

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivo general	2
1.3. Objetivos específicos	2
1.4. Alcance	3
2. Marco teórico	4
2.1. Modelo de celda y módulo fotovoltaico	4
2.2. Módulo PV bajo condiciones de sombreado parcial	6
2.2.1. Efectos al interior de una central PV	7
2.2.2. Efectos a nivel sistema	11
2.3. Técnicas de mitigación contra efecto nube en plantas PV	12
2.3.1. Nivel hardware	13
2.3.2. Nivel firmware	19
2.4. A nivel sistémico	26
2.5. Metodologías de cuantificación de reservas a nivel de sistema	29
2.6. Conclusión	36
2.7. Análisis estadístico de datos	36
2.7.1. Suma de variables aleatorias independientes	41
3. Metodología	42
3.1. Datos de pronóstico	42
3.2. Análisis estadístico	43
3.3. Determinación de reservas	45
3.4. Simulaciones dinámicas	48
4. Caso de estudio	49
5. Resultados y análisis	52
5.1. fdp de los errores de pronóstico por zona	52
5.1.1. Local: fdp obtenidas para cada estación metereológica	52
5.1.2. fdp obtenidas para caso centralizado	61
5.2. Simulaciones dinámicas	66
6. Conclusiones	70
7. Bibliografía	71
8. Anexos	78
8.1. Prueba de Kolmogorov-Smirnov	78
8.2. Resultados estadísticos	79
8.2.1. Crucero	79
8.2.2. Pozo Almonte	81
8.2.3. Salar	83

Índice de tablas

1.	Coordenadas geográficas zonas PV en estudio	49
2.	Potencia nominal y eficiencia por zona	50
3.	Máxima potencia fotovoltaica generada durante día de estudio	51
4.	Promedios de reservas en Pozo Almonte, Crucero, Salar y centralizadas	65
5.	Tiempo bajo 49,8 [Hz] y sobre 50,2 [Hz] para distintos escenarios	68
6.	Error [MW] Crucero para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	79
7.	Error [MW] Crucero para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	79
8.	Error [MW] Crucero para un 97 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	80
9.	Error [MW] Crucero para un 98 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	80
10.	Error [MW] Pozo Almonte para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	81
11.	Error [MW] Pozo Almonte para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	81
12.	Error [MW] Pozo Almonte para un 97 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	82
13.	Error [MW] Pozo Almonte para un 98 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	82
14.	Error [MW] de Salar para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	83
15.	Error [MW] de Salar para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	83
16.	Error [MW] de Salar para un 97 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	84
17.	Error [MW] de Salar para un 98 % de confiabilidad para central de 100 [MW]	84
18.	Error [MW] para un 95 % de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado	85
19.	Error [MW] para un 96 % de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado	85
20.	Error [MW] para un 97 % de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado	86
21.	Error [MW] para un 98 % de confiabilidad para central de 100 [MW] a nivel centralizado	86

Índice de figuras

1.	Celda, módulo, cadena y matriz PV	4
2.	Curvas características para arreglo PV de (a) corriente/voltaje (b) potencia/tensión	5
3.	Conexión SP y su efecto en la curva V-I del módulo PV (55)	5
4.	Circuito equivalente de una celda PV	6
5.	Módulos PV bajo condición de sombreado parcial	7
6.	Curva de operación de panel PV	8
7.	Circuito equivalente de dos celdas PV conectadas en serie (11)	8
8.	Circuito equivalente de dos módulos PV en serie conectados a un diodo bypass en paralelo cada uno (11)	9
9.	Diodo bypass cuando una celda está sombreada (23)	10
10.	(a) Salida de corriente de celda PV con distinto nivel de irradiación, (b) Corriente y potencia de salida de dos celdas PV conectadas en serie (12)	11
11.	Métodos de mitigación de efecto nube	13
12.	Configuraciones de arreglos fotovoltaicos para efecto sombra (23), (24)	14
13.	Pérdida de potencia en MPP para arreglo PV de 9x4 limpio según cantidad de celdas sombreadas (59)	15
14.	Arquitecturas de sistemas PV (23). (a) centralizado, (b) microconvertor conectado en serie, (c) microconvertor conectado en paralelo, (d) microinversor	16

15.	Eficiencia de potencia de salida (a) y costos (b) de arquitectura con microconvertor en serie y con microinversor (34)	17
16.	Convertidor de cuatro diodos conectado a tres generadores PV (23)	18
17.	Voltaje Injection tipo I (23)	19
18.	Voltaje Injection tipo II (23)	19
19.	Cambio de signo $\partial P/\partial V$ en ambos lados de un máximo local (23)	20
20.	Línea de carga y curva de potencia con y sin condición de sombreado parcial (23)	21
21.	Seguimiento de máximo global usando función lineal (a) Curva corriente/voltaje, (b) Curva potencia/voltaje (23)	22
22.	Estrategia de método Dividing Rectangles Technique (67)	23
23.	Líneas de potencia constante para técnica de incremento de potencia (23)	24
24.	Desplazamiento y restricción de la estrategia de búsqueda para encontrar valor máximo. (a) Antigua gama de búsqueda y (b) Nueva gama de búsqueda. (23)	26
25.	Diagrama general de control (76)	27
26.	Esquema de control local de la sección i (76)	28
27.	Esquema de control general para pronóstico y determinación de reservas (9)	29
28.	Potencia solar para días consecutivos en Delft, Países Bajos (77)	30
29.	Criterio n-sigma para una distribución de probabilidad normal	32
30.	Comparación de regla de nivel de excedencia con criterio n-sigma (82) en Minnesota, US.	33
31.	Frecuencia de la variabilidad de generación eólica para distintas ventanas de tiempo (86)	34
32.	Histograma	37
33.	Función densidad de probabilidad uniforme	38
34.	Función densidad de probabilidad normal	38
35.	Función densidad de probabilidad gamma	39
36.	Representación de intervalo de confianza	41
37.	Diagrama de bloques de metodología	42
38.	Variabilidad debida viento varía de acuerdo a hora del día, época del año y distribución de las centrales (82)	43
39.	Diagrama simplificado SING de Chile para control de reservas local	44
40.	Diagrama simplificado SING de Chile para control de reservas centralizado	45
41.	Error de pronóstico para un nivel de confianza dado	46
42.	Reserva considerando cambio de potencia y error de pronóstico	47
43.	Zonas PV en estudio	49
44.	Perfil de irradiación y su pronóstico para Crucero	50
45.	Perfil de irradiación y su pronóstico para Pozo Almonte	50
46.	Perfil de irradiación y su pronóstico para Salar	50
47.	fdp anual empírica y ajustada para Pozo Almonte. fdp Error	52
48.	fdp empírica y ajustada estacionales para Pozo Almonte	53
49.	fdp empírica y ajustada mensuales para Pozo Almonte	54
50.	Reservas promedio debida a error de pronóstico para distintos niveles de confianza para Pozo Almonte	55
51.	fdp empírica y ajustada anuales para Crucero. fdp Cauchy	55

52.	fdp empírica y ajustada estacionales para Crucero	56
53.	fdp empírica y ajustada mensuales para Crucero	57
54.	Reservas promedio debida a error de pronóstico para distintos niveles de confianza para Crucero	58
55.	fdp empírica y ajustada anuales para Salar. fdp Cauchy	58
56.	fdp empírica y ajustada estacionales para Salar	59
57.	fdp empírica y ajustada mensuales para Salar	60
58.	Reservas promedio debida a error de pronóstico para distintos niveles de confianza para Salar	61
59.	Función densidad de probabilidad anual a nivel centralizado	61
60.	Funciones densidad de probabilidad estacionales a nivel centralizado	62
61.	Funciones densidad de probabilidad mensuales a nivel centralizado	63
62.	Reservas promedio para una central PV de capacidad de 100[MW] para distintos niveles de confianza	64
63.	Reservas promedio en [%] para distintos niveles de confianza para cada zona	64
64.	Reservas para cada una de las zonas con fdp mensual local centralizada	65
65.	Frecuencia del sistema para caso base, deload 15 % constante y local y centralizado para 0.95 de NC	66
66.	Frecuencia del sistema para caso base, deload 15 % constante y local y centralizado para 0.96 de NC	67
67.	Frecuencia del sistema para caso base, deload 15 % constante y local y centralizado para 0.97 de NC	67
68.	Generación fotovoltaica durante día de estudio para distintos escenarios simulados . .	68
69.	Pérdida de energía total durante el día de estudio para distintos escenarios	69
70.	Escenarios de estudio a nivel centralizado	78