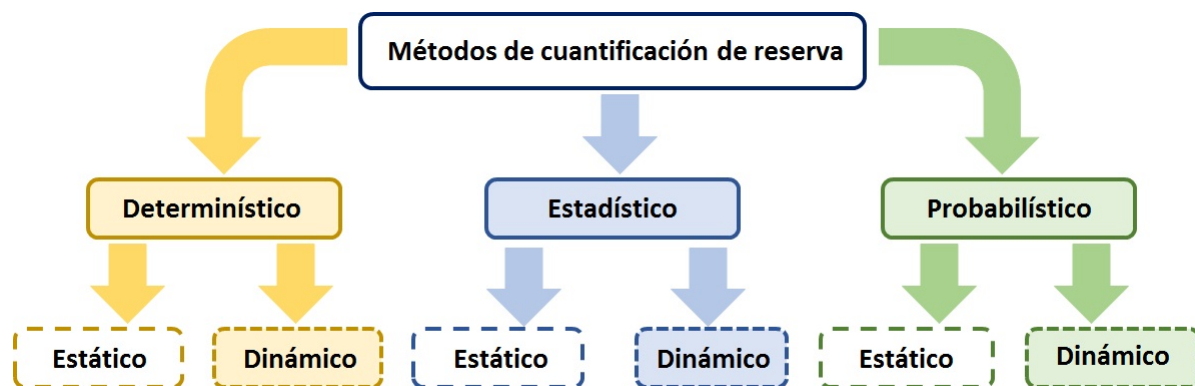


Figura 2.17: Clasificación de los métodos de cuantificación de la reserva

A continuación, se detallan los métodos determinísticos y estadísticos, ya que son los más utilizados para el dimensionamiento de las reservas por parte de los operadores de los sistemas de potencia. Por otro lado, los métodos probabilísticos no se detallarán en este trabajo por ser poco usados en la actualidad, pero si se desea mayor información se puede revisar los trabajos [44, 46, 48, 59–65].

2.4.3.1. Métodos determinísticos

Los métodos determinísticos generalmente estiman la reserva operativa en función de las peores contingencias que puedan ocurrir en el sistema de potencia, con el fin de tener la mayor confiabilidad posible [46], aunque también se pueden basar en la demanda máxima a la cual puede estar sometido el sistema eléctrico [66]. Este método no considera los eventos menos graves, la probabilidad de cada uno, ni la dependencia entre ellos.

Los métodos determinísticos cuantifican la reserva operativa en base a reglas heurísticas o simplemente criterios generales, los cuales derivan de la experiencia de los operadores del sistema de potencia [44]. Estos criterios, por lo general, dependen del tamaño del sistema y son insensibles al nivel de penetración de las ERNC [60, 61].

Dado que los métodos determinísticos no consideran las probabilidad de ocurrencia de las distintas situaciones a la cual puede estar sometido el sistema, el monto de reservas así estimado siempre se sobreestima, generando que existan más unidades funcionando para aportar dicha reserva, lo cual conlleva a un aumento en el costo de operación del sistema [46, 60, 61].

En general, los métodos determinísticos aplican una suma aritmética ante todos los eventos que consideran. En la Figura 2.18 a) se observa lo antes mencionado en donde se considera la peor contingencia, la máxima incertidumbre de la carga y la máxima incertidumbre de la generación ERNC. La suma aritmética sobredimensiona las reservas del sistema. Una forma de superar este problema es aplicar una operación geométrica en vez de sumar las reservas necesarias para cada uno de los eventos que puedan ocurrir. En la Figura 2.18 b) se observa que la cantidad total de reserva en el sistema se ve reducida considerablemente. Esta solución considera sólo una parte de los eventos máximos posible, el cual resume o incorpora otros eventos extremos [46].

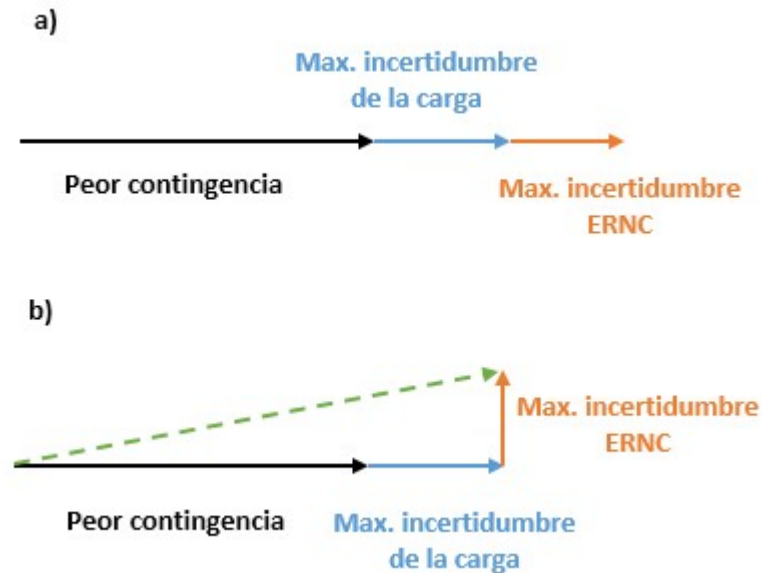


Figura 2.18: a) Cuantificación de reserva usando adición aritmética, b) Cuantificación de reserva usando adición geométrica

Por lo general, estas reglas son estáticas, es decir, los montos de reserva son fijos para todo el periodo en estudio (días, meses, años). Sin embargo, es posible aplicarlo de forma dinámica, cuando la regla se basa en un parámetro que cambia en el tiempo [44].

Las referencias [66, 67] muestran las distintas reglas o criterios determinísticos usados tradicionalmente por distintos operadores del sistema, con el fin de cuantificar la reserva en sus sistemas de potencia, los cuales derivan principalmente de la experiencia.

Las características más importantes de los métodos determinísticos son:

- 1.- Insensibles al nivel de penetración ERNC.
- 2.- No consideran la variabilidad o los errores de pronóstico de la demanda y ni de las ERNC.
- 3.- No consideran la probabilidad de falla de las distintas unidades de generación

A continuación se presentan, a modo de ejemplo, los criterios determinísticos utilizados por dos países europeos para determinar sus respectivas reservas operativas [66].

1. Francia

- Reserva primaria: Corresponde alrededor de 700 MW.
- Reserva Secundaria: Recomendación de la UCTE⁴ o un criterio más conservador durante las horas peak, y con un mínimo de 500 MW.
- Reserva terciaria rápida para 15 minutos: 1.500 MW (con el fin de compensar la pérdida de la unidad más grande de Francia).
- Reserva terciaria complementaria para 30 minutos: Depende del margen operacional definido por el operador del sistema de transmisión. El cálculo de este margen no es conocido, pero se basa en la probabilidad de utilizar medios excepcionales, como por ejemplo, desprendimiento de carga.

2. España

- Reserva primaria: Corresponde al 1,5% de la capacidad nominal de todos los generadores.
- Reserva secundaria: Corresponde a $6 \cdot \sqrt{L_{max}}$ cuando la variación de la carga es rápida, y $3 \cdot \sqrt{L_{max}}$ para los demás casos (considerando a que L_{max} es la demanda máxima). Esta reserva es calculada para cada hora.
- Reserva terciaria: Corresponde a la capacidad de la unidad más grande + el 2% de la carga esperada en el periodo considerado.

2.4.3.2. Métodos estadísticos

Los métodos estadísticos se basan en índices estadísticamente relevantes, que se calculan de acuerdo a un análisis de datos históricos de las distintas variables de interés, como la generación y la carga [44, 55].

Dentro de estos métodos, el más conocido es el “**criterio de n-sigma ($n\sigma$)**”. El criterio n-sigma se basa en una comparación entre las series de tiempo de la demanda (D) y de la demanda neta (DN), donde esta última es definida como la demanda menos la generación ERNC [48, 55]. La función de distribución de probabilidad (pdf) de la demanda neta es usada para cuantificar la reserva operativa adicional debida a la generación ERNC en diferentes escalas de tiempo [48].

$$DN_i = D_i - ERNC_i \quad \forall i \in T \quad (2.13)$$

Si la demanda y la generación ERNC no están correlacionadas, la desviación estándar de la serie de tiempo de la demanda neta se calcula de acuerdo a la ecuación (2.14) [44, 46, 48, 52],

$$\sigma_{NL} = \sqrt{\sigma_L^2 + \sigma_{ERNC}^2} \quad (2.14)$$

⁴Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

Donde σ_L y σ_{ERNC} corresponden a la desviación estándar de la serie de tiempo de la variabilidad y/o de los errores de pronóstico de la demanda y generación ERNC respectivamente. Esta metodología puede ser aplicada considerando cualquier escala de tiempo (segundos, minutos o horas), lo cual va a depender de la información recopilada de todas las variables de interés (demanda, generación, etc). En este contexto, el criterio $n\sigma$ indica que la reserva operativa (R) corresponde a n veces la desviación estándar, es decir,

$$R = n \cdot \sigma_{NL} \quad (2.15)$$

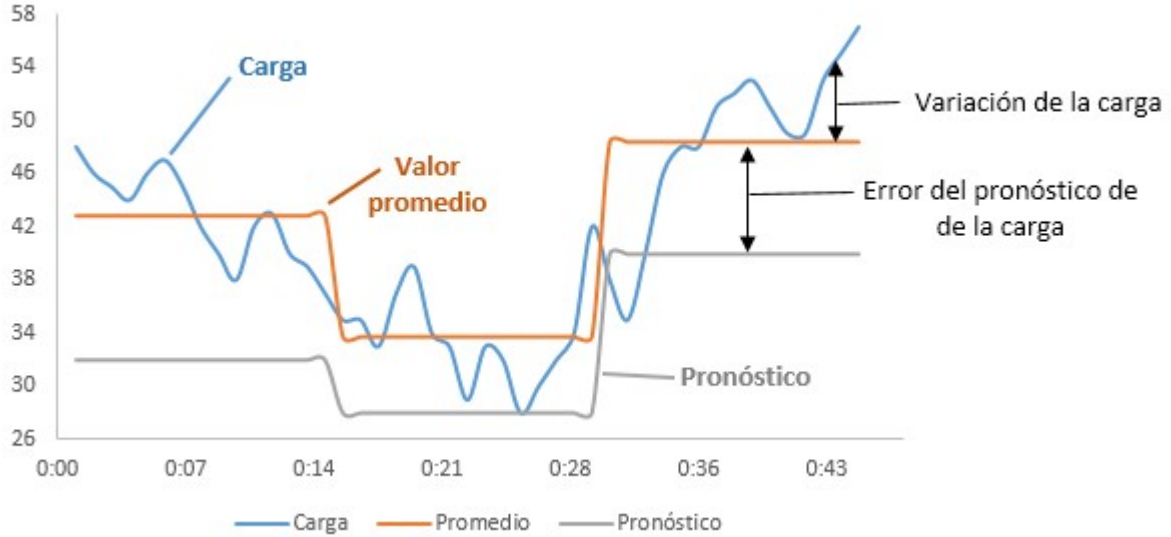


Figura 2.19: Error de pronóstico

Las reservas operativas adicionales ΔRes necesarias debido a la integración de ERNC en el sistema son cuantificadas de acuerdo a la ecuación (2.16) [46, 48, 52].

$$\Delta Res = n \cdot (\sigma_{NL} - \sigma_L) \quad (2.16)$$

Típicamente el valor usado de n se define para cubrir la mayor cantidad de eventos del sistema eléctrico con un cierto grado de confianza. Generalmente el valor utilizado de n es 3, ya que la reserva puede cubrir más del 99% de las variaciones de las nuevas tecnologías asumiendo una distribución Gaussiana [46, 48, 52, 55].

Este método es sencillo y fácil de usar cuando existen series históricas de datos de la energía eólica, solar y de la demanda. La variabilidad de la carga neta, en comparación con la variabilidad de la demanda, da una estimación de las necesidades adicionales del sistema para reaccionar ante una gran incorporación de ERNC.

En la Figura 2.20 se observa que al considerar la carga neta, la incorporación de la generación ERNC (curva naranja) hace necesario aumentar la cantidad de reserva operativa para abarcar la mayor cantidad de variaciones que puedan ocurrir en el sistema.

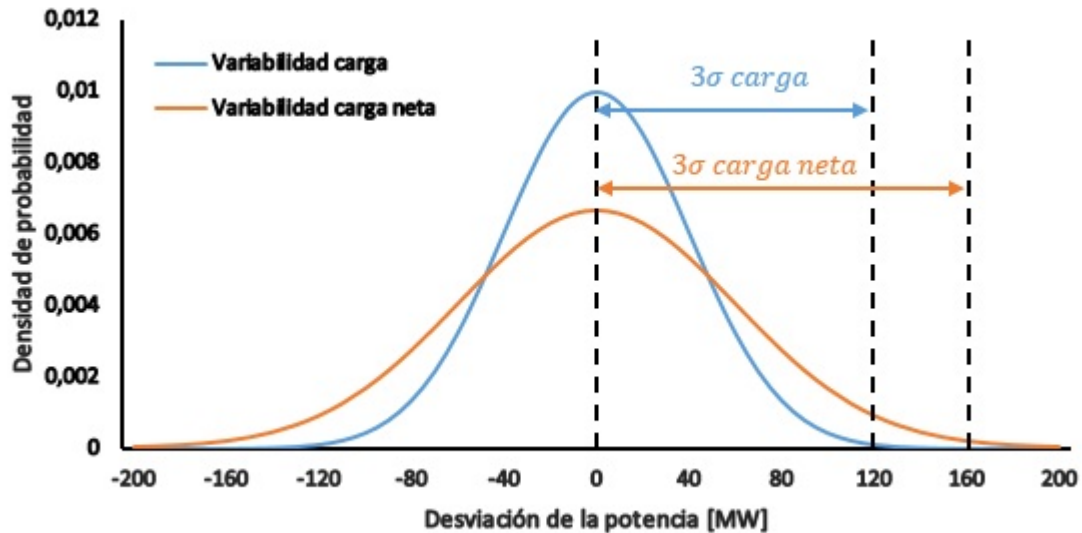


Figura 2.20: Distribución de la variabilidad de la carga y carga neta

Para cubrir algunos eventos que no pueden ser modelados, se han sugerido diferentes valores de n : entre 4 y 6 para reservas de regulación, y otras veces, entre 2 y 3 para el seguimiento de la carga [52].

Dentro de la literatura se han realizado varias publicaciones sobre métodos estadísticos, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- En [68] se introduce por primera vez el método sigma, el cual es implementado en un sistema hidro-térmico. En este sistema se consideran los errores de pronóstico tanto de la carga como de la generación eólica. Además, las variables aleatorias o estocásticas son modeladas como una función de densidad de probabilidad Gaussiana sin ninguna correlación entre ambas variables. Como resultado se cuantifican las reservas requeridas para la regulación de frecuencia para 5 horas de operación, con el criterio de tener una probabilidad de déficit de potencia a lo más del 2%.
- En [52] analizan el criterio n-sigma de forma estática usando distintos valores de n , considerando que las variables aleatorias tienen una distribución Gaussiana. Las conclusiones de este trabajo son recomendaciones para el uso de diferentes valores de “ n ” las que van a depender del tipo de reserva a calcular y del nivel de seguridad que se desea tener en la operación. Por ejemplo, para la reserva destinada para el seguimiento de carga, se propone un valor entre 2-3, mientras que para las reservas de seguimiento de carga se propone un valor de 6. Todos estos resultados variarán en función del sistema eléctrico a analizar.
- Los autores de [57] presentan una aplicación del método 3σ aplicada de forma dinámica, con el fin de cuantificar la reserva del sistema de forma dinámica, unificando el unit commitment y el modelo de despacho económico (UUCED ⁵) aplicando distintos

⁵Unite the Unit Commitment and Economic Dispatch

intervalos de tiempo (15 min, 30 min y 60 min). Las reservas se clasificaron en tres, donde su dimensionamiento depende de la peor contingencia posible y de la variabilidad e incertidumbre de la carga neta según corresponda. De los resultados que se obtuvieron se observó que el incremento de la penetración eólica afecta mayormente la incertidumbre de la carga neta en el dimensionamiento de las reservas del sistema. Además, se enfatizó que usar el criterio 3σ tiene como consecuencia una alta cantidad de reserva para el sistema.

2.4.4. Criterios para el dimensionamiento de reserva de este trabajo

La desventaja que presentan los métodos mencionados en esta sección (determinísticos y estocásticos), para el dimensionamiento del monto de la reserva, es que ambos son indiferentes al despacho económico e indiferentes a las condiciones de operación, y por ende estos métodos siempre sobredimensionarán el monto de reserva. De acuerdo a lo anterior, en este trabajo los montos de reserva saldrán como resultado de la optimización cuya cota mínima de reserva dependerá de la potencia de salida de todas las unidades convencionales encendidas, en otras palabras, la cota mínima corresponderá a la potencia de la unidad más cargada del sistema para cada instante de tiempo t . La forma de abordar esta situación será mediante la ecuación (2.17), la cual muestra matemáticamente la restricción asociada a las reservas en el modelo de optimización, donde $P_{g,t}$ y $R_{g,t}$ corresponden a la potencia de salida y la reserva disponible por parte de la unidad convencionales g en el instante t respectivamente, mientras que $ResPV_{i,t}$ corresponde al vertimiento/reserva de la central PV i en el instante t . La primera sumatoria corresponde a la suma de las reservas de los generadores convencionales. Y la segunda sumatoria corresponde a la suma de las reservas de las centrales PV (igual al vertimiento asociado al despacho). Cabe mencionar que G , I y T corresponden a los conjuntos de las unidades convencionales, unidades PV y de tiempo respectivamente.

Además, en este trabajo se asume que las unidades PV tienen implementado un control que les permite responder con FFR ante contingencia.

$$\begin{aligned} \sum_{j \in G} R_{j,t} + \sum_{i \in I} ResPV_{i,t} &\geq P_{g,t} + R_{g,t} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \\ \Rightarrow \sum_{\substack{j \in G \\ j \neq g}} R_{j,t} + \sum_{i \in I} ResPV_{i,t} &\geq P_{g,t} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \end{aligned} \quad (2.17)$$

La reserva obtenida con la restricción (2.17) incluye de manera intrínseca el hacer frente a la variabilidad e incertidumbre de la generación solar y la demanda, y el hacer frente a la desconexión de la unidad más grande en operación.

Una consecuencia de incluir en el despacho la decisión de determinar el monto de reserva

de las unidades en operación es la optimización de dicho monto en función de las condiciones en que está trabajando el sistema eléctrico de potencia, produciendo una disminución de los costos de operación.

2.5. Unit Commitment (UC) y despacho económico (DE)

Los problemas de UC y despachos económicos son problemas de optimización matemática que los operadores de los sistemas usan continuamente para despachar las unidades de generación disponibles con el fin de abastecer la demanda minimizando los costos que incurren los sistemas de potencia. Cabe destacar que para “operar” una unidad generadora primero se debe “encenderla”, es decir, poner la unidad en marcha, sincronizarla con el sistema y conectarla para que pueda suministrar energía a la red. La diferencia esencial entre **el problema de Unit Commitment** y **el problema de despacho económico**, es que el problema de despacho supone que hay N unidades operando en el sistema, y el propósito del despacho económico es determinar la potencia que deben suministrar cada una de las N unidades en operación con el objetivo de minimizar los costos totales de generación [69]. Por otro lado, el *Unit Commitment* asume que hay X unidades disponibles en el sistema completo y se tiene una predicción de la demanda que hay que abastecer. Lo que se busca es determinar el subconjunto de las X unidades disponibles que puedan satisfacer la demanda proyectada minimizando los costos totales de operación en el horizonte de tiempo de evaluación [69]. Dentro de los costos totales que se minimizan se encuentran los costos de producción de las unidades generadoras, más los costos de partida y parada asociados a cada una de las unidades.

El *Unit Commitment* puede extenderse durante algún período de tiempo, como 24 horas de un día o 168 horas de una semana. En general, es un problema mucho más difícil de resolver, dado que la optimización matemática involucra variables enteras (es decir, las unidades generadoras deben estar encendidas o apagadas). Los procedimientos de solución utilizan el problema del despacho económico como un subproblema, es decir, para cada uno de los subconjuntos de unidades en operación que se eligió previamente, se debe trabajar de forma económicamente óptima para cada situación que pueda ocurrir [69–74].

2.5.1. Nomenclatura y notación

Para un mejor entendimiento del modelo matemático del UC y DE, a continuación se presenta la notación usada en este trabajo.

Conjuntos relacionados con los parámetros

G	Conjunto de generadores convencionales en el sistema.
T	Conjunto del horizonte de tiempo
NG	Número total de unidades convencionales en el sistema.
NT	Horizonte de tiempo.

Parametros

P_g^{MAX}	Máxima potencia de la unidad convencional g .
P_g^{MIN}	Mínima potencia de la unidad convencional g .
D_t	Demanda total del sistema en el instante t .
C_g	Costo de generación de la unidad convencional g .
S_g	Costo de encender la unidad convencional g .
K_g	Costo de apagar la unidad convencional g .
Rup_g	Tasa máxima de subida de la unidad convencional g .
Rdn_g	Tasa máxima de bajada de la unidad convencional g .
Tdn_g	Tiempo mínimo de apagado de la unidad g
Tup_g	Tiempo mínimo de encendido de la unidad g
R_t^{eq}	Reserva requerida en el instante t .

Variables

$P_{g,t}$	Generación de la unidad convencional g en el tiempo t correspondiente al despacho económico.
$u_{g,t}$	Variable binaria del UC que permite conocer si la unidad convencional g esta operando en el instante t o no.
$y_{g,t}$	Variable binaria del UC que permite identificar si la unidad convencional g se encendió en el instante t o no.
$z_{g,t}$	Variable binaria del UC que permite identificar si la unidad convencional g se apagó en el instante t o no.
$R_{g,t}$	Reserva que aporta la unidad g , en el instante t correspondiente al despacho económico.

2.5.2. Modelación del UC determinístico, sin escenarios

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, el objetivo del UC es determinar el subconjunto de unidades de generación que se tiene a disposición que permitan satisfacer las restricciones de todo el sistema y cumplir con las restricciones de las mismas unidades durante un determinado horizonte para que el costo total de operación sea mínimo [73–75].

La función objetivo puede ser representada como se observa en la ecuación (2.18), en donde las decisiones se dividen en dos partes: primera etapa (*first stage*) y segunda etapa (*second stage*). En donde el primer término $c_y^T y + c_z^T z$ corresponde a la primera etapa, y el segundo término $F(u, v)$ esta asociado a la segunda etapa [76].

En la primera etapa, se toman las decisiones de encendido y apagado de las unidades convencionales, y y z respectivamente. U representa el conjunto factible de las decisiones del commitment. Los costos de encendido y apagado son capturados en los vectores c_y y c_z respectivamente. El segundo término de la función objetivo $F(u, v)$ corresponde al costo de la operación considerando el commitment u , y el vector incertidumbre v [76].

$$\min_{u \in U} FO : c_y^T y + c_z^T z + F(u, v) \quad (2.18)$$

El problema de UC básicamente involucra cinco tipos de restricciones. La formulación de las restricciones se detallan a continuación [70–72, 77–128].

- 1.- **Balance de energía:** La demanda debe ser abastecida en cada periodo de tiempo por la totalidad de las unidades en operación. La restricción (2.19) modela dicha condición de balance. Cabe destacar que esta restricción considera un sistema uninodal, y por lo tanto no considera el sistema de transmisión ni las pérdidas que existen en él.

$$\sum_g P_{g,t} = D_t \quad \forall g \in G \quad (2.19)$$

- 2.- **Límites de potencia de salida:** Los límites de generación de cada una de las unidades g en cada instante de tiempo t se representan en la restricción (2.20).

$$P_g^{min} \cdot u_{g,t} \leq P_{g,t} \leq P_g^{max} \cdot u_{gt} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.20)$$

- 3.- **Límites de tasa de toma de carga:** La potencia de salida de las unidades no puede cambiar rápidamente entre un instante $t - 1$ y t , y por lo tanto, las tasas de rampa de subida y bajada (Rup_g y Rdn_g respectivamente) reflejan la máxima diferencia de carga que puede existir entre dos periodos sucesivos. Las restricciones (2.21) y (2.22) modelan dichos límites.

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq Rup_g \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.21)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq Rdn_g \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.22)$$

- 4.- **Tiempo mínimo de encendido y apagado:** Una unidad g debe estar encendida (apagada) por un cierto número de horas antes de que pueda ser desconectada (conectada). Por ejemplo si la unidad g se apaga en el periodo de tiempo t , entonces debe permanecer fuera de servicio durante los siguientes Tdn_g periodos. Los requisitos de los tiempos mínimos de encendido y apagado se modelan matemáticamente mediante las restricciones (2.23) y (2.24). Además, las restricciones (2.25) y (2.26) vinculan las variables binarias de encendido $y_{g,t}$ y apagado $z_{g,t}$ con las variables binarias de operación ó commitment $u_{g,t}$.

$$\sum_{q=t-Tup_g+1}^t y_{g,q} \leq u_{g,t} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.23)$$

$$\sum_{q=t-Tdn_g+1}^t z_{g,q} \leq 1 - u_{g,t} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.24)$$

$$y_{g,t} - z_{g,t} = u_{g,t} - u_{g,t-1} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.25)$$

$$y_{g,t} + z_{g,t} \leq 1 \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.26)$$

5.- **Reserva:** La reserva es el término utilizado para describir la cantidad de potencia disponible en todas las unidades convencionales en el sistema tal como se expresa en la ecuación (2.27). El monto de reserva debe ser suficiente de modo que si existe una perturbación en el sistema, como la pérdida de una unidad, no cause un descenso abrupto en la frecuencia del sistema. Esta reserva está restringida por la máxima potencia que puede entregar la unidad g (ecuación (2.27)), y por la tasa de rampa transitoria ($\delta_g \cdot \Delta_g$) de la unidad g (ecuación (2.28))

$$P_{g,t} + R_{g,t} \leq P_g^{max} \cdot u_{g,t} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.27)$$

$$R_{g,t} \leq \delta_g \cdot \Delta_g \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.28)$$

Generalmente la reserva se asigna obedeciendo un cierto criterio, mayormente establecido por el Operador del Sistema (OP). Un criterio puede ser que la reserva sea capaz de compensar la pérdida de la unidad más grande en operación. Esto puede ser representado, de forma simplificada, en la ecuación (2.29).

$$\begin{aligned} \sum_{j \in G} R_{j,t} &\geq P_{g,t} + R_{g,t} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \\ \Rightarrow \sum_{\substack{j \in G \\ j \neq g}} R_{j,t} &\geq P_{g,t} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \end{aligned} \quad (2.29)$$

Además de las restricciones presentadas, existen otros tipos de restricciones que permiten modelar de forma más exacta al sistema y a las unidades de generación. Por ejemplo, en los

trabajos [87,104,120,121,129] consideran restricciones de contingencia, en donde se considera la caída de unidades de generación y/o pérdidas de líneas de transmisión.

Respecto a las unidades de generación, en los trabajos [87,89,90,93,104,112,116] consideran restricciones al combustible de las unidades térmicas junto con la limitación de las emisiones de gases tóxicos. Para las unidades de embalse se tienen otros tipos de restricciones, las cuales consideran el caudal que ingresa al embalse y el caudal que es vertido para la generación de energía eléctrica como se observan en [99,100,115,129–132]. Adicionalmente, en [129,131] se agregan otras restricciones para que las centrales de embalse puedan operar como centrales de bombeo.

Por otro lado, la operación de las centrales térmicas es mucho más complejo, por ejemplo, en los trabajos [97–100,102,107,130,133] se detalla el encendido y apagado de estas unidades en función de la temperatura de la caldera, es decir, que dependiendo de la temperatura de la caldera su entrada en el sistema podría ser rápida o lenta.

Respecto al sistema de transmisión, este puede no ser considerado en la modelación matemática como se observa en los trabajos [96,99,104,106–109,111–113,128,133], considerando al sistema como uninodal (o una sola barra). En caso contrario, al considerar el sistema de transmisión, este puede ser modelado en DC como se observa en [89–92,95,110,115–120,123,124,126,127,129], o en AC plasmado en [87,88,90,93]. Por otro lado, en [92] se considera abrir líneas de transmisión (*transmission switching*) con el fin de disminuir los costos de operación del sistema.

Complementando lo anterior, existen otras restricciones que permiten mejorar el desempeño del sistema, entre los cuales se encuentra la respuesta de la demanda mostradas en [95,112,118,127], la cual consiste en la capacidad del cliente o carga para responder a una orden y ayudar a la estabilidad del sistema de forma coordinada. Además, en algunos países donde existe gaseoducto, hay restricciones que permiten coordinar la generación a gas con su transporte, tal como se observa en el trabajo [115].

Finalmente, como la generación ERNC y la demanda presentan incertidumbre en su pronóstico, la mayoría de las veces estas son modeladas con una función de probabilidad obtenida gracias a los datos históricos registrados a la fecha para cada caso, como se observa en los trabajos [103,106–108,110–112,114,115,117,118,122–125,127,128,133]. Producto a lo anterior, los trabajos [109,113–115,117,119,133] implementan índices de seguridad como la Energía no Suministrada y el LOLP⁶ que permiten reducir la probabilidad de no abastecer la demanda en su totalidad producto a la incertidumbre de dichas variables.

⁶Loss of Load Probability (LOLP) o la probabilidad de pérdida de carga es una medida de la probabilidad de que una demanda del sistema supere la capacidad durante un período determinado; a menudo se expresa como la cantidad estimada de días durante un período prolongado, con frecuencia 10 años o la duración del sistema. (Fuente: <https://energy.gov/eere/>)

2.5.3. Clasificación del UC

En base a la literatura es posible clasificar tres tipos de UC: determinísticos (DUC), estocásticos (SUC) y robustos (RUC). Los SUC y RUC consideran la variabilidad e incertidumbre de las variables como la demanda y generación ERNC. En la Figura 2.21 se presenta un esquema simplificado de la clasificación.



Figura 2.21: Esquema de UC

A. UC determinístico (DUC)

El problema del UC determinístico o DUC (abreviación en inglés) tiene como objetivo determinar el encendido y apagado de las unidades bajo un conjunto de restricciones en donde se supone que todas las variables del sistema no presentan incertidumbre, es decir se considera que en el sistema no existe error de pronóstico en la demanda y generación ERNC. La función objetivo es equivalente a la mostrada en la ecuación (2.31) sin la variable incertidumbre v , por lo que el escenario de operación es único.

$$\min_{u \in U} \quad FO : \quad c_y^T y + c_z^T z + F(u) \quad (2.30)$$

Otra forma de expresar la función objetivo del DUC se presenta en la ecuación (2.31), en donde se aplica la nomenclatura mostrada anteriormente.

$$FO : \quad \text{Min} \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} (S_g \cdot y_{g,t} + K_g \cdot z_{g,t} + C_g(P_{g,t})) \quad (2.31)$$

B. UC estocástico (SUC)

Los SUC se han introducido como una herramienta prometedora para tratar problemas que presentan incertidumbre. La idea de los SUC es representar la incertidumbre como un conjunto de escenarios en la formulación del UC [76].

Comparando los SUC y los DUC, ambos tienen las mismas ventanas de tiempo, pero los SUC tienen ciertas ventajas como el ahorro de los costos de operación y la mejora de la confiabilidad, como se muestra en [134, 135].

En la literatura se puede diferenciar 2 tipos de SUC.

1. Modelo de dos etapas

En un modelo SUC de dos etapas, la función objetivo es muy similar al DUC pero considera posibles escenarios que pueden ocurrir dentro de un periodo de tiempo producto a la incertidumbre de las variables involucradas en la optimización. A nivel general, la función objetivo se puede dividir en dos categorías: *first stage* y *second stage*.

La primera etapa o *first stage* corresponde al término $c_y^T y + c_z^T z$ correspondiente a la decisión de encendido y apagado del UC. Y el segundo término de la función objetivo (2.32) (asignado al despacho de las unidades) corresponde al costo **esperado** o promedio de las operaciones en cada uno de los escenarios disponibles en función del subconjunto de unidades que se encuentren en operación. Cabe recordar que $F(u, v)$ es la función de costos de operación de un determinado escenario y v es el vector incertidumbre con una distribución de probabilidad conocida.

$$\min_{u \in U} c_y^T y + c_z^T z + E_v [F(u, v)] \tag{2.32}$$

Dentro de los modelos de dos etapas en UC estocásticos, la creación de escenarios pueden realizarse de diversas formas, una de ellas es tratar la incertidumbre de forma estática (sólo una vez), es decir, un escenario cualquiera no interactua con ningún otro escenario en ningún periodo de tiempo t_k (Figura 2.22). Y otra forma es considerar los modelos de varios niveles, los cuales intentan captar la dinámica de la incertidumbre que se despliega en el tiempo y ajustar las decisiones de forma dinámica (Figura 2.23).

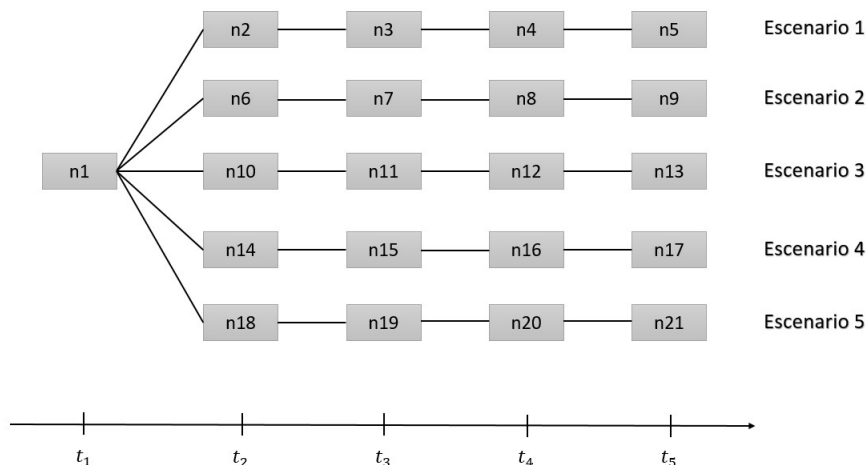


Figura 2.22: Escenario estáticos

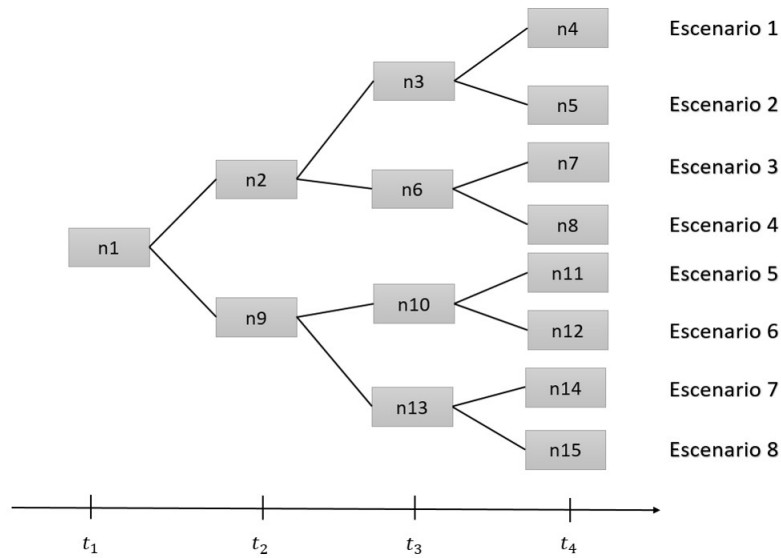


Figura 2.23: Escenario multinivel

Para facilitar la formulación de modelos de varios niveles, se utilizan a menudo árboles de escenarios, como se ilustra en la Figura 2.23. Cuando la información se actualiza cada hora, los tomadores de decisiones pueden ajustar sus decisiones de generación y reserva de la unidad basándose en los estados actuales del sistema y las incertidumbres futuras. El principal beneficio del uso de modelos multinivel es que la interacción entre la toma de decisiones y la incertidumbre se representa de manera más precisa y realista.

Como se observa en la Figura 2.23, un escenario es equivalente a una ruta única desde el nodo raíz $n1$ a un nodo hoja (por ejemplo, $n5$, $n7$ y $n15$), por ejemplo el escenario 1 corresponde a la ruta que involucra los nodos $n1$, $n2$, $n3$ y $n4$. En cada nodo a lo largo de una ruta denota un instante de tiempo t_k en la que se toman decisiones de operación. Para cada escenario, el problema correspondiente se resuelve como un problema determinístico.

Los beneficios de los modelos multiniveles también vienen con dificultades computacionales. El número de escenarios crece exponencialmente a medida que aumenta el número de resultados de cada etapa y el número de etapas. Como resultado, los modelos de multiniveles son problemas mucho más difíciles que los modelos estáticos.

2. Consideración del riesgo en el modelo estocástico

La mayoría de los modelos estocásticos minimizan el costo total esperado y satisfacen todas las restricciones operativas técnicas bajo cualquier escenario posible, lo que puede incluir eventos extremadamente inusuales (y llevar a soluciones muy costosas). Esta desventaja a conducido a la noción de decisiones de UC con aversión al riesgo. En modelos de UC con aversión al riesgo se añaden restricciones adicionales para restringir la exposición al riesgo de un determinado conjunto de decisiones del UC. En la literatura se han utilizado diversas medidas de riesgo, como energía esperada no suministrada (EENS)

en [136–138], la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) en [136–142], valor condicional del riesgo (CVaR) en [143–145], y la energía no suministrada (ENS) [113–115].

Las medidas del riesgo se pueden considerar como restricciones adicionales, o dependiendo de la medida de riesgo también se puede considerar en la función objetivo. A modo de ejemplo, se presenta a continuación las ecuaciones (2.33) y (2.34) corresponden a la función objetivo y restricción respectivamente en donde se considera la incorporación de la ENS como medida del riesgo en un caso uninodal, junto con un costo de no suministrar denominado *VoLL* [*US\$/MWh*].

$$\min \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} \left(S_g \cdot y_{g,t} + K_g \cdot z_{g,t} + \sum_{s \in S} \pi_s \cdot C_g(P_{g,t}^s) \right) + \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \pi_s \cdot VoLL \cdot ENS_t^s \quad (2.33)$$

$$\sum_{g \in G} P_{g,t}^s = D_t^s - ENS_t^s \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.34)$$

Se observa que en la función objetivo se adiciona un nuevo término a minimizar, el cual corresponde a la energía esperada no suministrada $\left(\sum_{s \in S} \pi_s \cdot ENS_t^s \right)$ multiplicada por un costo de no suministrar (*CENS*). Cabe destacar que la variable ENS_t^s (o medida de riesgo) corresponde a la energía que se deja de abastecer en el instante t dentro del escenario s , el cual puede llegar a tener valores distinto de cero producto de incapacidad del sistema de cumplir alguna restricción de operación. Por otro lado, esta medida de riesgo, es también utilizada como variable auxiliar en problemas de optimización para ayudar a la convergencia de ellos.

C. UC robusto (RUC)

A diferencia de los modelos estocásticos, los UC robustos (RUC) incorporan la incertidumbre sin la información de las distribuciones de probabilidad, y solo consideran el rango de la incertidumbre. En lugar de minimizar el costo total esperado como en el SUC, los modelos tipo RUC minimizan el costo asociado al peor de los casos en relación con todos los posibles resultados de los parámetros inciertos. Ciertamente este tipo de modelos producen soluciones muy conservadoras, pero computacionalmente son mucho más eficientes que los SUC, ya que evitan incorporar un gran número de escenarios [76].

En la literatura, los modelos RUC se han utilizado para enfrentar las incertidumbres principalmente de la demanda neta [123], la disponibilidad de energía eólica [146, 147], y contingencias en los sistema de potencia [148–150]. La literatura, en su mayoría, se presentan los modelos RUC de la siguiente forma:

$$\min_{u \in U} \{c_y^T y + c_z^T z + \max_{v \in V} [F(u, v)]\} \quad (2.35)$$

Donde y , z , u y U son los mismos definidos en los modelos SUC, v es el vector de las variables con incertidumbre, y V es el conjunto de incertidumbre (un rango o región). Por

otro lado, $F(u, v)$ es la función de costo de despacho dada las decisiones u del UC y la variable v . La función de costo $F(u, v)$ se define como un subproblema de minimización:

$$F(u, v) = \min_{p, f} q^T p \quad (2.36)$$

s.a.

$$A_v u + B_v p + H_v f \geq d_v \quad (2.37)$$

La formulación de este problema es similar al problema de dos etapas del SUC, excepto que los coeficientes de las matrices A_v , B_v y H_v , y los vectores u , p , f y d_v dependen de las variables con incertidumbre.

En general, la reserva en todos los UC se aplica de forma similar agregando las restricciones (2.27) - (2.29), pero el monto final de la reserva va a depender del criterio o característica de cada UC.

2.5.4. Clasificación del DE

De igual forma que el UC, el Despacho Económico (DE) (o *Economic Dispatch (ED)*) puede clasificarse de las siguientes formas: determinísticos (DED), estocásticos (SED) y robustos (RED). En la Figura 2.5.4 se presenta un esquema de esta clasificación.



Figura 2.24: Esquema de ED

Como se mencionó con anterioridad, el DE tiene como misión encontrar la operación óptima para un conjunto de unidades de generación que se sabe que van a entrar en servicio, dado que en el DE las variables binarias del UC ($y_{g,t}$, $z_{g,t}$ y $u_{g,t}$) pasan a ser conocidas.

Desde el punto de vista matemático, este problema DE está embebido en el problema de UC estocástica, en la realización de cada uno de los escenarios.

A. DE determinístico

El DE determinístico tiene como objetivo minimizar el costo de operación del sistema teniendo presente todas las unidades que se encuentran en operación para cada instante de tiempo bajo un único escenario de operación. Este escenario de operación no considera

incertidumbre en ninguna de las variables del sistema. La función objetivo que se considera en este caso es la que se muestra en la ecuación 2.38.

$$\min_{P_{g,t}} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (C_g(P_{g,t})) \quad (2.38)$$

B. DE estocástico

El DE estocástico, a diferencia del DE determinístico, incorpora diversos escenarios de operación, los cuales dependerán de la variabilidad e incertidumbre de las variables consideradas en la modelación matemática, como la generación ERNC y la demanda. Pero al igual que en el caso anterior solo se considera la minimización del costo promedio de operación de las unidades convencionales, producto a que las variables binarias pasan a ser conocidas.

La función objetivo de un DE estocástico presenta en la ecuación (2.39).

$$\min \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \pi_s \cdot C_g(P_{g,t}^s) \quad (2.39)$$

Adicionalmente, se puede considerar la posibilidad de que exista energía no suministrada (*ENS*) en cualquier escenario en particular, y por lo tanto, se trate de minimizar el promedio de dicha variable de riesgo como se muestra en la ecuación (2.40).

$$\min \sum_{g \in G} \sum_{t \in T} \left(\sum_{s \in S} \pi_s \cdot C_g(P_{g,t}^s) \right) + \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \pi_s \cdot VoLL \cdot ENS_t^s \quad (2.40)$$

C. DE robusto

Los DE robustos son muy similares a los UC robustos con la diferencia que tienen como información conocida el UC de las unidades para un cierto horizonte de tiempo. Por lo tanto, la función objetivo de un DE robusto se define de la siguiente forma:

$$\min \left(\max_{v \in V} [F(v)] \right) \quad (2.41)$$

Donde v es el vector de las variables que tienen incertidumbre, y V es el conjunto de incertidumbre. Por otro lado, $F(v)$ es la función de costos de operación las variables v . La función $F(v)$ se define como un subproblema de optimización:

$$F(v) = \min_{p,f} q^T p \quad (2.42)$$

s.a

$$A_v u + B_v p + H_v f \geq d_v \quad (2.43)$$

La formulación de este subproblema considera la incertidumbre y variabilidad existente en las variables consideradas, las cuales se muestran en los coeficientes de las matrices B_v y H_v , y los vectores p , f y d_v . Mientras que el término $A_v u$ pasa a ser constante producto a que ya se conoce el vector u .

2.5.5. Resumen de UC y DE en la literatura

En la Tabla 2.3 se muestra un resumen de las distintas formas de aplicar y modelar el UC y el DE bajo los distintos enfoques descritos en las secciones anteriores.

Tabla 2.3: Resumen bibliográfico

Estructura		Sin incertidumbre	Con incertidumbre	
		Determinístico	Estocástico	Robusto
Modelación	Restricciones básicas	[87–102]	[103–119]	[120–127, 146–150]
	Restricciones de reserva	[87–91, 93–95]	[103, 105, 106, 108, 110, 111, 114, 119, 128]	[120–123, 148]
	Restricciones de contingencia	[87]	[104, 129]	[120, 121, 148–150]
	Restricciones de combustible	[87, 89, 90, 93]	[104, 112, 116]	
	Restricciones de emisión	[87, 89, 90, 93]	[116]	
	Restricciones de almacenamiento	[88]	[113, 118]	
	Restricciones de embalse	[99, 100, 130–132]	[115, 129]	[147]
	Restricciones de bombeo	[131]	[129]	[147]
	Transmission switching	[92]		
	Restricciones térmicas	[97–100, 102, 130]	[107, 133]	
	Restricciones de demanda	[95]	[112, 118]	[127, 146]
	Restricciones de transmisión de gas natural		[115]	
	Uninodal	[96, 99]	[104, 106–109, 111–113, 128, 133]	[146, 148, 149]
	Flujo DC	[89–92, 95]	[110, 115–119, 129]	[120, 123, 124, 126, 127, 147, 150]
	Flujo AC	[87, 88, 90, 93]		
	Índice de seguridad		[109, 113–115, 117, 119, 133]	
	Incertidumbre eólica		[103, 106–108, 110–112, 114, 117, 118, 128, 133]	[122–124, 127, 146, 147]
Incertidumbre de la carga		[103, 112, 115, 117, 128]	[124, 125]	

2.5.6. Criterio para el UC y DE en este trabajo

De acuerdo a la información entregada en las secciones anteriores, en este trabajo se aplicará un UC estocástico para la determinación del conjunto de unidades que se encontrarán en operación. Para el despacho se utilizará un DE estocástico, en el cual se irá actualizando el pronóstico de generación PV para cada intervalo de tiempo.

Se decidió utilizar el enfoque estocástico en vez del enfoque robusto pues no se desea obtener soluciones tan conservadoras, y por lo tanto costosas. Además, al aplicar una optimización estocástica se da la oportunidad de observar la participación en respuesta rápida en frecuencia de los parques PV, lo cual no se podría visualizar con una optimización robusta. Esto último, es producto a que la optimización robusta entrega como resultado una operación en donde existe una gran cantidad de unidades convencionales en operación, teniendo el sistema una mayor flexibilidad y un exceso de reserva convencional disponible, generando la no existencia del vertimiento PV. En resumen, con el enfoque estocástico se aprovechará de mejor forma la respuesta rápida de los parques PV complementado con la rápida acción de respuesta de los inversores que ellos utilizan.

Capítulo 3

Metodología

En los últimos años, las ERNC han aumentado su penetración en los sistemas eléctricos de potencia, lo que ha llevado a un aumento de su variabilidad. Con el fin de compensar este fenómeno, se hace necesario tener unidades de generación convencional que sean capaces de reaccionar adecuadamente ante estos cambios.

En este capítulo se presenta una propuesta metodológica para el dimensionamiento y asignación de las reservas considerando la posibilidad de que las ERNC permitan aportar con reserva al sistema, en intervalos de 10 minutos, teniendo en cuenta un pronóstico de generación ERNC de corto plazo que contemple la variabilidad e incertidumbre del recurso.

La propuesta metodológica se divide en tres etapas. La primera etapa consiste en la determinación de las unidades encendidas y la reserva disponible en el sistema; la segunda etapa contempla el despacho de las unidades y el uso de las reservas obtenidas en la etapa anterior; y la tercera etapa corresponde a la verificación dinámica de la red para unas condiciones de operación de la etapa 2 (Figura 3.1).

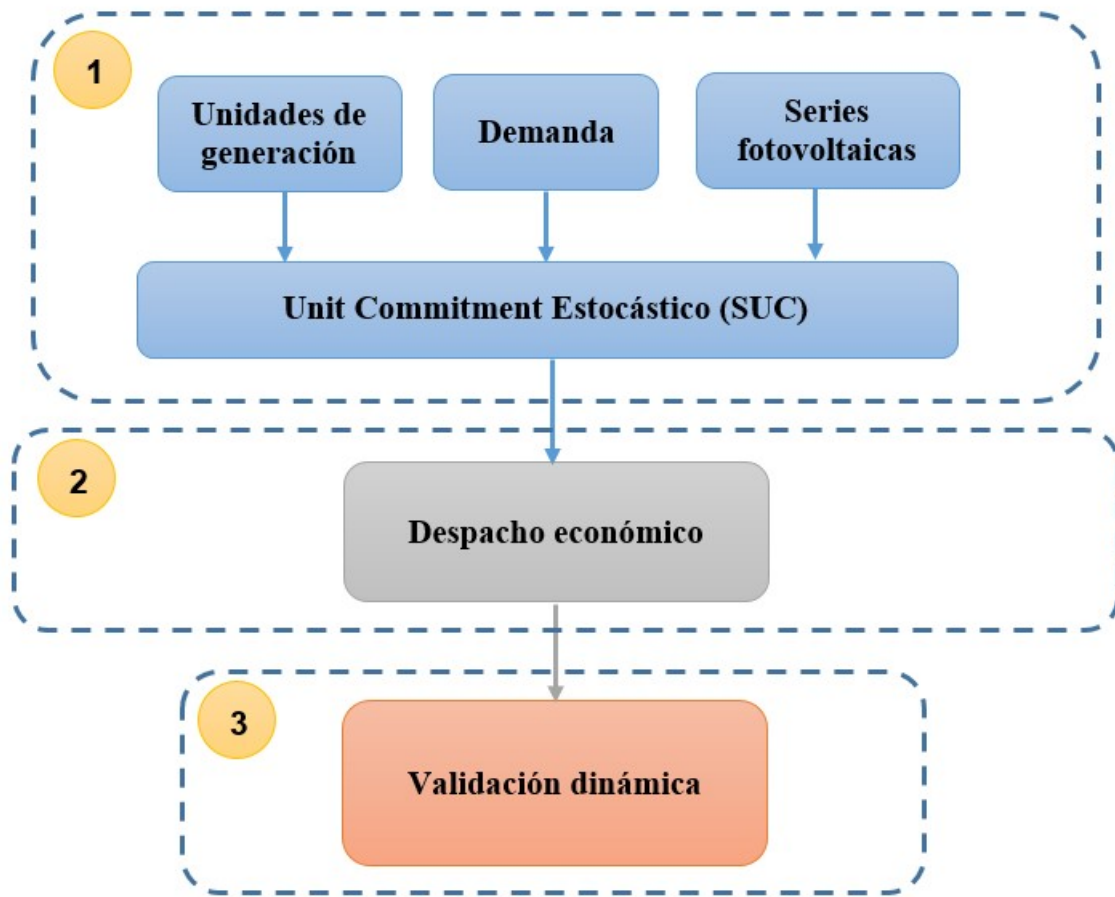


Figura 3.1: Propuesta metodológica

A continuación se presenta la nomenclatura y la notación que se utilizará para presentar en detalle el UC y el despacho económico de este trabajo.

Conjuntos relacionados con los parámetros

G	Conjunto de generadores convencionales en el sistema.
$T_{UC/D}$	Conjunto del horizonte de tiempo asociado al UC/Despacho.
I	Conjunto de Parques fotovoltaicos en el sistema.
$S_{UC/D}$	Conjunto de escenarios en el UUC/Despacho.
NG	Número total de unidades convencionales en el sistema.
$NT_{UC/D}$	Horizonte de tiempo del UC/Despacho.
NI	Número total de parques fotovoltaicos en el sistema.
$NS_{UC/D}$	Número de escenarios del UC/Despacho.

Parametros

P_g^{MAX}	Máxima potencia de la unidad convencional g [MW].
P_g^{MIN}	Mínima potencia de la unidad convencional g [MW].
D_t	Demanda total del sistema en el instante t [MW].
C_g	Costo de generación de la unidad convencional g [US\$/MWh].
S_g	Costo de encendido la unidad convencional g [US\$/MWh].
K_g	Costo de apagado la unidad convencional g [US\$/MWh].
Rup_g	Tasa máxima de subida de la unidad convencional g [MW/min].
Rdn_g	Tasa máxima de bajada de la unidad convencional g [MW/min].
$\overline{PV}_{i,t}^s$	Generación pronosticada del parque fotovoltaico i en el instante t y en el escenario s [MW].
Tup_g	Tiempo mínimo de apagado de la unidad g [h].
Tdn_g	Tiempo mínimo de encendido de la unidad g [h].
π_s	Probabilidad de ocurrencia del escenario s .
$VoLL$	Costo de la energía no suministrada [US\$/MWh].
$\Delta_{UC/D}$	Intervalo de tiempo usado en el UC/Despacho.
P_g^{start}	Máxima potencia de salida de la unidad g cuando esta se enciende [MW].

Variables

$P_{g,t}^s$	Generación de la unidad convencional g en el tiempo t y en el escenario s .
$R_{g,t}^s$	Reserva de la unidad convencional g en el tiempo t y en el escenario s .
$u_{g,t}$	Variable binaria del UC que permite conocer si la unidad convencional g esta operando en el instante t o no.
$y_{g,t}$	Variable binaria del UC que permite identificar si la unidad convencional g se encendió en el instante t o no.
$z_{g,t}$	Variable binaria del UC que permite identificar si la unidad convencional g se apagó en el instante t o no.
ENS_t^s	Energía no servida en el periodo t y en el escenario s .
$PV_{i,t}^s$	Generación fotovoltaica inyectada por el parque fotovoltaico i en el instante t en el escenario s .
$ResPV_{i,t}^s$	Vertimiento fotovoltaico del parque fotovoltaico i en el instante t en el escenario s .

3.1. Unit Commitment Estocástico (SUC)

La primera etapa consiste en la determinación del commitment de las unidades del sistema, considerando la información técnica de cada una de las maquinas disponibles, la proyección de la demanda, y los distintos escenarios de generación PV que pueden presentarse en el horizonte de tiempo en estudio.

La formulación del UC consiste en la función objetivo (3.1) que minimiza la suma de

los costos de encendido y apagado de las unidades convencionales, y el costo esperado (o promedio) de operación y de la ENS.

Las restricciones aplicadas son:

- Restricción (3.2) que corresponde al balance de potencia, en donde la suma de la generación de las unidades convencionales y fotovoltaicas debe ser igual a la demanda menos la ENS en cada escenario s .
- Restricción (3.3) define los límites de generación fotovoltaica para cada instante de tiempo t y escenario s .
- Restricciones (3.4) y (3.5) definen los límites de generación de las unidades convencionales para cada periodo y escenario.
- Restricciones (3.6) y (3.7) restringen los cambios máximos de potencia de cada generador convencional g de un instante $t - 1$ a t y entre cada estado (o nodo) de operación de un escenario s . En estas restricciones se considera el término $P_g^{start} \cdot (2 - u_{g,t} - u_{g,t-1})$ cuyo valor dependerá del instante de operación de cada unidad g , y su función es generar factibilidad a la hora de encender o apagar las unidades convencionales, es decir, en caso de que la unidad entre un tiempo $t - 1$ a t pase a generar de 0 a P^{Min} , no necesariamente podrá lograrlo con la tasa $Rup \cdot \Delta_{UC}$. Por lo tanto, este nuevo término permite generar una holgura suficiente para que la unidad pueda entregar su potencia dentro de su margen de generación. Y, por otro lado, si la unidad se mantiene trabajando continuamente el valor de $P_g^{start} \cdot (2 - u_{g,t} - u_{g,t-1})$ es 0.
- Restricciones (3.8)-(3.11) permiten que las unidades se encuentren en estado de operación para cada periodo de tiempo independientemente del escenario.
- Restricciones (3.5) y (3.12) define los límites de la reserva disponible de los generadores convencionales.
- La restricción (3.13) determina la reserva total del sistema para afrontar las contingencias N-1 para cada periodo t y escenario s , considerando que únicamente los generadores convencionales puedan participar en las reservas de contingencia.
- La restricción 3.14 define que las variables $P_{g,t}^s$, ENS_t^s , $PV_{i,t}^s$ y $R_{g,t}^s$ son continuas y semidefinidas positivas, es decir, pueden tomar valores positivos, y a su vez pueden llegar a valer 0.
- Finalmente, la restricción 3.15 define que las variables $u_{g,t}$, $y_{g,t}$ y $z_{g,t}$ son binarias.

$$\min_{\substack{P_{g,t}^s, u_{g,t}, \\ z_{g,t}, y_{g,t}}} \sum_{s=1}^{NSUC} \pi_s \sum_{t=1}^{NTUC} \left(\sum_{g=1}^{NG} [S_g \cdot y_{g,t} + K_g \cdot z_{g,t} + C_g \cdot P_{g,t,s}] + VoLL \cdot ENS_t^s \right) \quad (3.1)$$

s.a.

$$\sum_{g=1}^{NG} P_{g,t}^s + \sum_{i=1}^{NI} PV_{i,t}^s = D_t - ENS_t^s \quad \forall t \in T_{UC}, \forall s \in S_{UC} \quad (3.2)$$

$$0 \leq PV_{i,t}^s \leq \overline{PV}_{i,t}^s \quad \forall t \in T_{UC}, \forall i \in I, \forall s \in S_{UC} \quad (3.3)$$

$$P_g^{MIN} \cdot u_{g,t} \leq P_{g,t}^s \quad \forall t \in T_{UC}, \forall s \in S_{UC}, \forall g \in G \quad (3.4)$$

$$P_{g,t}^s + R_{g,t}^s \leq P_g^{MAX} \cdot u_{g,t} \quad \forall t \in T_{UC}, \forall s \in S_{UC}, \forall g \in G \quad (3.5)$$

$$P_{g,t}^s - P_{g,t-1}^s \leq Rup_g \cdot \Delta_{UC} \cdot u_{g,t-1} + P_g^{start} \cdot (2 - u_{g,t} - u_{g,t-1}) \\ \forall t > 1, \forall s \in S_{UC}, \forall g \in G \quad (3.6)$$

$$P_{g,t-1}^s - P_{g,t}^s \leq Rdn_g \cdot \Delta_{UC} \cdot u_{g,t-1} + P_g^{start} \cdot (2 - u_{g,t} - u_{g,t-1}) \\ \forall t > 1, \forall s \in S_{UC}, \forall g \in G \quad (3.7)$$

$$\sum_{q=t-Tup_g+1}^t y_{g,q} \leq u_{g,t} \quad \forall t \in T_{UC}, \forall g \in G \quad (3.8)$$

$$\sum_{q=t-Tdn_g+1}^t z_{g,q} \leq 1 - u_{g,t} \quad \forall t \in T_{UC}, \forall g \in G \quad (3.9)$$

$$y_{g,t} + z_{g,t} \leq 1 \quad \forall t \in T_{UC}, \forall g \in G \quad (3.10)$$

$$y_{g,t} - z_{g,t} = u_{g,t} - u_{g,t-1} \quad \forall t \in T_{UC}, \forall g \in G \quad (3.11)$$

$$0 \leq R_{g,t}^s \leq Rup_g \cdot \Delta_{UC} \quad \forall t \in T_{UC}, \forall s \in S_{UC}, \forall g \in G \quad (3.12)$$

$$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq g}}^{NG} R_{j,t}^s \geq P_{g,t}^s \quad \forall t \in T_{UC}, \forall s \in S_{UC}, \forall g \in G \quad (3.13)$$

$$P_{g,t}^s, ENS_t^s, PV_{i,t}^s, R_{g,t}^s \geq 0 \quad \forall t \in T_{UC}, \forall i \in I, \forall g \in G, \forall s \in S_{UC} \quad (3.14)$$

$$u_{g,t}, y_{g,t}, z_{g,t} \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T_{UC}, \forall t \in T, \forall g \in G \quad (3.15)$$

3.2. Despacho económico estocástico (SED) con *rolling horizon*

La segunda parte de la metodología consiste en la determinación del despacho y el uso de las reserva de cada una de las unidades convencionales y centrales PV operativas en el sistema. El enfoque a aplicar en esta parte será el denominado *rolling horizon*, por la facilidad de implementar la incertidumbre de la generación solar y de la demanda [151, 152]. El *rolling horizon* es un método de programación que resuelve iterativamente el problema estocástico actualizando el horizonte de pronóstico en cada iteración; suponiendo que el estado del sistema se actualice tan pronto como se conozcan los diferentes parámetros inciertos o poco precisos. Este enfoque considera: un horizonte de pronóstico de ΔT horas en el futuro, el que se supone que todos los parámetros inciertos relacionados con este horizonte temporal se conocen con cierta probabilidad para cada uno de los NS_D escenarios; y un instante para la toma de decisión, donde se aplican las decisiones de la optimización para todo el horizonte de pronóstico como se observa en la Figura 3.2. El *rolling horizon* se ha aplicado a varios problemas de programación bajo incertidumbre, y para mayor información se puede revisar [152].

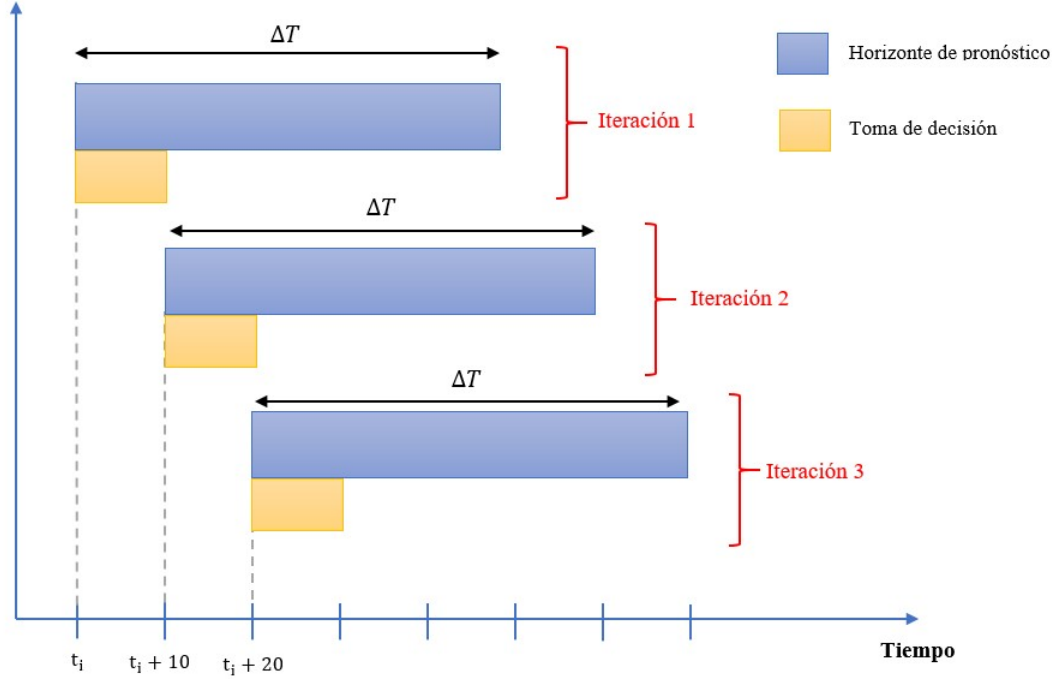


Figura 3.2: Concepto asociado al enfoque de *rolling horizon*

Para este trabajo, el despacho se realizará en intervalos de tiempo de 10 minutos, junto con una actualización del pronóstico cada 10 minutos. Además, en el despacho económico se consideró que los valores de las variables $u_{g,t}$ pasan a ser conocidos (obtenidos al resolver el UC), y para diferenciarlas del UC se consideró con la siguiente nomenclatura $\hat{u}_{g,t}$.

El despacho económico de cada iteración consiste en minimizar los costos promedios de operación del sistema considerando un pronóstico de generación fotovoltaica de ΔT horas, con una cantidad de NS_D escenarios de operación y probabilidad π_s de ocurrencia.

La formulación de la función objetivo utilizada se presenta en la ecuación (3.16), en donde se minimizan los costos de operación esperados.

$$\min_{\substack{P_{g,t}^s, R_{g,t}^s \\ PV_{i,t,s}, ENS_t^s}} \sum_{s=1}^{NS_D} \pi_s \left[\sum_{t=t_i}^{t_i+\Delta T} \left(\sum_{g=1}^{NG} C_g \cdot P_{g,t}^s + VoLL \cdot ENS_t^s \right) \right] \quad (3.16)$$

A continuación se presentará las restricciones involucradas en la modelación matemática.

3.2.1. Restricciones

Las restricciones asociadas al despacho son:

- Balance de potencia activa (ecuación (3.17)).
- Vertimiento/reserva de generación solar (ecuación (3.18)).
- Potencia mínima de generación convencional (ecuación (3.19)).
- Potencia máxima de generación convencional (ecuación (3.20)).
- Límite superior de la reserva convencional (ecuación (3.21)).
- Requerimiento de reserva “N-1” con la participación de la reserva PV (ecuación (3.22)).
- Máxima tasa de subida de generación convencional (ecuación (3.23)).
- Máxima tasa de bajada de generación convencional (ecuación (3.24)).
- Definición de las variables $P_{g,t}^s$, ENS_t^s , $PV_{i,t}^s$ y $R_{g,t}^s$ como variables continuas y semidefinidas positivas (ecuación (3.25)).

$$\sum_{g=1}^{NG} P_{g,t}^s + \sum_{i=1}^{NI} PV_{i,t}^s = D_t - ENS_t^s \quad \forall t \in T_D, \forall s \in S_D \quad (3.17)$$

$$0 \leq PV_{i,t}^s + ResPV_{i,t}^s \leq \overline{PV}_{i,t}^s \quad \forall t \in T_D, \forall i \in I, \forall s \in S_D \quad (3.18)$$

$$P_g^{Min} \cdot \hat{u}_{g,t} \leq P_{g,t}^s \quad \forall t \in T_D, \forall g \in G, \forall s \in S_D \quad (3.19)$$

$$P_{g,t}^s + R_{g,t}^s \leq P_g^{Max} \cdot \hat{u}_{g,t} \quad \forall t \in T_D, \forall g \in G, \forall s \in S_D \quad (3.20)$$

$$0 \leq R_{g,t}^s \leq Rup_g \cdot \Delta_D \quad \forall t \in T_D, \forall g \in G, \forall s \in S_D \quad (3.21)$$

$$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq g}}^{NG} R_{j,t}^s + \sum_{i=1}^{NI} ResPV_{i,t}^s \geq P_{g,t}^s \quad \forall t \in T_D, \forall g \in G, \forall s \in S_D \quad (3.22)$$

$$P_{g,t}^s - P_{g,t-1}^s \leq Rup_g \cdot \Delta_D \cdot \hat{u}_{g,t-1} + P_g^{start} \cdot (2 - \hat{u}_{g,t} - \hat{u}_{g,t-1}) \quad \forall t \in T_D, \forall g \in G, \forall s \in S_D \quad (3.23)$$

$$-Rdn_g \cdot \Delta_D \cdot \hat{u}_{g,t-1} - P_g^{start} \cdot (2 - \hat{u}_{g,t} - \hat{u}_{g,t-1}) \leq P_{g,t}^s - P_{g,t-1}^s \quad \forall t \in T_D, \forall g \in G, \forall s \in S_D \quad (3.24)$$

$$P_{g,t}^s, ENS_t^s, PV_{i,t}^s, R_{g,t}^s \geq 0 \quad \forall t \in T_D, \forall i \in I, \forall g \in G, \forall s \in S_D \quad (3.25)$$

Los escenarios que se implementan en el despacho económico corresponden a una configuración multinivel, en donde el conjunto total de escenarios genera una interacción entre todos los estados presentes. Un ejemplo de lo anterior se presenta en la Figura 3.3, en donde un escenario tiene una ruta entre $s1(t-1)$ a $s1(t)$ (línea roja), mientras que los otros escenarios tienen rutas diferentes, en donde uno de ellos pasa por los estados $s1(t-1)$ a $s2(t)$, y así sucesivamente van interactuando los distintos escenarios.

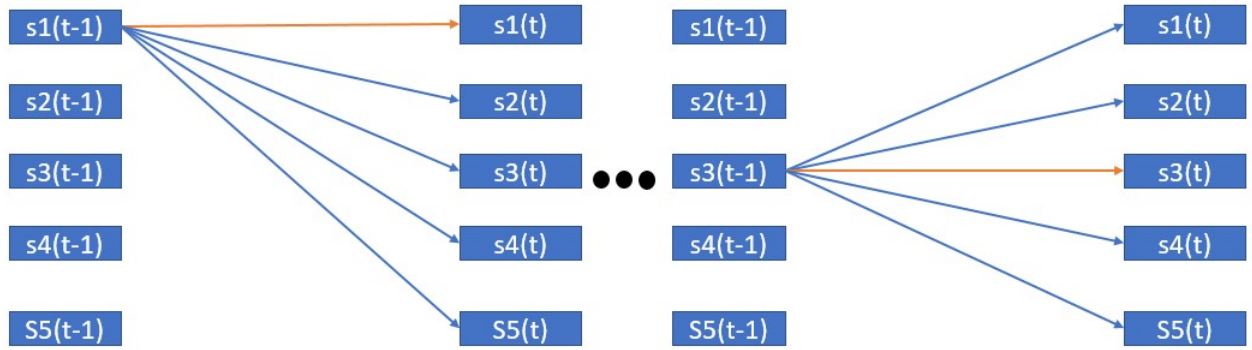


Figura 3.3: Restricción de rampa para escenario distintos

Cabe destacar que el instante inicial ($t = t_i$) corresponde a un único escenario, como se muestra en la Figura 3.4. Además, es necesario mencionar que el instante t_i se va actualizando en cada iteración.

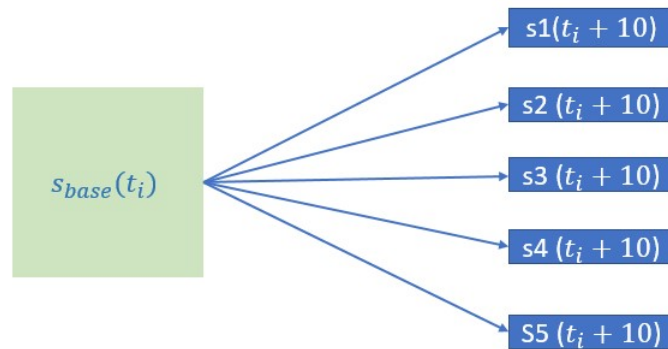


Figura 3.4: Restricción de rampa para instante $t = t_i$

3.2.2. Algoritmo del *rolling horizon*

Resumiendo lo anterior, el problema de optimización de cada iteración se muestra en el cuadro de abajo.

$$f_{\text{desp}} = \min_{\substack{P_{g,t}^s, R_{g,t}^s \\ PV_{i,t,s}, ENS_{t,s}}} \sum_{s=1}^{NS} \pi_s \left[\sum_{t=t_i}^{t_i+\Delta T} \left(\sum_{g=1}^{NG} C_g \cdot P_{g,t}^s + CENS \cdot ENS_{t,s} \right) \right]$$

s.a.

Restricciones (3.17)-(3.25)

A continuación se detalla el procedimiento del *rolling horizon* mostrada de forma grafica en la Figura 3.5.

La descripción de esta algoritmo es la siguiente:

1. Definición del instante inicial t_i del sistema, con el fin de definir un punto de partida del proceso iterativo.
2. Para cada t_i se generan series de generación PV, considerando un error de pronóstico que va aumentando progresivamente en el tiempo, con un horizonte de tiempo igual a ΔT horas.
3. Optimización del problema f_{desp} sujeto a las restricciones (3.17)-(3.25).
4. Obtención del despacho y reserva de las unidades de generación convencionales y ERNC del instante t_i (toma de decisión).
5. Actualización del instante t_i aumentándolo en 10 minutos, para volver a repetir los puntos 2 al 5 hasta que el instante t_i sea igual al tiempo final T_f , donde se procede a terminar el proceso iterativo. Cabe recalcar que la definición de T_f es opcional, debido a que este proceso puede no tener un final, pero para este trabajo se definirá un T_f igual al último instante del día.

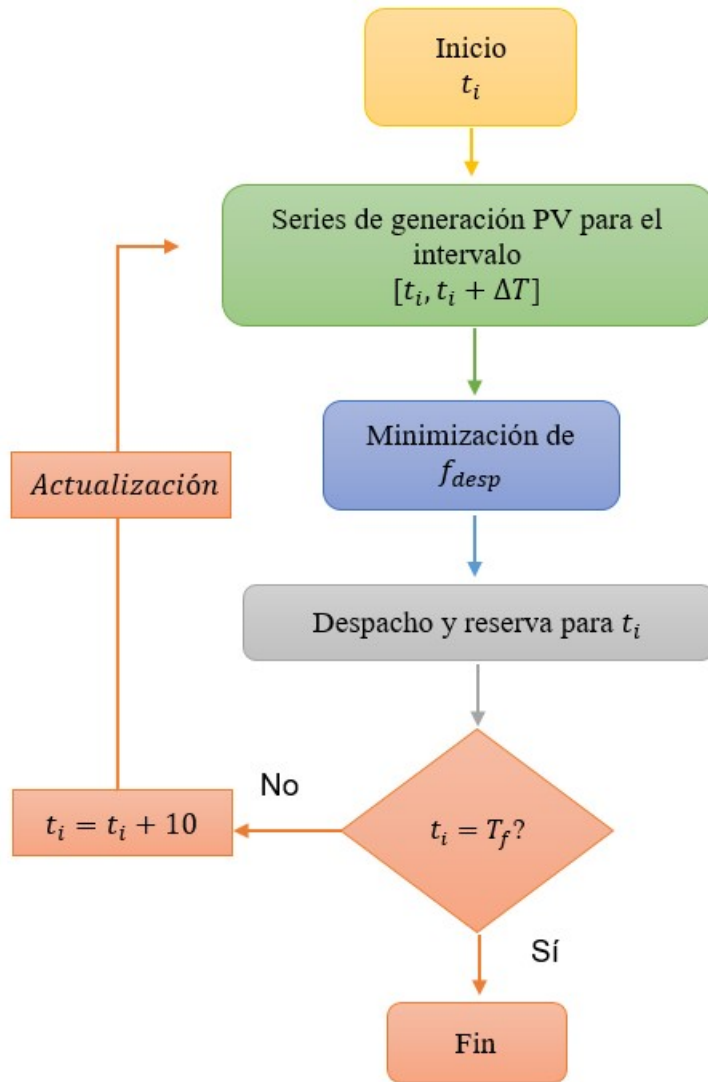


Figura 3.5: Algoritmo para el cálculo del despacho

3.3. Validación en DigSilent

En esta parte, se validará la importancia de incluir FFR en unidades PV. Para esto se considera un instante de un día particular y se comparará el comportamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia ante la caída de la unidad de generación más grande en operación, considerando el caso en que de los parques PV tienen FFR, y otro caso donde no existe respuesta en frecuencia de los parques PV.

Capítulo 4

Caso de estudio

4.1. Descripción del sistema eléctrico

El sistema de eléctrico considerado en este trabajo es el Sistema Interconectado del Norte Grande o SING. El SING se caracteriza por tener una gran capacidad en unidades térmicas basadas en carbón, petróleo y gas natural con una capacidad proyectada de 5800 [MW] para el año 2020. La carga máxima para dicho año es de 2832 [MW] y se caracteriza por ser un 90 % industrial (minera), mientras que el 10 % restante corresponde a clientes residenciales. Para este trabajo, la demanda proyectada se asume constante, es decir, no contempla variaciones en todo el periodo de tiempo para los casos de estudios, con el fin de observar los efectos que producen las variaciones PV.

El SING está ubicado en medio del desierto de Atacama, el cual tiene una alta radiación solar, y por ende un alto potencial de generación fotovoltaica, lo que supone una inserción concentrada de plantas PV en el norte del país en el mediano plazo.

Debido al tipo de unidades existentes en el SING, este tiene baja capacidad de respuesta para mantener la estabilidad de frecuencia del sistema, debido a tiempos de encendido y apagado muy largos, y rampas muy cortas, lo que además se vería agravado frente a altos niveles de penetración PV.

Las centrales consideradas en el modelo de optimización y en el modelo de DigSilent son en total 27 centrales térmicas cuyos combustibles primarios son carbón, GNL (Gas Natural Licuado) y Diésel. Los datos técnicos de cada una de ellas se encuentran en la Tabla B en el Anexo B.

De acuerdo a la proyección de interconexión de los proyectos PV existentes, se consideró tres zonas de estudio: Pozo Almonte (PALM), Crucero (CRUC) y Salar (SLAR). Estas tres zonas se asumen con la misma capacidad instalada de centrales PV, mientras que la irradiación en cada una de ellas dependerá de los datos históricos obtenidos en cada una de las estaciones meteorológicas de dichas zonas.

Las zonas donde se ubicarán los parques PV se muestran en la Figura 4.1 y sus coordenadas geográficas se detallan en la Tabla 4.1.

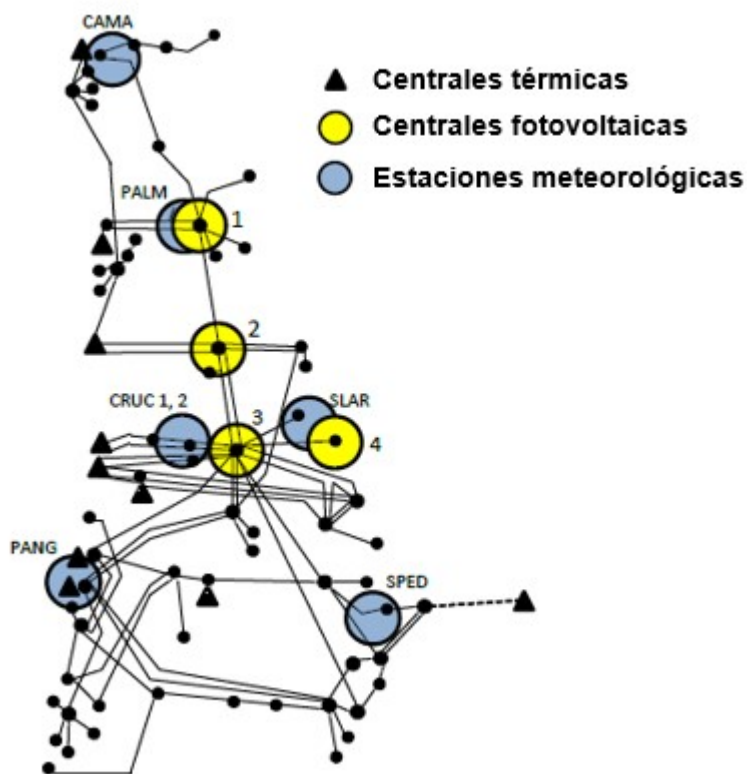


Figura 4.1: Zonas PV en estudio

Tabla 4.1: Coordenadas geográficas de las zonas PV en estudio

	Pozo Almonte	Crucero	Salar
Latitud	20,2568 S	22,2746 S	22,3409 S
Longitud	69,775 O	69,5661 O	68,8766 O

4.2. Casos de estudios

Para este trabajo se consideran 5 casos de niveles de penetración PV (en cuanto a capacidad) respecto de la demanda máxima:

- **Caso 0:** 0 % de penetración PV respecto de la demanda máxima.
- **Caso 1:** 10 % de penetración PV respecto de la demanda máxima.
- **Caso 2:** 30 % de penetración PV respecto de la demanda máxima.
- **Caso 3:** 50 % de penetración PV respecto de la demanda máxima.
- **Caso 4:** 70 % de penetración PV respecto de la demanda máxima.

Para cada uno de estos casos, se analizarán 2 situaciones de operación:

- SFFR: Parques fotovoltaicos no participan con respuesta rápida de frecuencia durante contingencia.
- CFFR: Parques fotovoltaicos participan con respuesta rápida de frecuencia durante contingencia.

En la Figura 4.2 se muestra de forma gráfica el procedimiento antes descrito.

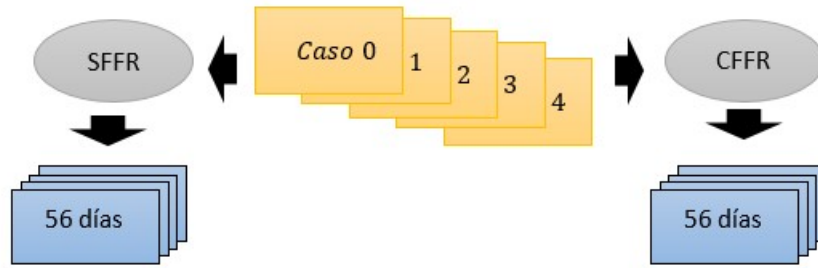


Figura 4.2: Esquema general de los escenarios de estudios

Para tener una buena representación de la operación del sistema en un año característico, se considerarán 56 días distintos. Los 56 días se agrupan en 4 grupos de 14 días que representan días característicos de cada estación del año (verano, otoño, invierno y primavera).

4.3. Error de las series de generación PV

Las series de generación PV usados en este trabajo se basan a una recopilación de información de los trabajos [153–166]. Las series de generación PV se generaron mediante la aplicación de un ruido blanco a la generación fotovoltaica real manteniendo un error promedio creciente en el tiempo de acuerdo a los observados en los trabajos previamente mencionados, y así obtener una serie de perfiles de generación PV para cada instante de tiempo. Con este procedimiento los errores van creciendo con el tiempo, por ejemplo, los errores observados en las series de generación artificiales, respecto a la generación real, pueden variar entre un 3 % y 8 % para los primeros 10 minutos, y van aumentando progresivamente en el tiempo hasta llegar a valores de 10 % y 18 % para ventanas de 1 hora.

A modo ilustrativo, en la Figura 4.3 se muestran varias series de generación PV generados para un horizonte de 2 horas de acuerdo a los errores antes mencionados en distintas horas del día. Cabe destacar que en este trabajo se tiene múltiples series para cada caso de estudio y para cada hora de los 56 días utilizados en este trabajo, los cuales contemplan la estacionalidad y variabilidad del recurso solar.

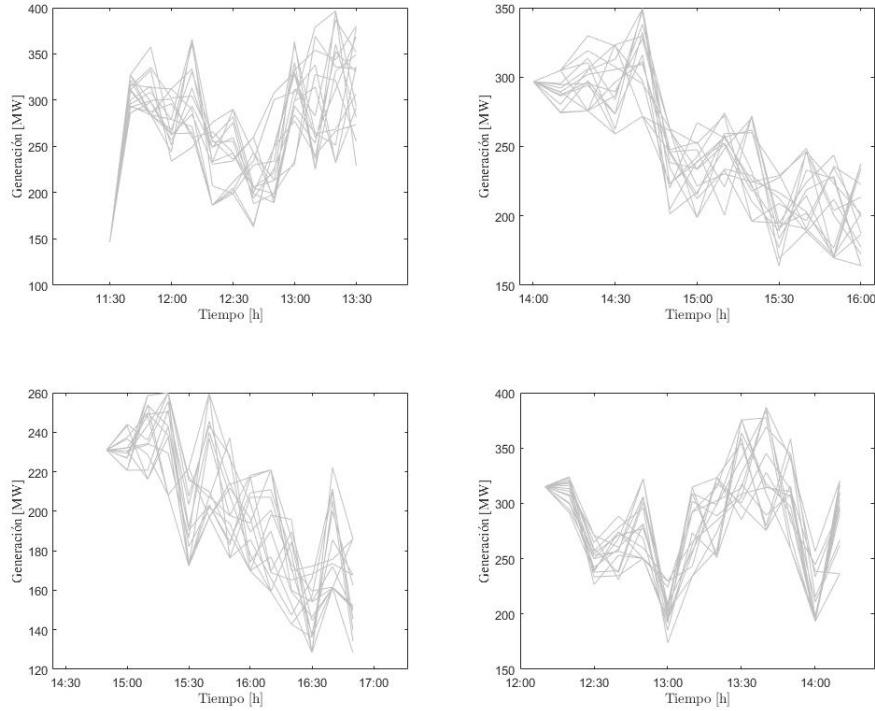


Figura 4.3: Perfiles de series de generación PV

4.4. Característica del UC y despacho

La característica y el procedimiento de trabajo de cada problema de optimización se presentará a continuación.

Primeramente, el UC estocástico usado en este trabajo considera 100 escenarios de 24 horas de radiación solar para cada estación del año y nivel de penetración PV, con ventanas de tiempo de 1 hora ($\Delta_{UC} = 60[min]$). La elección de estas ventanas de tiempo fue con el fin de obtener resultados en tiempos prudentes. Una vez realizado el UC, se obtiene la decisión de operación de todas las unidades convencionales que existen en el sistema de potencias para cada estación del año y para cada nivel de penetración PV, la cual corresponde a los valores de las variables $u_{g,t}$. Después, se guarda dicha información que luego es utilizada en el despacho económico.

Una vez resuelto el UC y obtenido la información de operación de las unidades convencionales, se procede a resolver el despacho económico cada 10 minutos mediante la aplicación del *rolling horizon* considerando series de generación PV con intervalos de tiempo de 10 minutos ($\Delta_D = 10[min]$) con un horizonte que se definirá posteriormente en un análisis de sensibilidad (ver sección 5.1 del Capítulo 5). El problema de despacho económico se resuelve para un día completo partiendo desde las 00:10 hasta terminar a las 24:00 horas. Este proceso se repite para cada uno de los 14 días de cada estación del año, y para cada nivel de penetración PV

en el sistema.

Cabe mencionar que los resultados del despacho económico no modifican las decisiones tomadas en el UC, es decir, este proceso es en una única dirección. Todo lo mencionado en esta sección se puede observar en el diagrama de la Figura 4.4.

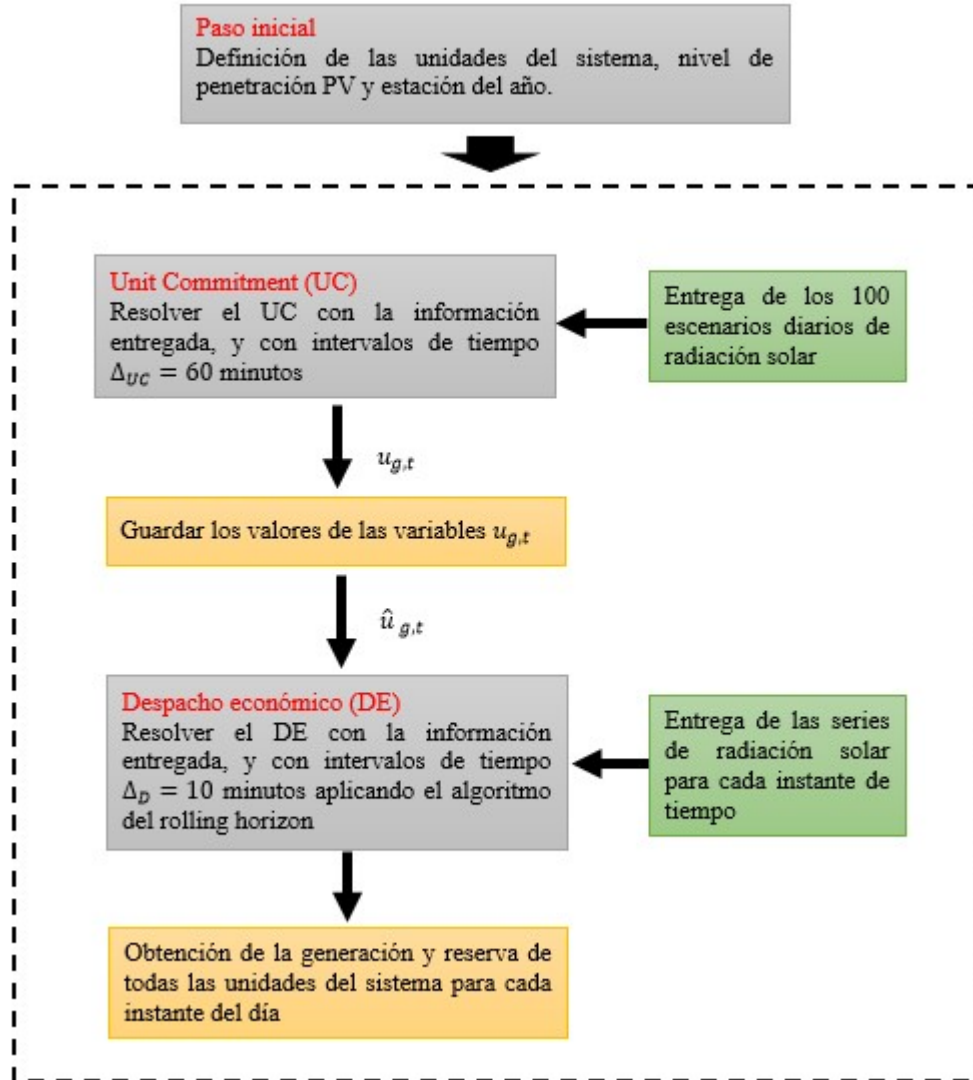


Figura 4.4: Diagrama de la implementación de UC y despacho económico

4.5. Simulación dinámica

Para las simulaciones dinámicas, en base a los 56 días simulados para el escenario del 50 % de penetración PV, se seleccionó el instante de tiempo donde existía mayor reserva fotovoltaica (mayor impacto fotovoltaico) de forma tal de observar la evolución de la frecuencia del sistema ante la caída de la unidad convencional más grande en operación en los casos SFFR y CFRR.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Determinación del horizonte de tiempo ΔT del pronóstico para el rolling horizon

Un parámetro importante a determinar en el modelo de despacho propuesto es el **horizonte de tiempo** de las series de generación fotovoltaica para cada iteración del *rolling horizon*.

El criterio que se utilizó para fijar este parámetro fue considerar el mínimo horizonte de tiempo ΔT_{min} , en el cual si este aumentaba (para todos los niveles de penetración PV) los costos de operación se mantendrían constantes e iguales a los costos de operación en dicho horizonte ΔT_{min} .

En la Figura 5.1 se observa la evolución de los costos de operación en función de las ventanas de tiempo aplicadas para los distintos niveles de penetración PV. Como se puede observar, a medida que la ventana de tiempo aumenta, los costos de operación comienzan a disminuir, para estabilizarse a partir de los 90 minutos en adelante. Además, se visualiza que a medida que aumenta el nivel de penetración PV, los costos de operación tienden a disminuir, pues se inyecta al sistema una mayor generación PV con un costo de operación igual a 0.

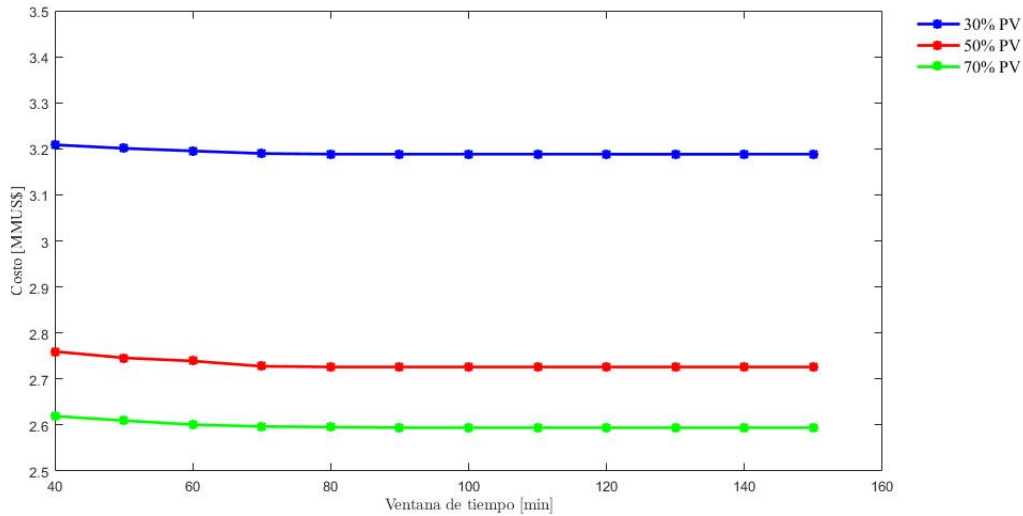


Figura 5.1: Evolución de los costos de operación en función del horizonte de tiempo ΔT usada en las series de generación PV

Concretamente, de la Figura 5.1, se aprecia que a partir de una ventana de 2 horas no hay cambios significativos en los costos de operación, por lo que de aquí en adelante los resultados que se mostrarán serán considerando un horizonte de tiempo $\Delta T = 2$ horas.

5.2. Costo esperado anual

En esta sección se resumen los resultados económicos que se obtienen de realizar un despacho en el que continuamente se actualizan los pronósticos de generación PV a 2 horas. Adicionalmente, se muestran también los ahorros obtenidos cuando los parques PV tienen una respuesta rápida de frecuencia (FFR) durante contingencias respecto al caso en que estos no participan.

En esta sección se considerarán 3 casos de estudios que se describen a continuación:

- Caso 1: Considera un horizonte de tiempo a 10 minutos y sin respuesta rápida de frecuencia de las unidades PV (notación $P10m - SFFR$).
- Caso 2: Considera un horizonte de tiempo a 2 horas y sin respuesta rápida de frecuencia de las unidades PV (notación $P2h - SFFR$).
- Caso 3: Considera un horizonte de tiempo a 2 horas y respuesta rápida de frecuencia de las unidades PV (notación $P2h - CFFR$).

Los costos esperados para cada uno de estos niveles de penetración PV se obtuvieron como la suma de los costos promedios de los 14 días considerados para cada estación, multiplicándolos por los días totales de su respectiva estación. Donde verano = 90 días, otoño = 91 días, invierno y primavera = 92 días, teniendo que la suma total es de 365 días.

En la Figura 5.2, se observan los costos esperados anuales para cada uno de los casos de estudio. Se observa que a medida que aumenta el nivel de penetración PV, disminuye los costos de operación del sistema.

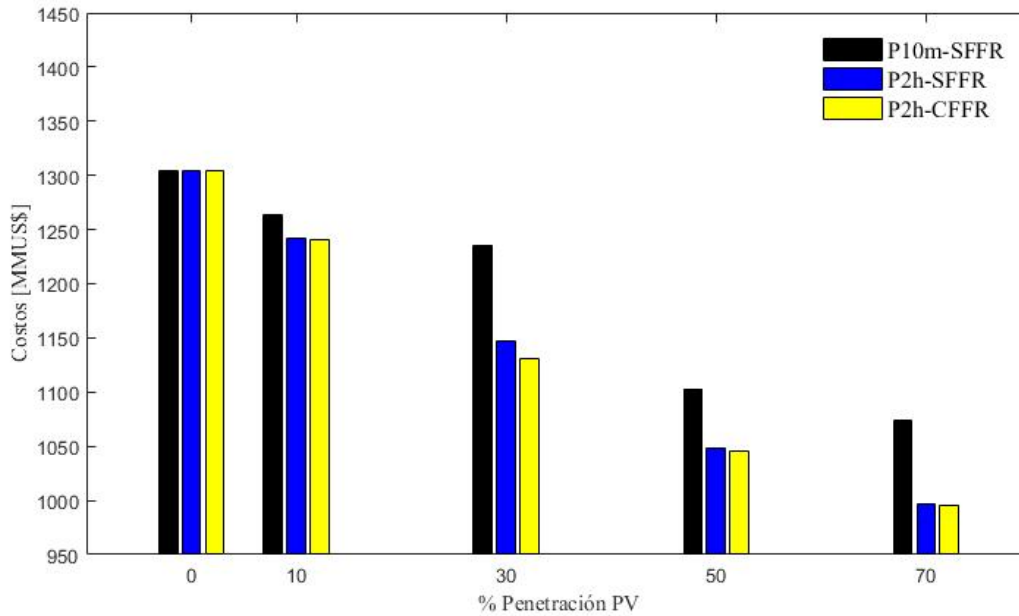


Figura 5.2: Costos esperados anuales

De la Figura 5.2 se observa también que la participación de los parques PV en la respuesta rápida de frecuencia no presenta un beneficio económico para niveles bajos de penetración PV (hasta el 10 % de penetración PV). Solo a partir del 30 % se ve una pequeña disminución en el costo de operación.

5.2.1. Costo promedio diario estacional

En esta parte se presentan los costos promedios diarios para cada estación del año, los que fueron calculados como el promedio de los costos de los 14 días de operación para cada una de las estaciones.

En la Figura 5.3, se visualiza los costos promedios diarios de las cuatro estaciones del año, considerando un despacho económico con pronóstico a 2 horas para cada intervalo de tiempo. De la Figura 5.3 se observa que a medida que aumenta la penetración PV, los costos de operación disminuyen significativamente para todas las estaciones del año.

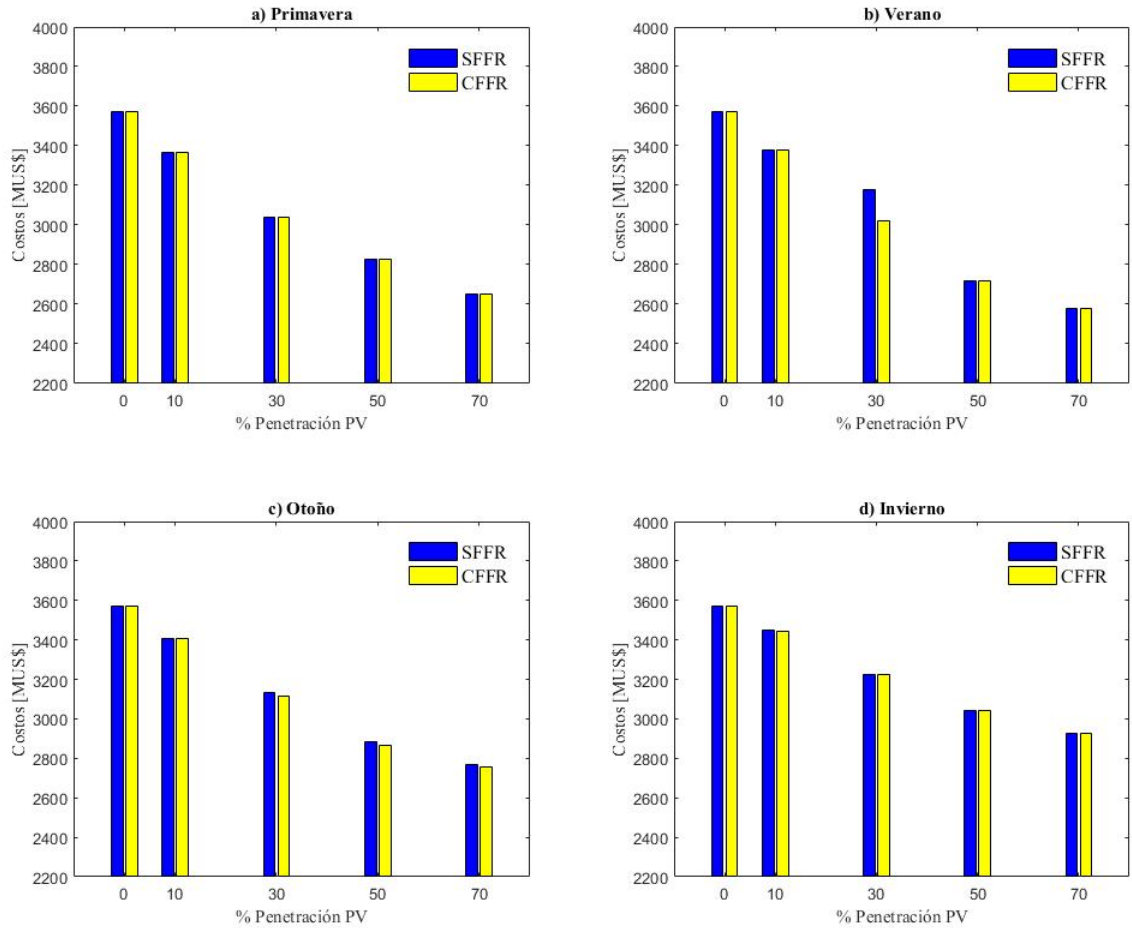


Figura 5.3: Costos diarios promedio por estación

Además, se ve que la respuesta rápida en frecuencia de los parques PV presenta un beneficio económico (ahorro en los costos de operación) en las estaciones de otoño, primavera y verano para niveles del 30 % o más de penetración PV. Esto no se ve reflejado en invierno, debido a la poca irradiancia solar y la gran cantidad de unidades convencionales que se encuentran en operación. En efecto, como en invierno existe una menor irradiancia solar respecto de las otras estaciones del año, es necesario operar con mayor cantidad de unidades convencionales, permitiendo que los generadores convencionales sean capaces de enfrentar los requerimientos de inercia del sistema por si solos. Además, se observa que los costos de operación de invierno son los más elevados de todas las estaciones del año, independiente del nivel de penetración PV que se analice.

En general, no se observa una disminución importante de los costos de operación al implementar respuesta rápida de frecuencia por parte de los parques PV. Este comportamiento se debe a que en la mayoría de los casos los generadores convencionales que están trabajando tienen la suficiente reserva almacenada para afrontar la caída de la unidad que está entregan-

do mayor potencia en cada instante de tiempo. Lo anterior se visualiza en la Figura 5.4, la cual presenta de forma gráfica la reserva convencional, el vertimiento PV y la reserva mínima necesaria para una tarde de operación para un nivel del 50 % de penetración PV.

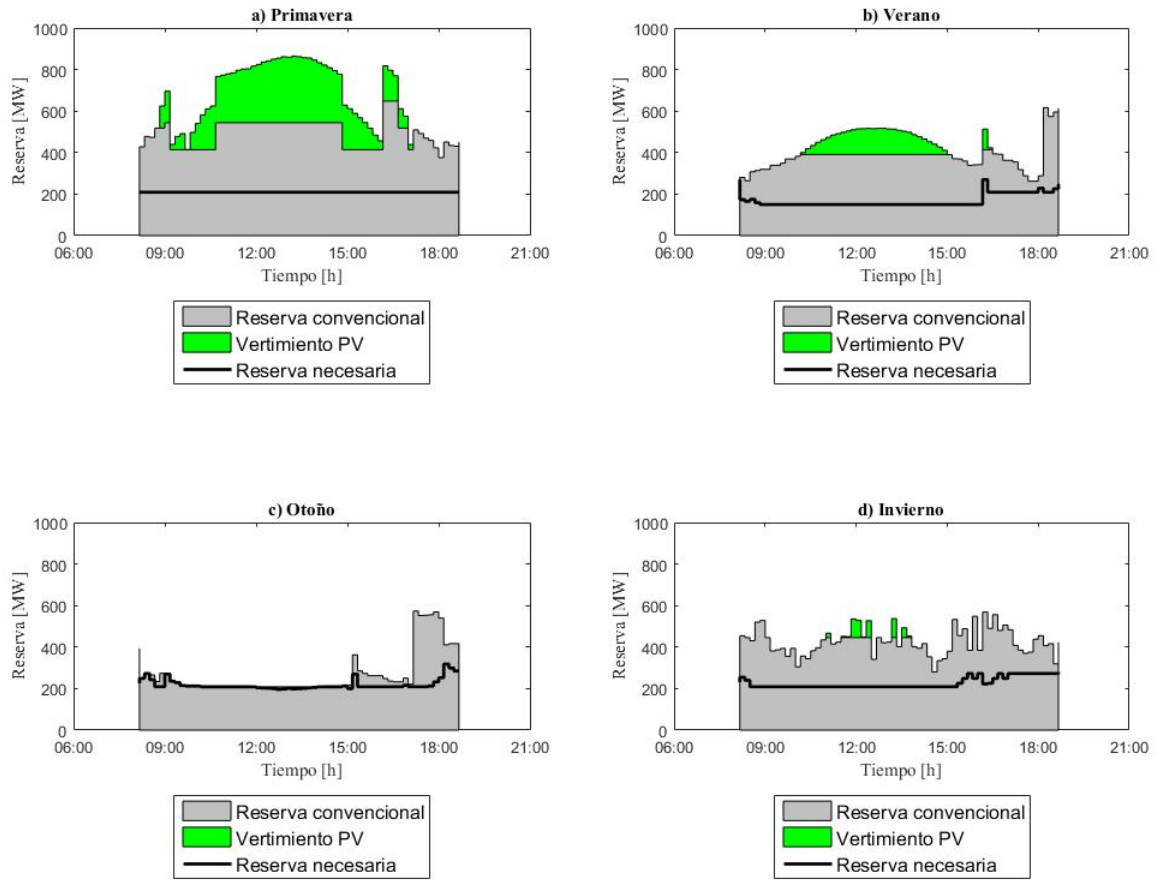


Figura 5.4: Reserva del sistema para un día cualquiera de cada estación del año para un nivel de penetración del 50 %

De los 4 días elegidos aleatoriamente mostrados en la Figura 5.4, se observa que la reserva mínima para afrontar la caída de cualquier unidad del sistema (línea negra) es cubierta por la reserva de los generadores convencionales (área gris), provocando que no sea necesario utilizar reserva PV. Esto último tiene como consecuencia que los costos de operación en ambos casos (SFFR y CFFR) sean en la mayoría de los días iguales.

Adicionalmente, se observa en la Figura 5.4 la existencia de vertimiento en algunos intervalos de tiempo, lo cual se debe otro fenómeno que se explicará más adelante.

5.2.2. Energía no suministrada (ENS) y vertimiento PV promedio diario estacional

En las Figuras 5.5 y 5.6 se muestra la ENS y vertimiento promedio diario de cada estación del año considerando un pronóstico a 2 horas. La ENS se presenta como porcentaje de la energía total diaria de la demanda del sistema. Por otro lado, el vertimiento se presenta como el porcentaje respecto a la totalidad de la energía disponible en el día.

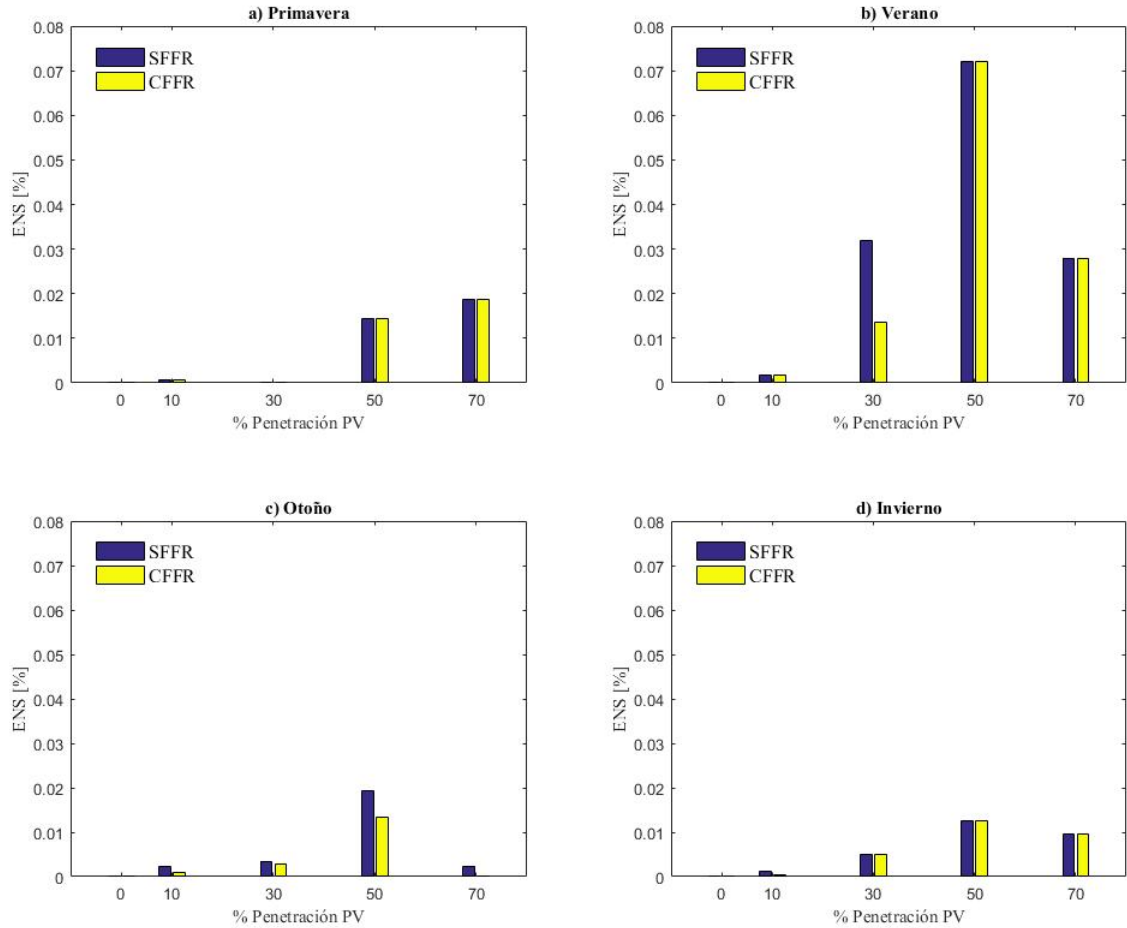


Figura 5.5: ENS diario promedio por estación

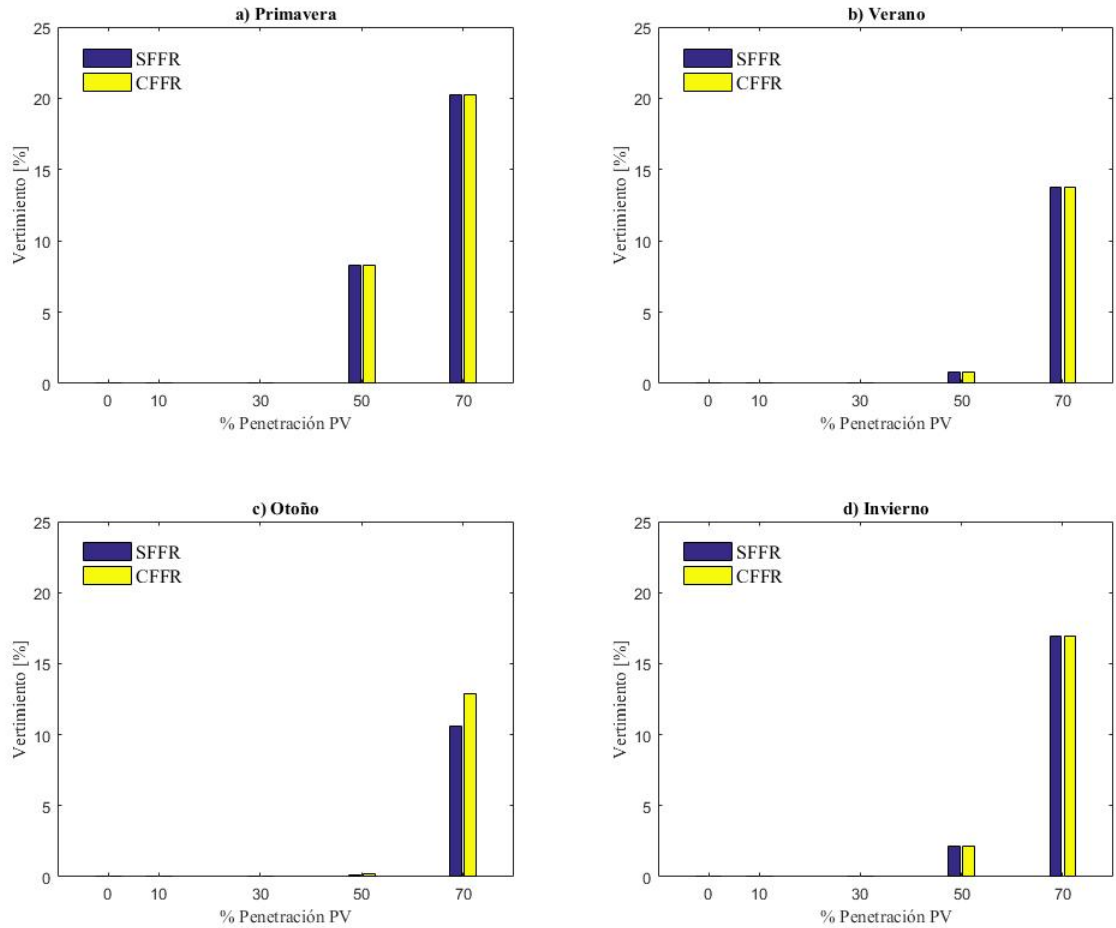


Figura 5.6: Vertimiento diario promedio por estación

De la Figura 5.5 se observa que la aplicación de FFR en los parques PV implica en algunos casos la disminución de la ENS respecto al caso donde los parques no presentan dicha participación. Esto último también se ve reflejado en la disminución de los costos de operación para los respectivos casos mostrados en la Figura 5.3.

Por otro lado, en la Figura 5.6 se ve que el vertimiento promedio diario puede aumentar al incluir FFR en los parques PV. Lo anterior implica que el verter energía PV es mejor que aumentar la ENS del sistema, pues el costo del vertimiento es al menos 10 veces menor que el costo de la ENS.

5.2.3. Distribución de la energía no suministrada (ENS) y vertimiento PV

En la sección anterior se observó que solo existe vertimiento PV a partir de 50 % penetración PV, por lo que en esta sección se analiza la distribución promedio diaria de la ENS y su vertimiento para los dos últimos niveles de penetración PV.

Las Figuras 5.7 y 5.8 muestran las distribuciones promedio diarias de la ENS y del vertimiento PV para los casos del 50 y 70 % respectivamente. Los valores observados en el eje y son el porcentaje de dicho vertimiento y ENS respecto a la demanda total del sistema.

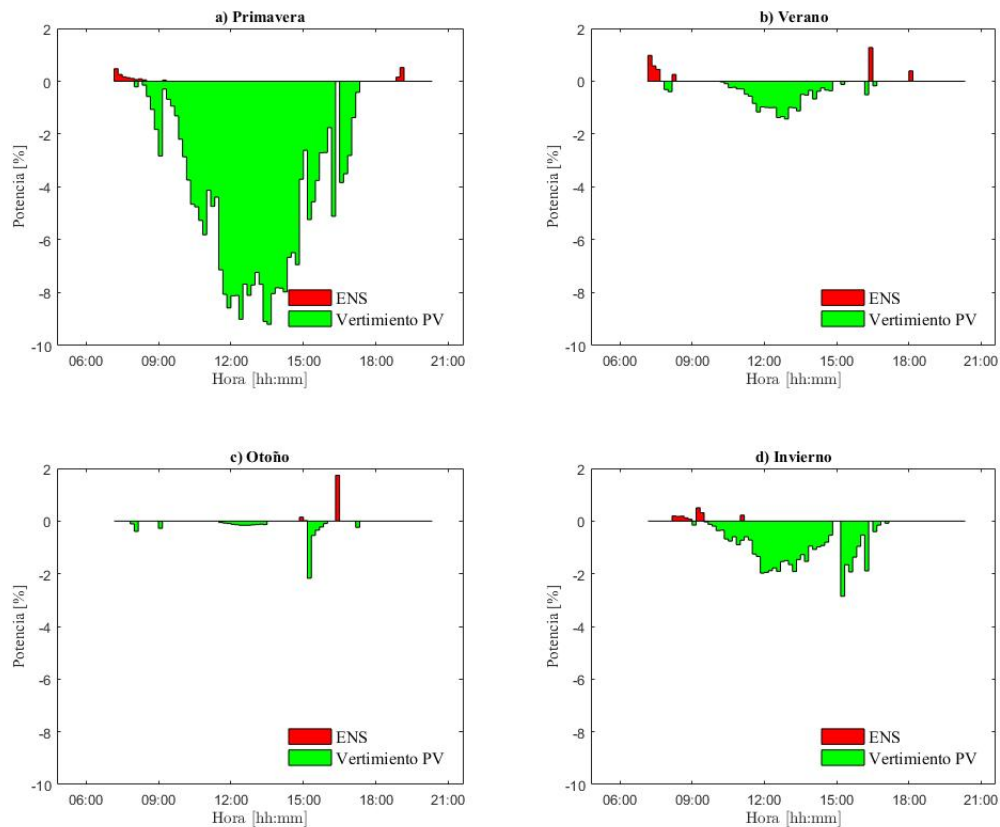


Figura 5.7: Distribución promedio diaria de la ENS y vertimiento PV para el escenario del 50 % de penetración PV

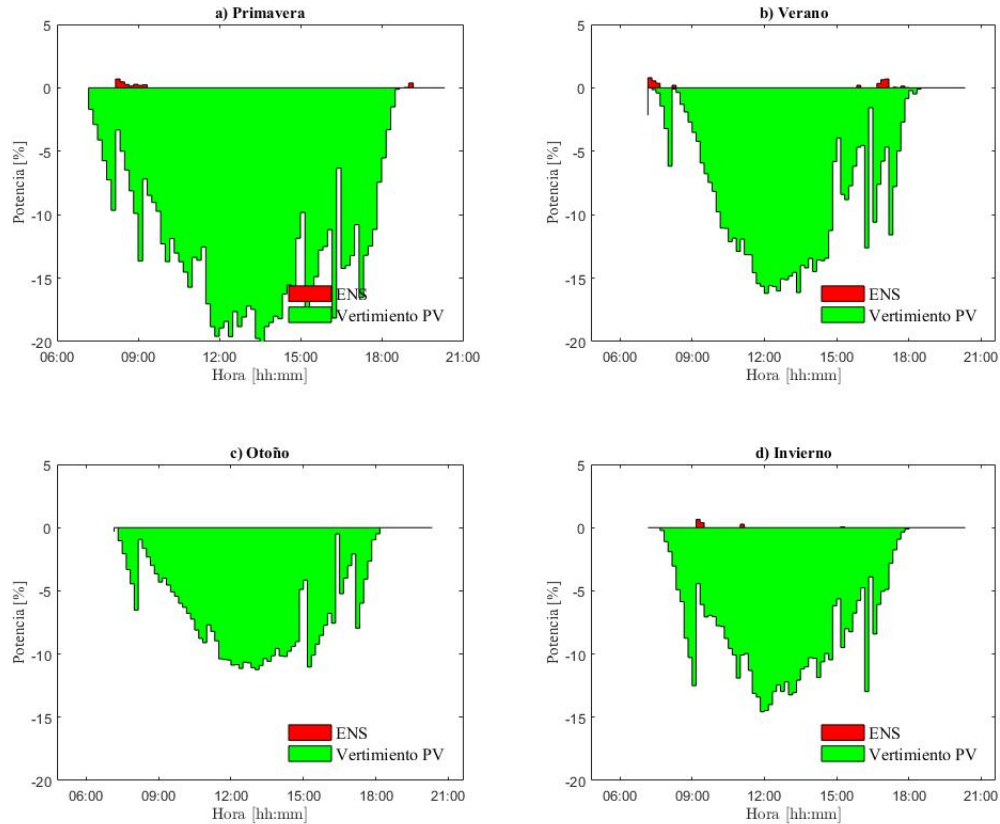


Figura 5.8: Distribución promedio diaria de la ENS y vertimiento PV para el escenario del 70 % de penetración PV

De ambas Figuras, se observa que la ENS se concentra en el amanecer y en el atardecer, y que su valor no supera el 2 % de la demanda.

De los 14 días considerados cada estación, solo se presentan 1 o 2 días con ENS. Esto ocurre producto a caídas de generación PV, las cuales la generación convencional no es capaz de suplir dicha caída de potencia. Esto último se explica de forma detallada en la sección 5.2.4.

Respecto al vertimiento PV, se observa que para el caso de 50 % de penetración PV el vertimiento no supera el 10 % de la demanda total del sistema. Además, el mayor vertimiento se presenta en primavera y no en verano, pues en primavera está operando la unidad U16 (unidad térmica que utiliza GNL), mientras que en verano no. Lo anterior provoca que el mínimo técnico total del sistema aumente, generando un aumento del vertimiento PV. Por otro lado, en otoño e invierno no hay vertimiento importante debido a que la radiación no es tan elevada como en las otras estaciones del año.

Por último, en el caso de 70 % de penetración PV el vertimiento alcanza valores de hasta un 20 % de la demanda del sistema. A diferencia del caso del 50 % de penetración PV, en este caso el vertimiento es similar para las 4 estaciones del año producto a que las unidades

convencionales están trabajando a su mínimo técnico, es decir, que el exceso de generación PV, no puede ser utilizado por el sistema debido a que las unidades convencionales no pueden bajar de su mínimo técnico.

Para explicar lo del párrafo anterior, se presenta la Figura 5.9. Esta figura muestra la capacidad de rampa de subida y bajada de las unidades convencionales para 4 días cualesquiera del caso del 70 % de penetración PV. La figura incluye las rampas PV observadas cada 10 minutos. Si la rampa PV es positiva (aumenta la generación PV), entonces las unidades convencionales tienen que tener suficiente capacidad para bajar su generación (área celeste). En caso contrario, si la rampa es negativa (disminuye la generación PV), entonces las unidades convencionales deben ser capaces de subir su generación para suplir dicho déficit (área gris). Al observar la Figura 5.9, se ve que durante el día la capacidad de rampa de bajada (área celeste) es muy baja, debido que las unidades convencionales están operando en su mínimo técnico, y en consecuencia no hay forma de aprovechar el aumento de la generación PV. Lo anterior provoca un vertimiento PV durante todo ese periodo de tiempo.

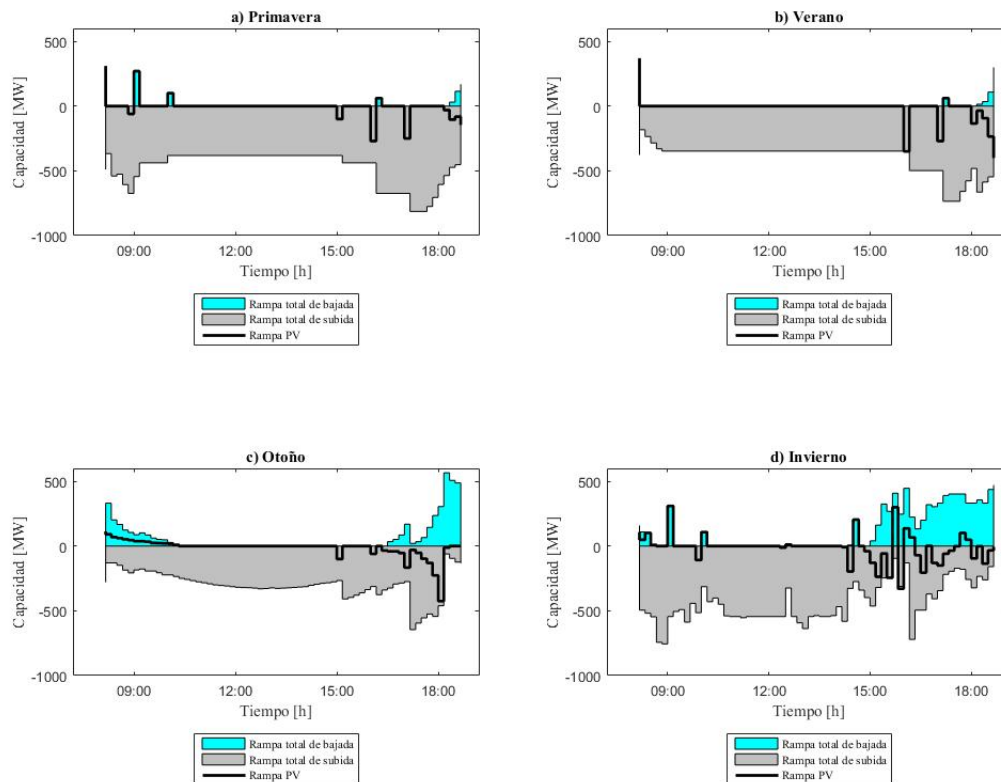


Figura 5.9: Capacidad de rampa de subida y bajada de las unidades convencionales para el escenario de 70 % de penetración PV

5.2.4. Aparición de la ENS

La aparición de la ENS se explica a través de la Figura 5.10, donde se muestra la generación total del sistema y la capacidad de rampa de las unidades convencionales en un día en el cual aparece ENS para un nivel de penetración PV del 50 %.

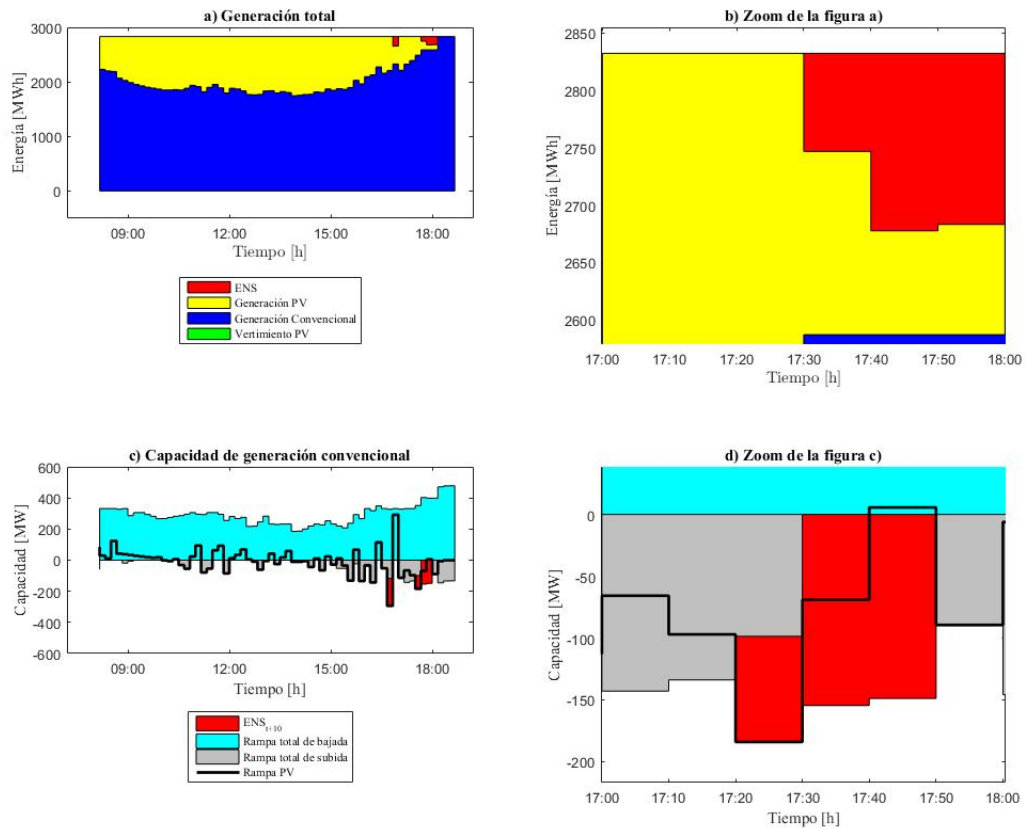


Figura 5.10: Generación total del sistema y capacidad de rampa de las unidades convencionales en un día de Invierno con un nivel de penetración del 50 %

La Figura 5.10 c) muestra la rampa total de subida y bajada de las unidades convencionales en cada instante de tiempo, y la rampa PV que se observa cada 10 minutos.

Como se mencionó en la sección anterior, al caer la generación PV (rampa negativa), los generadores convencionales deben ser capaces de subir su producción para suplir ese déficit (área gris). En la situación donde los generadores convencionales no tengan la suficiente capacidad de rampa de subida para abastecer la caída de la generación PV, surge inmediatamente la ENS en el sistema.

El día de operación mostrado en la Figura 5.10 presenta ENS entre las 17:00 y 18:00 hrs. Esto se explica en mayor detalle en la Figura 5.10 d), donde la ENS presente a las 17:30 es producto a la limitada capacidad de rampa de subida de los generadores convencionales

10 minutos previo a la rampa PV, es decir, la rampa PV que se presentó entre las 17:20 y 17:30 fue de 184 MW de caída, de los cuales solo 99 MW podían ser compensados por los generadores convencionales dejando un déficit de 85 MW, los cuales se convirtieron en ENS a las 17:30 hrs. Por otra parte, 10 minutos después se presentó una rampa de caída PV del orden de 69 MW, y al no haber capacidad de rampa de subida de los generadores convencionales, este nuevo déficit de energía (69 MW) se sumó a la ENS del intervalo anterior obteniéndose una ENS de 155 MW a las 17:40. Y, por último, entre las 17:40 y 17:50 se observa una rampa de subida PV de 6 MW, la cual solo compensa una pequeña parte de la ENS de las 17:40, obteniéndose a las 17:50 una ENS igual a 149 MW.

Adicionalmente, para complementar la información mostrada hasta ahora, se expone las Figuras 5.11 y 5.12 con el fin de visualizar el porcentaje de horas del año donde la ENS se ve presente en el sistema para los casos SFFR y CFFR respectivamente. Ambas figuras corresponden a curvas de duración de la ENS en los distintos niveles de penetración PV analizados en este trabajo. Para el caso SFFR, la ENS no supera la duración del 0,75 % de horas al año (porcentaje que se alcanza con un nivel del 50 % de penetración PV), la cual equivale a que 2,7 días completos del año presenten ENS. Por otro lado, para el caso CFFR se observa que la duración de ENS se ve ligeramente reducida respecto al caso SFFR, llegando a no superar el 0,6 % de horas al año con presencia de ENS, lo que equivale a 2,2 días del año aproximadamente.

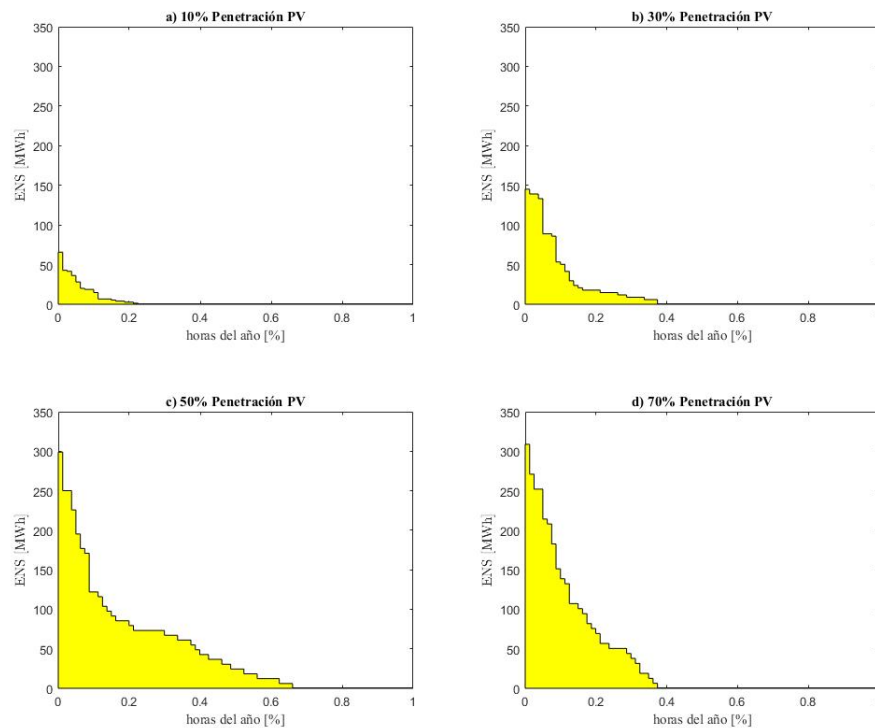


Figura 5.11: Curvas de duración de la ENS para cada nivel de penetración PV para el caso SFFR

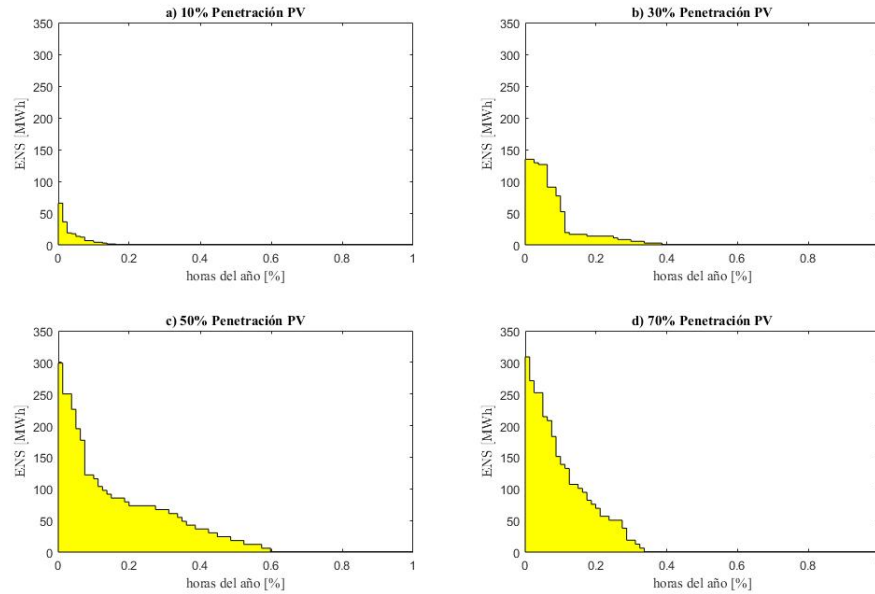


Figura 5.12: Curvas de duración de la ENS para cada nivel de penetración PV para el caso CFFR

Continuando con lo anterior, en ambas figuras se puede ver que la aplicación de respuesta rápida de frecuencias incorporadas en los parques PV disminuye la frecuencia de aparición de ENS, y además, el volumen de dicha energía no abastecida.

Con toda esta información, se puede concluir que la aparición de la ENS en el sistema se debe a circunstancias muy raras y extremas (baja probabilidad) con una distribución en el amanecer y atardecer y, además, la implementación FFR en los parques PV aminora el surgimiento de ella.

5.3. Análisis dinámico

Para finalizar este capítulo, se presenta un análisis global de la inercia del sistema, y los resultados obtenidos en las simulaciones dinámicas de las distintas contingencias realizadas con el programa DigSilent.

5.3.1. Inercia anual

En la Figura 5.13 se muestra las curvas de duración anualizada de la inercia del sistema para cada escenario de penetración PV.

De la figura se observa que la ausencia de radiación solar se encuentra asociada a una inercia de 5,3 [s] o superior, la cual tienen una probabilidad de ocurrencia del 55 % aproxi-

madamente, lo que coincide con el porcentaje de horas de oscuridad que hay presente en un día cualquiera. Por otra parte, en el otro 45% se observa que las primeras caídas de inercia corresponden al amanecer y atardecer, mientras que las últimas caídas están asociadas a la inercia presente en el mediodía.

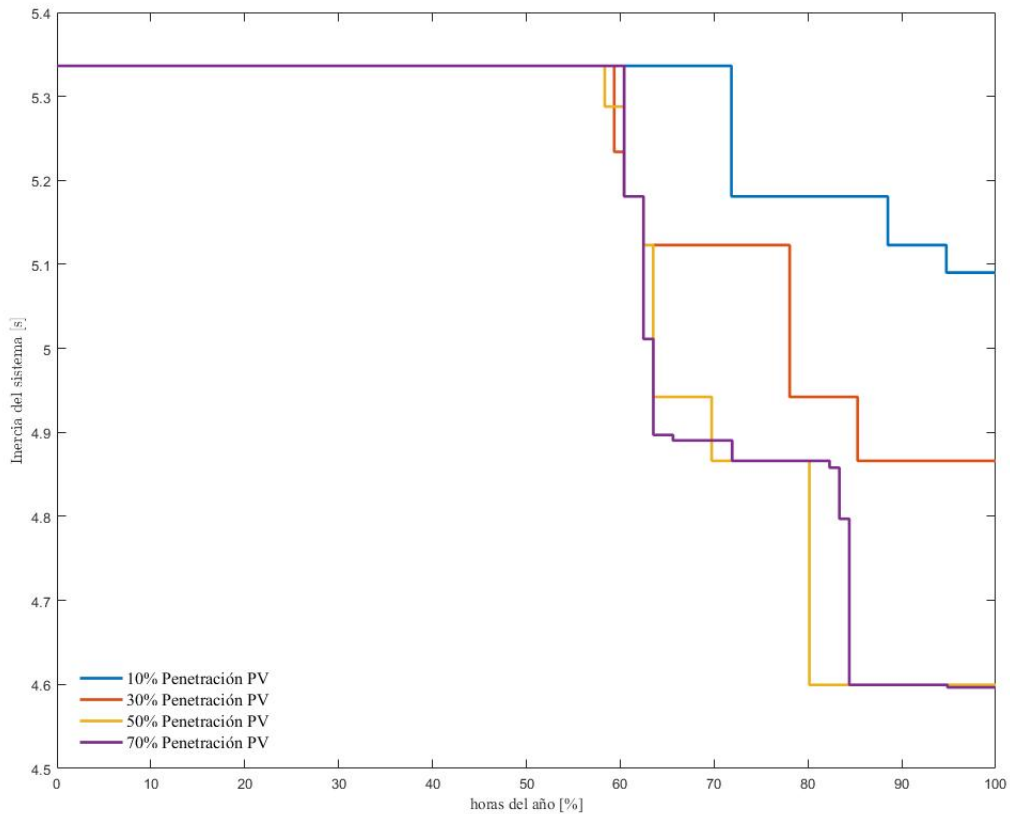


Figura 5.13: Curva de duración de la inercia del Sistema

Además, de la figura se observa que a medida que aumenta la penetración PV, la inercia tiende a bajar, exceptuando el caso del 70%. Esto último se debe a los tiempos de encendido y apagado de las unidades convencionales (sobre las 24[h]), provocando que haya unidades consideradas como **unidades bases**, y sea casi imposible apagarlas incluso en el caso de 70% de penetración PV, no pudiendo bajar la inercia de 4,6 [s].

5.3.2. Simulaciones dinámicas

Los escenarios de operación aplicados en esta parte fueron 4, uno para cada estación del año con un nivel de penetración del 50%. Para cada escenario de operación se simula la caída de la unidad más cargada, comparando el caso con FFR por parte de las centrales PV y cuando no existe FFR, por lo que la diferencia radicará en el uso de la reserva PV ante las contingencias N-1.

Para cada punto de operación, se simulan 2 casos:

- SFFR: Los parques PV no tienen respuesta rápida de frecuencia (FFR).
- CFFR: Los parques PV si tienen respuesta rápida de frecuencia (FFR).

Cabe destacar que en el caso de parques PV con FFR (CFFR) se consideró un tiempo de respuesta de 100 [ms] por parte de los PV. Lo anterior se justifica producto de los rápidos tiempos de respuesta de los inversores y a la electrónica de potencia involucrada en los controles internos de ellos. Además, a nivel internacional se ha observado tiempo similares de respuesta de este tipo de tecnología, como por ejemplo el caso que ocurrió el año 2017, en donde la operación del banco de baterías de Musk instalada en el Sur de Australia compensó la falla que tuvo la central de carbón Loy Yang del mismo país [167–169].

Las principales características de los puntos de operación elegidos para las simulaciones se presentan en la Tabla 5.1. La Tabla 5.2 muestra la inercia del sistema para cada punto de operación y sus respectivas pérdidas de generación.

Tabla 5.1: Características generales del sistema

Estaciones del año	Generación convencional [MW]		Reserva convencional [MW]		Generación PV [MW]		Reserva PV [MW]	
	SFFR	CFFR	SFFR	CFFR	SFFR	CFFR	SFFR	CFFR
Verano	1313,5	1313,5	414,22	414,22	1518,5	1518,5	X	86,9
Otoño	1583,5	1583,5	400	400	1248,5	1248,5	X	168,1
Invierno	1617,5	1214,5	576	576	1214,5	1214,5	X	111,7
Primavera	1522,5	1522,5	544,2	544,2	1309,5	1309,5	X	188,5

Tabla 5.2: Características de las contingencias del sistema

Estaciones del año	Inercia [s]		Pérdida de generación [MW]	
	SFFR	CFFR	SFFR	CFFR
Verano	4,6	4,6	150	150
Otoño	4,6	4,6	270	270
Invierno	4,9	4,9	209	209
Primavera	4,6	4,6	209	209

La Figura 5.14 muestra la evolución de la frecuencia frente a la caída de la unidad de generación mostrada en la Tabla 5.2. Como se puede observar, la aplicación de FFR en los parques PV mejora de forma considerable el desempeño del sistema ante contingencias, evitando pasar por el primer escalón de frecuencia, cosa que ocurre en otoño en el caso de parques sin FFR (SFFR).

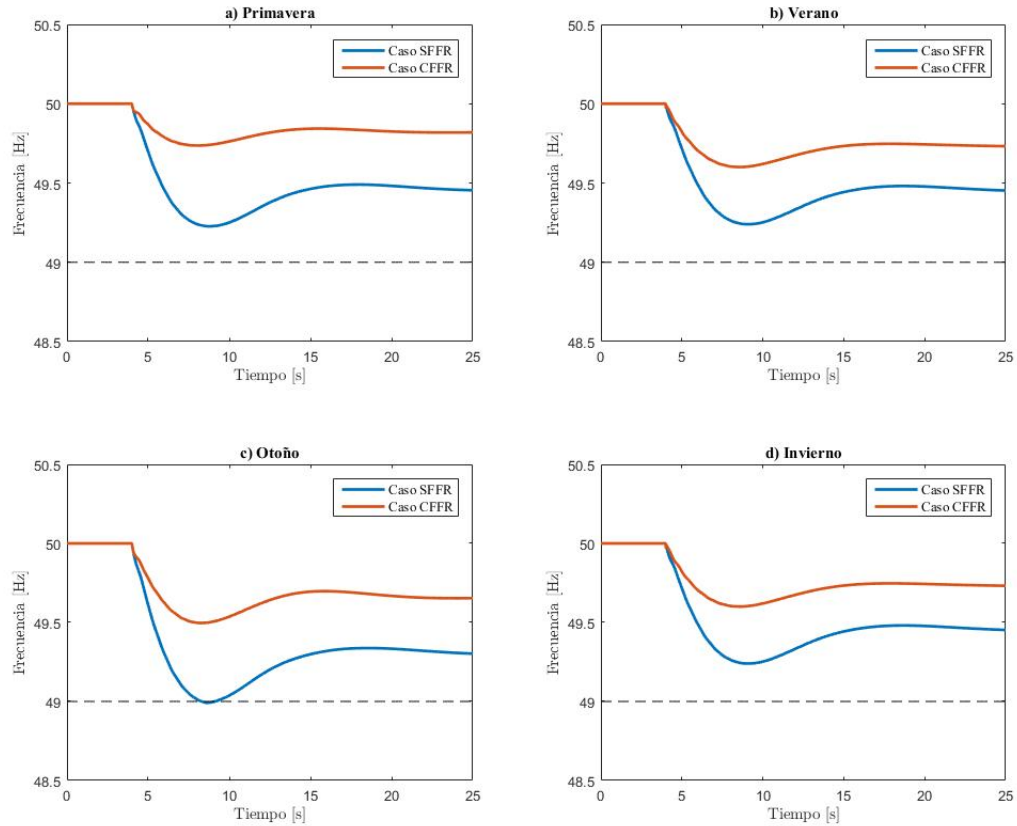


Figura 5.14: Evolución de la frecuencia del sistema ante una contingencia

De las simulaciones dinámicas, se concluye que en los casos CFFR la frecuencia no baja más allá de los 49,5[Hz]; mientras que en los casos SFFR, la caída es más pronunciada llegando en algunos casos a sobrepasar el primer escalón de baja frecuencia (49 [Hz]).

Finalmente, con estos resultados se comprueba que la aplicación de FFR genera un aumento considerable en la seguridad del sistema, previniendo la desconexión de grandes bloques de energía.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

6.1. Conclusiones y trabajo futuro

Las conclusiones obtenidas del capítulo 5 son las siguientes:

- Dada la características del parque generador del SING, no se observa una necesidad de vertimiento de generación PV para bajos niveles de penetración (hasta el 30 %), teniendo como consecuencia que no exista diferencia en los costos de operación al implementar FFR en los parques PV.
- Respecto al efecto de la estacionalidad del año, se observó que todas las estaciones presentan una disminución de los costos de operación a medida que va aumentando el nivel de penetración PV. Además, la ENS promedio diaria presente en las estaciones no es significativa (menor al 0,08 % respecto a la energía total demandada durante el día), mientras que el vertimiento PV va creciendo a medida que aumenta el nivel de penetración PV.
- Los costos de operación del sistema dependen de la facilidad de poder encender y apagar unidades convencionales. En este trabajo se observó que independientemente que el aumento del nivel de penetración PV desplace generación convencional, existirán unidades que no podrán desconectarse debido a sus largos tiempos de encendido y apagado, generando un aumento del vertimiento PV. Esto último, no necesariamente es algo negativo para el sistema, ya que es primordial tener un cierto nivel mínimo de inercia para que la estabilidad no se vea afectada. Y por otro lado, el vertimiento PV puede aprovecharse como una reserva adicional del sistema en caso de implementar capacidad de FFR en las centrales PV.
- De acuerdo a los resultados dinámicos, se concluye que se mejora de forma significativa la seguridad del sistema con la utilización de parques PV con capacidad de FFR, llegando a reducir en 1 % la caída de frecuencia. Este resultado se debe a la entrega casi inmediata de las reservas PV al sistema (en cuestión de milisegundos) gracias a la

electrónica de potencia involucrada en los parques PV.

- Reiterando lo anterior, el aprovechamiento de este vertimiento PV como reserva adicional presenta un beneficio operacional ante una contingencia, pues existe una entrega rápida de potencia por parte de los parques PV. Al tener la capacidad de entregar su potencia de manera casi instantánea al sistema, estos pasan a ser semejantes a los bancos de baterías.

Por último, para ir completando el análisis de este trabajo, se propone como trabajo futuro los siguientes temas:

1. Incluir en el modelo de optimización la red como sistema multinodal.
2. Considerar tanto en la optimización como en el análisis dinámico el almacenamiento de energía como complemento para afrontar la variabilidad e incertidumbre de la generación PV y demanda. Además, los sistemas de almacenamiento también aportarían a la estabilidad de frecuencia entregando potencia activa al sistema ante una contingencia.

Bibliografía

- [1] REN21, “Disponible en: <http://www.abc.es/natural/energiasrenovables.html>,” 2017.
- [2] ECODIE, “Disponible en: <http://ecodie.cl/capacidad-instalada-ernc-del-pais-alcanzo-2-118-mw-segun-ultimo-reporte-cifes/>,” 2018.
- [3] A. Mills and R. Wiser, *Implications of wide-area geographic diversity for short-term variability of solar power. Lawrence Berkeley National Laboratory, Environmental Energy Technologies Division. Sept. 2010.*
- [4] R. Shah, N. Mithulananthan, and K. Y. Lee, “Impact of large-scale pv penetration on power system oscillatory stability,” *IEEE PES General Meeting*, pp. 1–7, 2010.
- [5] A. Mills, “Implications of geographic diversity for short-term variability and predictability of solar power,” *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–9, 2011.
- [6] T. D. L. A. PÚBLICA, “Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes,”
- [7] C. Batlle, “Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos,” 2013.
- [8] H. Holttinen, P. Meibom, A. Orths, B. Lange, M. O’Malley, J. O. Tande, A. Estanqueiro, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, *et al.*, “Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of iea collaboration,” *Wind Energy*, vol. 14, no. 2, pp. 179–192, 2011.
- [9] M. Cailliau, J. Ogando, H. Egeland, R. Ferreira, H. Feuk, F. Figel, S. Jensen, J. Karas, C. Kawann, C. Villar, *et al.*, “Integrating intermittent renewable sources into the eu electricity system by 2020: Challenges and solutions,” *Brussels: Union of the Electricity Industry [EURELECTRIC]*, 2010.
- [10] E. Ela, B. Parsons, H. Holttinen, P. Meibom, A. Orths, M. O’Malley, B. Ummels, J. Tande, A. Estanqueiro, E. Gomez, *et al.*, “Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems; results of iea collaboration,” tech. rep., National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2008.
- [11] C. Rahmann and A. Castillo, “Fast frequency response capability of photovoltaic power

- plants: The necessity of new grid requirements and definitions,” *Energies*, vol. 7, no. 10, pp. 6306–6322, 2014.
- [12] R. E. L. MORAGA, “Análisis de la respuesta en frecuencia en sistemas de potencia con altos niveles de generación variable sin inercia,” *Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago*, 2015.
- [13] J. R. Allué, “Central solar fotovoltaica de 500 kw,” *Universidad de la Rioja, España*, 2012-2013.
- [14] S. Morató, “Diseño de una central fotovoltaica de 100 kw,” *Universidad Rovira I Virgili, España*, Septiembre 2006.
- [15] J. Fernández, “Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil,” *Universidad Carlos III, de Madrid, España*.
- [16] Juan Carlos Oyarzún, “Evaluación proyecto fotovoltaico en instalaciones de colbún s.a.,” *Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago*, 2016.
- [17] Inversores trifásicos SMA, “Disponible en: www.sma-iberica.com/es/productos/inversores-solares/sunny-central/sunny-central-500cp-xt-630cp-xt-720cp-xt-760cp-xt.html,” 2016.
- [18] X. Wu, X. Wei, T. Xie, and R. Yu, “Optimal design of structures of parray in photovoltaic systems,” *Intelligent System Design and Engineering Application (ISDEA)*, vol. 2, pp. 9–12, 2010.
- [19] J. Schonberger, “A single phase multi-string pv inverter with minimal bus capacitance,” *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on*, pp. 1–10, 2009.
- [20] A. Castillo, “Respuesta inercial de sistemas de potencia con grandes inyecciones de generación fotovoltaica,” *Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago*, Abril 2013.
- [21] S. S. Mohammed, “Modeling and simulation of photovoltaic module using matlab/-simulink,” *International Journal of Chemical and Environmental Engineering*, vol. 2, no. 5, 2011.
- [22] B. Alsayid, “Modeling and simulation of photovoltaic cell/module/array with two-diode model,” *International Journal of Computer Technology and Electronics Engineering (IJ-TEE)*, vol. 1, no. 3, pp. 6–11, 2012.
- [23] F. M. González-Longatt, “Model of photovoltaic module in matlab,” *II CIBELEC*, vol. 2005, pp. 1–5, 2005.
- [24] J. Jiménez-Ortiz and D. Biel, “Estudio y simulación de sistemas de conversión fotovoltaica-eléctrica mediante matlab/simulink,” pp. 1–6, 2009.

- [25] M. Villalva, J. Gazoli, and E. Filho, “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic array,” *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [26] S. Moballegh and J. Jiang, “Partial shading modeling of photovoltaic system with experimental validations,” *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–9, 2011.
- [27] A. Bouraiou, M. Hamoudaa, A. Chakerb, M. Sadoka, M. Mostefaouia, and S. Lachtara, “Modeling and simulation of photovoltaic module and array based on one and two diode model using matlab/simulink,” *Energy Procedia*, vol. 74, pp. 864–877, 2015.
- [28] Módulos marca Yingli, “Disponible en: www.yinglisolar.com/al/products/multicrystalline/,” 2016.
- [29] Módulos marca Hareon, “Disponible en: www.tritec-intervento.cl/producto/panel-solar-hareon-solar-310w-policristalino/,” 2016.
- [30] Módulos marca Sunrise, “Disponible en: www.aquitosolar.cl/paneles-fotovoltaicos/504-pvp300snr.html,” 2016.
- [31] M. Alonso, “El generador fotovoltaico,” *Escuela de Organización Industrial, España*, 2006/2007.
- [32] Energías Renovables, “Disponible en: www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/,” Nov. 2015.
- [33] A. Mills, M. Ahlstrom, M. Brower, A. Ellis, R. George, T. Hoff, B. Kroposki, C. L. N. Miller, J. Stein, and Y. Wan, “Understanding variability and uncertainty of photovoltaics for integration with the electric power system,” *Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA (US)*, 2009.
- [34] C. Rahmann, V. Vittal, J. Ascui, and J. Haas, “Mitigation control against partial shading effects in large-scale pv power plants,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 173–180, 2016.
- [35] J. Ascui, “Efecto de variaciones de potencia en centrales fotovoltaicas en la estabilidad de frecuencia de sep,” *Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago*, 2014.
- [36] Q. Zhang, X. Sun, Y. Zhong, and M. Matsui, “A novel topology for solving the partial shading problem in photovoltaic power generation system,” *Power Electronics and Motion Control Conference, 2009. IPEMC '09. IEEE 6th International*, pp. 2130 – 2135, 2009.
- [37] 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, 2011.

- [38] E. Molenbroek, D. Waddington, and K. Emery, "Hot spot susceptibility and testing of pv modules," *Photovoltaic Specialists Conference, 1991., Conference Record of the Twenty Second IEEE*, pp. 547–552, 1991.
- [39] S. Vemuru, P. Singh, and M. Niamat, "Modeling impact of bypass diodes on photovoltaic cell performance under partial shading," *Electro/Information Technology (EIT), 2012 IEEE International Conference on*, pp. 1–5, 2012.
- [40] D. Nguyen and B. Lehman, "An adaptive solar photovoltaic array using model-based reconfiguration algorithm," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 7, pp. 2644–2654, 2008.
- [41] S. Vemurul, P. Singh, and M. Niamat², "Analysis of photovoltaic array with reconfigurable modules under partial shading," *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE*, pp. 1437–1441, 2012.
- [42] G. Carannante, C. Fraddanno, M. Pagano, and L. Piegari, "Experimental performance of mppt algorithm for photovoltaic sources subject to inhomogeneous insolation," *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 56, no. 11, pp. 4374–4380, 2009.
- [43] K. Kobayashi, I. Takano, and Y. Sawada, "A study on a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions," *Solar energy materials and solar cells*, vol. 90, no. 18, pp. 2975–2988, 2006.
- [44] A. Heinemann, "Dynamic power reserves determination in power systems with high penetrations of wind generation," *Institut Fur Elektrische Anlagen Und Energiewirtschaft (IAEW), Alemania*, 2013.
- [45] F. Carrasco, "Determinación de reservas en presencia de tecnologías de generación variable," *Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago*, 2014.
- [46] H. Holttinen, M. Milligan, E. Ela, N. Menemenlis, J. Dobschinski, B. Rawn, R. J. Bessa, D. Flynn, E. G. Lazaro, and N. Detlefsen, "Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 713–723, 2012.
- [47] E. Ibanez, I. Krad, and E. Ela, "A systematic comparison of operating reserve methodologies," *2014 IEEE PES General Meeting| Conference & Exposition*, pp. 1–5, 2014.
- [48] C. Rahmann, A. Heinemann, and R. Torres, "Quantifying operating reserves with wind power: towards probabilistic-dynamic approaches," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 2, pp. 366–373, 2016.
- [49] E. Ela, M. Milligan, B. Kirby, E. Lannoye, D. Flynn, M. O'Malley, and B. Zavadil, "Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies," *IEEE PES general meeting*, pp. 1–8, 2010.
- [50] E. Ela, M. Milligan, and B. Kirby, "Operating reserves and variable generation," *Con-*

tract, vol. 303, pp. 275–3000, 2011.

- [51] M. Milligan, P. Donohoo, D. Lew, E. Ela, B. Kirby, H. Holttinen, E. Lannoye, D. Flynn, M. O'Malley, N. Miller, *et al.*, “Operating reserves and wind power integration: An international comparison,” in *proc. 9th International Workshop on large-scale integration of wind power into power systems*, pp. 18–29, 2010.
- [52] H. Holttinen, M. Milligan, B. Kirby, T. Acker, V. Neimane, and T. Molinski, “Using standard deviation as a measure of increased operational reserve requirement for wind power,” *Wind Engineering*, vol. 32, no. 4, pp. 355–377, 2008.
- [53] D. A. Halamay, T. K. Brekken, A. Simmons, and S. McArthur, “Reserve requirement impacts of large-scale integration of wind, solar, and ocean wave power generation,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 321–328, 2011.
- [54] R. Doherty and M. O'Malley, “A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 587–595, 2005.
- [55] C. Hamon and L. Söder, “Review paper on wind power impact on operation of reserves,” *2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 895–903, 2011.
- [56] R. Doherty and M. O'Malley, “Quantifying reserve demands due to increasing wind power penetration,” *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, vol. 2, pp. 1–5, 2003.
- [57] E. A. Bakirtzis, P. N. Biskas, and A. G. Bakirtzis, “Dynamic reserves quantification for variable time resolution scheduling,” *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, pp. 1–6, 2015.
- [58] H. Holttinen, M. Milligan, E. Ela, N. Menemenlis, J. Dobschinski, B. Rawn, R. J. Bessa, D. Flynn, E. Gómez-Lázaro, and N. K. Detlefsen, “Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 713–723, 2012.
- [59] R. Billinton and R. Allan, *Reliability evaluation of power systems*. New York: Plenum Press, 2 ed., 1996.
- [60] M. A. Matos and R. Bessa, “Operating reserve adequacy evaluation using uncertainties of wind power forecast,” *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pp. 1–8, 2009.
- [61] M. A. Matos and R. J. Bessa, “Setting the operating reserve using probabilistic wind power forecasts,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 2, pp. 594–603, 2011.
- [62] R. J. Bessa and M. A. Matos, “Comparison of probabilistic and deterministic approaches for setting operating reserve in systems with high penetration of wind power,” *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010), 7th Mediterranean Conference and Exhibition on*, pp. 1–9, 2010.

- [63] M. A. Matos and R. Bessa, "Operating reserve adequacy evaluation using uncertainties of wind power forecast," *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pp. 1–8, 2009.
- [64] C. Maurer, S. Krahl, and H. Weber, "Dimensioning of secondary and tertiary control reserve by probabilistic methods," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 19, no. 4, pp. 544–552, 2009.
- [65] X. Chang, X. Lv, and Z. Liu, "Quantifying spinning reserve in systems with significant wind power penetration," *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, pp. 1–5, 2012.
- [66] Y. Rebours and D. Kirschen, "A survey of definitions and specifications of reserve services," *Report, University of Manchester*, 2005.
- [67] E. Ela, B. Kirby, N. Navid, and J. C. Smith, "Effective ancillary services market designs on higs wind power penetration systems," *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1 – 8, July 2012.
- [68] L. Soder, "Reserve margin planning in a wind-hydro-thermal power system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 2, pp. 564–571, 1993.
- [69] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2012.
- [70] S. A. Kazarlis, A. Bakirtzis, and V. Petridis, "A genetic algorithm solution to the unit commitment problem," *IEEE transactions on power systems*, vol. 11, no. 1, pp. 83–92, 1996.
- [71] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, "Power generation operation and control, 1984," 1984.
- [72] N. P. Padhy, "Unit commitment-a bibliographical survey," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1196–1205, 2004.
- [73] G. B. Sheble and G. N. Fahd, "Unit commitment literature synopsis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 128–135, 1994.
- [74] R. Baldick, "The generalized unit commitment problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 1, pp. 465–475, 1995.
- [75] H. Zheng, J. Jian, L. Yang, and R. Quan, "A deterministic method for the unit commitment problem in power systems," *Computers & Operations Research*, vol. 66, pp. 241–247, 2016.
- [76] Q. P. Zheng, J. Wang, and A. L. Liu, "Stochastic optimization for unit commitment. a review," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4, pp. 1913–1924, 2015.
- [77] A. Papavasiliou, S. S. Oren, and R. P. O'Neill, "Reserve requirements for wind power integration: A scenario-based stochastic programming framework," *IEEE Transactions*

on *Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2197–2206, 2011.

- [78] P. A. Ruiz, C. R. Philbrick, and P. W. Sauer, “Wind power day-ahead uncertainty management through stochastic unit commitment policies,” *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, pp. 1–9, 2009.
- [79] C. K. Simoglou, P. N. Biskas, and A. G. Bakirtzis, “Optimal self-scheduling of a thermal producer in short-term electricity markets by milp,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 4, pp. 1965–1977, 2010.
- [80] A. V. Ntomaris, E. A. Bakirtzis, D. I. Chatzigiannis, C. K. Simoglou, P. N. Biskas, and A. G. Bakirtzis, “Reserve quantification in insular power systems with high wind penetration,” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, pp. 1–6, 2014.
- [81] E. A. Bakirtzis, P. N. Biskas, D. P. Labridis, and A. G. Bakirtzis, “Multiple time resolution unit commitment for short-term operations scheduling under high renewable penetration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 149–159, 2014.
- [82] G. Liu and K. Tomsovic, “Quantifying spinning reserve in systems with significant wind power penetration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2385–2393, 2012.
- [83] F. Bouffard and F. D. Galiana, “An electricity market with a probabilistic spinning reserve criterion,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 300–307, 2004.
- [84] M. Wang and H. Gooi, “Optimizing probabilistic reserve in large power systems,” in *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, pp. 1–4, IEEE, 2009.
- [85] M. Wang, P. Yang, Q. Zhang, and Y. Wang, “Spinning reserve optimization using reliability constrained unit commitment,” in *TENCON 2015-2015 IEEE Region 10 Conference*, pp. 1–5, IEEE, 2015.
- [86] Z. Zhou and A. Botterud, “Dynamic scheduling of operating reserves in co-optimized electricity markets with wind power,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 160–171, 2014.
- [87] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li, “Ac contingency dispatch based on security-constrained unit commitment,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS PWRs*, vol. 21, no. 2, p. 897, 2006.
- [88] H. Daneshi and A. Srivastava, “Security-constrained unit commitment with wind generation and compressed air energy storage,” *IET generation, transmission & distribution*, vol. 6, no. 2, pp. 167–175, 2012.
- [89] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li, “Long-term security-constrained unit commitment: hybrid dantzig-wolfe decomposition and subgradient approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 2093–2106, 2005.

- [90] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li, "Security-constrained unit commitment with ac constraints," *IEEE transactions on power systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1001–1013, 2005.
- [91] X. Guan, S. Guo, and Q. Zhai, "The conditions for obtaining feasible solutions to security-constrained unit commitment problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1746–1756, 2005.
- [92] A. Khodaei and M. Shahidehpour, "Transmission switching in security-constrained unit commitment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 4, pp. 1937–1945, 2010.
- [93] H. Ma and S. Shahidehpour, "Unit commitment with transmission security and voltage constraints," *IEEE transactions on power systems*, vol. 14, no. 2, pp. 757–764, 1999.
- [94] A. Y. Saber, T. Senjyu, T. Miyagi, N. Urasaki, and T. Funabashi, "Fuzzy unit commitment scheduling using absolutely stochastic simulated annealing," *IEEE transactions on Power systems*, vol. 21, no. 2, pp. 955–964, 2006.
- [95] H. Wu, M. Shahidehpour, and M. E. Khodayar, "Hourly demand response in day-ahead scheduling considering generating unit ramping cost," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2446–2454, 2013.
- [96] G. Chang, Y. Tsai, C. Lai, and J. Chung, "A practical mixed integer linear programming based approach for unit commitment," in *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, pp. 221–225, IEEE, 2004.
- [97] M. Carrión and J. M. Arroyo, "A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1371–1378, 2006.
- [98] I. G. Damousis, A. G. Bakirtzis, and P. S. Dokopoulos, "A solution to the unit-commitment problem using integer-coded genetic algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1165–1172, 2004.
- [99] A. Frangioni, C. Gentile, and F. Lacalandra, "Tighter approximated milp formulations for unit commitment problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 105–113, 2009.
- [100] A. Frangioni, C. Gentile, and F. Lacalandra, "Sequential lagrangian-milp approaches for unit commitment problems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 585–593, 2011.
- [101] B. Pavez-Lazo and J. Soto-Cartes, "A deterministic annular crossover genetic algorithm optimisation for the unit commitment problem," *Expert Systems with Applications*, vol. 38, no. 6, pp. 6523–6529, 2011.
- [102] A. Viana and J. P. Pedroso, "A new milp-based approach for unit commitment in power production planning," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, no. 1, pp. 997–1005, 2013.

- [103] A. Tuohy, P. Meibom, E. Denny, and M. O'Malley, "Unit commitment for systems with significant wind penetration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 592–601, 2009.
- [104] L. Wu, M. Shahidehpour, and T. Li, "Stochastic security-constrained unit commitment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 800–811, 2007.
- [105] C.-P. Cheng, C.-W. Liu, and C.-C. Liu, "Unit commitment by lagrangian relaxation and genetic algorithms," *IEEE transactions on power systems*, vol. 15, no. 2, pp. 707–714, 2000.
- [106] A. Papavasiliou, S. S. Oren, and R. P. O'Neill, "Reserve requirements for wind power integration: A scenario-based stochastic programming framework," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2197–2206, 2011.
- [107] E. M. Constantinescu, V. M. Zavala, M. Rocklin, S. Lee, and M. Anitescu, "A computational framework for uncertainty quantification and stochastic optimization in unit commitment with wind power generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 431–441, 2011.
- [108] J. F. Restrepo and F. D. Galiana, "Assessing the yearly impact of wind power through a new hybrid deterministic/stochastic unit commitment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 401–410, 2011.
- [109] U. A. Ozturk, M. Mazumdar, and B. A. Norman, "A solution to the stochastic unit commitment problem using chance constrained programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1589–1598, 2004.
- [110] A. Papavasiliou and S. S. Oren, "Multiarea stochastic unit commitment for high wind penetration in a transmission constrained network," *Operations Research*, vol. 61, no. 3, pp. 578–592, 2013.
- [111] V. S. Pappala, I. Erlich, K. Rohrig, and J. Dobschinski, "A stochastic model for the optimal operation of a wind-thermal power system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 940–950, 2009.
- [112] C. Sahin, M. Shahidehpour, and I. Erkmén, "Allocation of hourly reserve versus demand response for security-constrained scheduling of stochastic wind energy," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 219–228, 2013.
- [113] A. Sturt and G. Strbac, "Efficient stochastic scheduling for simulation of wind-integrated power systems," *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 323–334, 2012.
- [114] J. Wang, A. Botterud, R. Bessa, H. Keko, L. Carvalho, D. Issicaba, J. Sumaili, and V. Miranda, "Wind power forecasting uncertainty and unit commitment," *Applied Energy*, vol. 88, no. 11, pp. 4014–4023, 2011.
- [115] L. Wu and M. Shahidehpour, "Optimal coordination of stochastic hydro and natural

- gas supplies in midterm operation of power systems,” *IET generation, transmission & distribution*, vol. 5, no. 5, pp. 577–587, 2011.
- [116] L. Wu, M. Shahidehpour, and Z. Li, “Comparison of scenario-based and interval optimization approaches to stochastic scuc,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 913–921, 2012.
- [117] H. Wu, M. Shahidehpour, Z. Li, and W. Tian, “Chance-constrained day-ahead scheduling in stochastic power system operation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1583–1591, 2014.
- [118] H. Wu, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, “Demand response exchange in the stochastic day-ahead scheduling with variable renewable generation,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 516–525, 2015.
- [119] B. Venkatesh, P. Yu, H. Gooi, and D. Choling, “Fuzzy milp unit commitment incorporating wind generators,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1738–1746, 2008.
- [120] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. A. Sun, J. Zhao, and T. Zheng, “Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 52–63, 2013.
- [121] A. Street, F. Oliveira, and J. M. Arroyo, “Contingency-constrained unit commitment with n-k security criterion: A robust optimization approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1581–1590, 2011.
- [122] J. Wang, M. Shahidehpour, and Z. Li, “Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1319–1327, 2008.
- [123] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. A. Sun, J. Zhao, and T. Zheng, “Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 52–63, 2013.
- [124] C. Lee, C. Liu, S. Mehrotra, and M. Shahidehpour, “Modeling transmission line constraints in two-stage robust unit commitment problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1221–1231, 2014.
- [125] F. Furini, M. Laguna, and M. Samorani, “Minimax robust unit commitment problem with demand and market price uncertainty,” in *Technical Report*, 2012.
- [126] R. Jiang, J. Wang, M. Zhang, and Y. Guan, “Two-stage minimax regret robust unit commitment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2271–2282, 2013.
- [127] C. Zhao, J. Wang, J.-P. Watson, and Y. Guan, “Multi-stage robust unit commitment considering wind and demand response uncertainties,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2708–2717, 2013.

- [128] H. Siahkali and M. Vakilian, “Stochastic unit commitment of wind farms integrated in power system,” *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 9, pp. 1006–1017, 2010.
- [129] M. E. Khodayar, M. Shahidehpour, and L. Wu, “Enhancing the dispatchability of variable wind generation by coordination with pumped-storage hydro units in stochastic power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2808–2818, 2013.
- [130] C.-a. Li, A. Svoboda, C.-L. Tseng, R. Johnson, and E. Hsu, “Hydro unit commitment in hydro-thermal optimization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 764–769, 1997.
- [131] A. Borghetti, C. D’Ambrosio, A. Lodi, and S. Martello, “An milp approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1115–1124, 2008.
- [132] E. C. Finardi and E. L. da Silva, “Solving the hydro unit commitment problem via dual decomposition and sequential quadratic programming,” *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 835–844, 2006.
- [133] J. Wang, A. Botterud, V. Miranda, C. Monteiro, and G. Sheble, “Impact of wind power forecasting on unit commitment and dispatch,” in *Proc. 8th Int. Workshop Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems*, pp. 1–8, 2009.
- [134] P. A. Ruiz, C. R. Philbrick, and P. W. Sauer, “Modeling approaches for computational cost reduction in stochastic unit commitment formulations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 588–589, 2010.
- [135] P. A. Ruiz, C. R. Philbrick, E. Zak, K. W. Cheung, and P. W. Sauer, “Uncertainty management in the unit commitment problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 642–651, 2009.
- [136] H. Gooi, D. Mendes, K. Bell, and D. Kirschen, “Optimal scheduling of spinning reserve,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1485–1492, 1999.
- [137] F. Bouffard and F. D. Galiana, “An electricity market with a probabilistic spinning reserve criterion,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 300–307, 2004.
- [138] A. Ahmadi-Khatir, M. Bozorg, and R. Cherkaoui, “Probabilistic spinning reserve provision model in multi-control zone power system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2819–2829, 2013.
- [139] U. A. Ozturk, M. Mazumdar, and B. A. Norman, “A solution to the stochastic unit commitment problem using chance constrained programming,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1589–1598, 2004.
- [140] Q. Wang, J. Wang, and Y. Guan, “Wind power bidding based on chance-constrained optimization,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pp. 1–2,

IEEE, 2011.

- [141] Q. Wang, Y. Guan, and J. Wang, “A chance-constrained two-stage stochastic program for unit commitment with uncertain wind power output,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 206–215, 2012.
- [142] Q. Wang, J. Wang, and Y. Guan, “Stochastic unit commitment with uncertain demand response,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 562–563, 2013.
- [143] D. Pozo and J. Contreras, “A chance-constrained unit commitment with an nk security criterion and significant wind generation,” *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2842–2851, 2013.
- [144] R. A. Jabr, “Robust self-scheduling under price uncertainty using conditional value-at-risk,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1852–1858, 2005.
- [145] Y. Huang, Q. P. Zheng, and J. Wang, “Two-stage stochastic unit commitment model including non-generation resources with conditional value-at-risk constraints,” *Electric Power Systems Research*, vol. 116, pp. 427–438, 2014.
- [146] L. Zhao and B. Zeng, “Robust unit commitment problem with demand response and wind energy,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1–8, IEEE, 2012.
- [147] R. Jiang, J. Wang, and Y. Guan, “Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 800–810, 2012.
- [148] A. Street, F. Oliveira, and J. M. Arroyo, “Contingency-constrained unit commitment with $n - k$ security criterion: A robust optimization approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1581–1590, 2011.
- [149] P. Xiong and P. Jirutitijaroen, “An adjustable robust optimization approach for unit commitment under outage contingencies,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1–8, IEEE, 2012.
- [150] Q. Wang, J.-P. Watson, and Y. Guan, “Two-stage robust optimization for nk contingency-constrained unit commitment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2366–2375, 2013.
- [151] J. Silvente, G. M. Kopanos, E. N. Pistikopoulos, and A. Espuña, “A rolling horizon optimization framework for the simultaneous energy supply and demand planning in microgrids,” *Applied Energy*, vol. 155, pp. 485–501, 2015.
- [152] G. M. Kopanos and E. N. Pistikopoulos, “Reactive scheduling by a multiparametric programming rolling horizon framework: a case of a network of combined heat and power units,” *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 53, no. 11, pp. 4366–4386, 2014.

- [153] H. T. Pedro and C. F. Coimbra, “Assessment of forecasting techniques for solar power production with no exogenous inputs,” *Solar Energy*, vol. 86, no. 7, pp. 2017–2028, 2012.
- [154] A. U. Haque, M. H. Nehrir, and P. Mandal, “Solar pv power generation forecast using a hybrid intelligent approach,” in *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pp. 1–5, IEEE, 2013.
- [155] J. G. da Silva Fonseca, T. Oozeki, T. Takashima, G. Koshimizu, Y. Uchida, and K. Ogimoto, “Photovoltaic power production forecasts with support vector regression: A study on the forecast horizon,” in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE*, pp. 002579–002583, IEEE, 2011.
- [156] J. G. Silva Fonseca, T. Oozeki, T. Takashima, G. Koshimizu, Y. Uchida, and K. Ogimoto, “Use of support vector regression and numerically predicted cloudiness to forecast power output of a photovoltaic power plant in kitakyushu, japan,” *Progress in photovoltaics: Research and applications*, vol. 20, no. 7, pp. 874–882, 2012.
- [157] C. Monteiro, T. Santos, L. A. Fernandez-Jimenez, I. J. Ramirez-Rosado, and M. S. Terreros-Olarte, “Short-term power forecasting model for photovoltaic plants based on historical similarity,” *Energies*, vol. 6, no. 5, pp. 2624–2643, 2013.
- [158] C. Monteiro, L. A. Fernandez-Jimenez, I. J. Ramirez-Rosado, A. Muñoz-Jimenez, and P. M. Lara-Santillan, “Short-term forecasting models for photovoltaic plants: Analytical versus soft-computing techniques,” *Mathematical problems in engineering*, vol. 2013, 2013.
- [159] L. Mazorra Aguiar, “Modelo predictivo de radiación solar mediante técnicas de machine learning: aplicación a la isla de gran canaria,” 2016.
- [160] T. C. McCandless, S. E. Haupt, and G. S. Young, “Short term solar radiation forecasts using weather regime-dependent j3. 5 artificial intelligence techniques,” 2014.
- [161] A. M. Jiménez, *Modelos de predicción a corto plazo de la generación eléctrica en instalaciones fotovoltaicas*. PhD thesis, Universidad de La Rioja, 2014.
- [162] A. Hammer, D. Heinemann, E. Lorenz, and B. Lückehe, “Short-term forecasting of solar radiation: a statistical approach using satellite data,” *Solar Energy*, vol. 67, no. 1, pp. 139–150, 1999.
- [163] R. Perez, K. Moore, S. Wilcox, D. Renné, and A. Zelenka, “Forecasting solar radiation—preliminary evaluation of an approach based upon the national forecast database,” *Solar Energy*, vol. 81, no. 6, pp. 809–812, 2007.
- [164] E. Lorenz, J. Hurka, D. Heinemann, and H. G. Beyer, “Irradiance forecasting for the power prediction of grid-connected photovoltaic systems,” *IEEE Journal of selected topics in applied earth observations and remote sensing*, vol. 2, no. 1, pp. 2–10, 2009.
- [165] E. Lorenz, J. Remund, S. C. Müller, W. Traunmüller, G. Steinmaurer, D. Pozo, J. A.

- Ruiz Arias, V. Lara Fanego, L. Ramirez, M. Gastón, *et al.*, “Benchmarking of different approaches to forecast solar irradiance,” 2009.
- [166] E. Lorenz and D. Heinemann, “Prediction of solar irradiance and photovoltaic power,” *Comprehensive Renewable Energy*, vol. 1, pp. 239–292, 2012.
- [167] GIZMODO, “Disponible en: es.gizmodo.com/la-bateria-de-elon-musk-instalada-en-australia-responde-1821577720,” 26/12/2017.
- [168] Actualidad RT, “Disponible en: actualidad.rt.com/actualidad/258433-record-bateria-musk-tesla-australia,” 26/12/2017.
- [169] emol, “Disponible en: www.emol.com/noticias/tecnologia/2017/12/01/885631/elon-musk-logro-su-promesa-de-los-100-dias-y-australia-inaugura-la-bateria-para-energia-renovable-mas-grande-del-mundo.html,” 01/12/2017.
- [170] I. Aravena and A. Papavasiliou, “A distributed asynchronous algorithm for the two-stage stochastic unit commitment problem,” in *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, IEEE, 2015.

Anexos

Anexo A

Algoritmos resolución del UC y DE

Tabla A.1: Tabla resumen de los algoritmos

Algoritmo	Descomposición de Bender	[87, 88, 90–92]	[116, 129]	[120–127]
	Bi-nivel	[87, 89–92]	[105, 117, 118, 129]	[120, 121, 123, 124, 126, 127]
	Tri-nivel			[122]
	Multi-nivel	[130, 132]		
	MILP	[92, 96–100, 102, 131]	[103, 107, 108, 110, 113, 114, 116, 119, 133]	[124, 127]
	MIP	[87–90, 93–95, 101, 132]	[104, 105, 109, 111, 112, 118, 128, 129]	[121–123, 125]
	2 etapas		[106–108, 110–112, 115, 116, 128, 129, 170]	
	Multi-etapas		[103, 113]	
	Relajación Lagrangeana	[89, 90, 93, 95, 100, 130, 132]	[104, 105, 109, 170]	
	Método del subgradiente	[89, 95]	[104, 170]	
	Simulación de Monte Carlo		[104, 110, 112, 113, 115–118, 128]	
	Algoritmo genético	[98, 101]	[105]	
	Descomposición de Dantzing-Wolfe	[89]		
	Redes neuronales		[111]	
	Cumulo de partículas		[111]	
	Logica difusa	[94]		
	Optimización difusa		[119]	
Teorema de Kelley	[102]			
Minimax regret			[125, 126]	

Anexo B

Datos de las unidades

Tabla B.1: Datos de las unidades

Unidad	Pmax/Pmin [MW]	RUP/RDN [MW/min]	Tmín de operación/apagado [h]	Costo de partida/a- pagado [US\$]	Costo varia- ble [US\$/MW]
Angamos 1	248,575/150	2/5	48/48	35232,23	43,12
Angamos 2	252,975/70	2,35/5	48/48	35820,23	41,71
C. Term. Andina	152,6/100	1/1	72/48	21873,6	45,97
C. Term. Hornitos	153,9/90	1/1	48 /48	20844,6	47,96
C. Term. Mejillones (CTM1)	154,9/90	3/3	72/48	20286	41,11
C. Term. Mejillones (CTM2)	164/100	3/3	72/48	21021	39,84
Mejillones TG (CTM3)	139,8/100	6/6	1/1	12017,5	70,04
Mejillones TV (CTM3)	82,7/60	6/6	1/1	12017,5	70,04
C. Term. Tarapacá	148,52/75	0,75/3	48/48	19286,44	43,49
Atacama (CC1)	378,3/30	12/12	5/1	17902,5	101
Atacama (CC2)	389,5/30	12/12	5/1	17902,5	100,61
Norgener (NTO1)	127,44/65	3/3	48/48	18586,68	34,54
Norgener (NTO2)	131,87/110	3/3	48/48	18041,31	34,2
Tocopilla (TG1)	24,6/10	10/10	5/1	0	337,02
Tocopilla (TG2)	24,83/10	10/10	5/1	0	337,02
Tocopilla (TG3)	37,2/10	10/10	5/1	0	266,1
Tocopilla (U10)	36/15	6/6	24/8	1732,5	197,1

Tocopilla (U11)	36 /15	6/6	24/8	1732,5	197,1
Tocopilla (U12)	79,58/50	4/4	48/24	10478,16	46,84
Tocopilla (U13)	79,77/75	4/4	48/24	10919,16	44,9
Tocopilla (U14)	127,67/75	5/5	48/24	16650,69	40,69
Tocopilla (U15)	124,06/60	2/2	48/24	15826,68	39,26
Tocopilla (U16)	343/75	13/13	1/1	18865	68,02
Diesel Iquique (MIIQ)	2,81/1,022	99/99	1/1	0	530
Diesel Iquique (SUIQ)	4,06/0,98	99/99	1/1	0	480
Diesel Iquique (TGIQ)	23,56/4,15	99/99	1/1	0	320,69
Tarapacá (TG-TAR)	23,75/8	6/6	3/1	0	327,58