

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
Santiago - Chile



MÉTODOS PROBABILÍSTICOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE RESERVA SECUNDARIA ANTE PRESENCIA MASIVA DE ERNC

BENJAMÍN ANTONIO RAMOS CORTÉS

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Profesores Guías

Mg. Aldo Barrueto Guzmán

PhD. Patricio Valdivia Lefort

Co-referente

Cristhoper Leyton Rojas

Agosto - 2018

Para aquellos que nunca dejan de creer en sí mismos.

El esfuerzo nunca será en vano.

No dejen de avanzar.

Agradecimientos

Al final de una etapa tan importante de mi vida, no me queda más que agradecer a todas aquellas personas, que de una u otra manera aportaron a mi formación profesional, en especial a aquellas que ayudaron a formar la persona que soy hoy en día.

Debo agradecer a mi familia, por el apoyo constante sin importar los resultados, por el cariño, por el amor que entregan día a día y por creer siempre en mí. A mi padre Alejandro por la paciencia, a mi madre María Isabel por el afecto y a mi tía Maite por su confianza.

En esta travesía, que comenzó en plan común, tuve grandes acompañantes, y que a pesar de separarnos, seguimos hablando como si fuese el primer día. No los nombraré, pues se enojarán por quién es el primero en la larga lista. Gracias a esos compañeros que terminaron siendo amigos, y a esos amigos que terminan siendo como hermanos, mención honrosa a la “familia eléctrica” por la alegría y sufrimientos compartidos en los últimos años; Bárbara, Felipe y Leonel.

También hubo profesores que aportaron con sus grandes enseñanzas más allá del papel, les estaré infinitamente agradecido. Mención especial al profesor Aldo por el apoyo durante los momentos de duda y en el desarrollo de este trabajo, y a Cristhoper por la paciencia y la ayuda otorgada.

Lamento no poder mencionar a cada persona, amigo o familia que me apoyó en este largo proceso, es solo que las palabras nunca serán suficientes, pero a pesar de esto, quiero que sepan lo inmensamente agradecido que estoy por su apoyo, cariño y amistad.

Siglas y Acrónimos

En el presente documento se hace uso de una variedad de siglas y acrónimos que son de uso frecuente por diferentes Operadores en sus respectivos sistemas eléctricos, como también aquellas que son de utilidad para simplificar la lectura; estas se presentan a continuación:

Tabla 1: Siglas y acrónimos utilizados en la redacción de este documento.

ACE	: Area Control Error
AGC	: Automatic Generation Control
BA	: Balancing Authorities
BES	: Bulk Electric System
CPF	: Control Primario de Frecuencia
CSF	: Control Secundario de Frecuencia
ENTSO	: European Network Transmission System Operators
ERCOT	: Electric Reliability Council of Texas
ERNC	: Energías Renovables No Convencionales
fdp	: Función densidad de probabilidad
ISO	: Independent System Operator
NERC	: North American Electric Reliability Corporation
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
RC	: Reliability Coordinators
SI	: Sistema Interconectado
TOP	: Transmission Operators
TSO	: Transmission System Operator
UCTE	: Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
WECC	: Western Electricity Coordinating Council
WWSIS	: Western Wind and Solar Integration Study

Resumen

Dentro de la última década el sistema eléctrico chileno se encuentra expuesto bajo un constante ingreso de centrales ERNC, principalmente solares fotovoltaicas y eólicas, las cuales provocan nuevos desafíos en la operación del sistema, lo que incluye nuevas soluciones que implementar. Lo anterior repercute en la necesidad de actualizar diversas metodologías implementadas en el estudio de los sistemas eléctricos en el mismo periodo de tiempo. En el presente trabajo se realiza una recopilación de diversas metodologías aplicadas al cálculo de reservas de potencia en sistemas eléctricos de Estados Unidos y Europa, con el fin de aplicar alguna de dichas metodologías al Sistema Eléctrico Nacional para analizar los efectos que repercuten en los montos de reservas respecto a la metodología actual.

La metodología propuesta da a conocer las herramientas probabilísticas necesarias para un correcto modelamiento de los datos, comprobando que la distribución gaussiana no es la más adecuada para el ajuste de las variables, donde estas corresponden a algún tipo de error de pronóstico, ya sea de generación ERNC o demanda del sistema. Los análisis realizados demuestran que para el ajuste de dichas variables es recomendable utilizar las distribuciones Hiperbólica Generalizada y Johnson tipo “SU”, pues las mejoras del ajuste respecto a la distribución Normal son notorias según se muestran en los gráficos cuantil-cuantil de cada una.

A partir de los resultados obtenidos se recomienda el cambio de metodología por la propuesta, pues en la actualidad existen falencias que no son analizadas con suficiente rigurosidad en la metodología utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional y que la propuesta sí considera. Estos resultados muestran que las reservas debiesen aumentar al considerar nuevas variables de entrada, tales como errores de pronóstico de generación solar fotovoltaica y eólica, y que además debiesen aplicarse las nuevas divisiones horarias y diarias propuestas en este trabajo en comparación a la metodología actual. Todas estas recomendaciones ayudarían a aumentar la confiabilidad en la operación del sistema.

Abstract

In the last decade the Chilean electric system is in a constant entrance of variable energy power plants, that is solar photovoltaic and wind turbines mainly, which causes new challenges in the system operations and new solutions to apply. The latter affects in the necessity to update several methodologies applied in the electrical system studies in that period of time. In this work a summary of several methodologies applied in the determination of additional operating reserves in the United States and Europe electric systems is done, with the objective to select and apply one of these methodologies to the National Electric System to study the repercussions on the reserves regarding the current methodology.

The proposed methodology announces the probabilistic tools required for a formal data handling and checking that the Normal distribution is not the best fit for the data, which includes forecast error in variable generation and system demand. The analyzes performed show that the best fit of the data is either a Hyperbolic Generalized or a Johnson “SU” distribution function because of the improvement on the Q-Q plots regarding a Normal distribution.

From the obtained results, it is recommended the change of methodology by the one proposed in this work, because the actual methodology has some flaws that are not analyzed with enough rigor which are in the proposed. To consider new variables, like solar photovoltaic and wind energy forecast erros, the results show that the operating reserves should increase, also new hour and daily division are proposed, which help to improve the system reliability.

Índice general

Lista de figuras	IX
Lista de tablas	XII
1. Introducción	1
1.1. Descripción de la Problemática	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estructura del Documento	3
2. Conceptos Fundamentales	4
2.1. Introducción	4
2.2. Estabilidad de Frecuencia	4
2.2.1. Control de Frecuencia	7
2.3. Estadística Inferencial	10
2.3.1. Test de Hipótesis	10
2.3.2. Gráficos Cuantil-Cuantil	11
3. Reservas Secundarias	12
3.1. Situación Actual en Chile	12
3.1.1. Reservas de Potencia	13
3.1.2. Metodologías Utilizadas en Chile	13
3.1.2.1. Metodología - Antiguo SIC	14
3.1.2.2. Metodología - Antiguo SING	16
3.1.2.3. Metodología - Sistema Eléctrico Nacional	22
3.2. Situación internacional - Alemania	25
3.2.1. Reservas de Potencia	26
3.2.2. Metodología	28
3.3. Situación Internacional - EE.UU. (WECC)	30
3.3.1. Reservas de Potencia	32
3.3.2. Metodología	35
3.4. Situación Internacional - EE.UU. (ERCOT)	39

3.4.1. Reservas de Potencia	39
3.4.2. Metodología	43
3.5. Situación Internacional - Suiza	44
3.5.1. Reservas de Potencia	45
3.5.2. Metodología	45
3.6. Artículo: Metodología Probabilístico-Dinámica	47
3.6.1. Metodología Propuesta	47
3.7. Comparación de las Metodologías	50
4. Metodología Propuesta	54
4.1. Consideraciones	54
4.1.1. Información a Utilizar	55
4.1.1.1. Separación por Bloques “día” y “noche”	55
4.2. Programas Utilizados	57
4.3. Metodología	58
4.3.1. Procedimientos	58
4.3.1.1. Análisis de la Información	60
5. Resultados	74
5.1. Montos de Reservas Obtenidos	74
5.1.1. Días Laborales y Fin de Semana	78
5.1.1.1. Días Laborales	79
5.1.1.2. Días de Fin de Semana	82
5.1.2. Consideraciones del Modelo	85
5.2. Comparación con la Actualidad	86
5.3. Costos Asociados a las Reservas	87
5.4. Influencia de los Datos en el Modelo	90
6. Conclusiones Generales	94
6.1. Conclusiones Principales	94
6.2. Trabajo Futuro	97
Anexos	98
A. Estadística Inferencial	99
A.1. Test de Hipótesis	99
A.1.1. Significación Estadística y el p -valor	100
A.2. Estadística No Paramétrica	103
A.3. Gráficos Cuantil-Cuantil	104

B. Distribuciones de Probabilidad	106
B.1. Distribución Hiperbólica Generalizada	106
B.1.1. Función de Bessel	107
B.2. Distribuciones de Johnson	108
C. Conceptos Matemáticos	110
C.1. Convolución	110
C.1.1. Aplicación	110
C.2. Desigualdad Triangular	111
D. Costos Asociados a las Reservas	113
D.1. Comparación por Bloque Horario	113

Índice de figuras

2.1. Clasificación de la estabilidad en los Sistemas de Potencia [3].	5
2.2. Efectos del desbalance entre generación y demanda en la frecuencia del sistema.	7
2.3. Comportamiento de la frecuencia luego de una falla que produce insuficiencia de generación.	9
3.1. Ilustración de la convolución de diferentes fdp. Figura basada a partir de [21].	30
3.2. Categorías de Reserva Operativa. Obtenido a partir de [25].	34
3.3. Interpretación esquemática de ambos métodos para la obtención de reservas.	36
3.4. Estructuras actual y propuesta de Servicios Auxiliares en ERCOT. Obtenido a partir de [34].	42
4.1. Histograma del error de pronóstico de generación solar fotovoltaica. . .	56
4.2. Identificación de las horas para los bloques “noche” y “día”.	57
4.3. Diagrama de flujo del proceso de ajuste de datos.	59
4.4. Diagrama de flujo del proceso cálculo para los montos de reservas. . . .	60
4.5. Histograma del error de pronóstico de generación solar fotovoltaica en el bloque día.	61
4.6. Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución normal.	63
4.7. Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución de Johnson “SU”.	63
4.8. Histograma y densidad ajustada del error de pronóstico de generación solar fotovoltaica en el bloque día.	64
4.9. Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución normal en el bloque día.	65
4.10. Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución hiperbólica generalizada en el bloque día.	66

4.11. Histograma y densidad ajustada del error de pronóstico de generación eólica en el bloque día.	67
4.12. Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución normal en el bloque noche.	68
4.13. Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución Johnson “SU” en el bloque noche.	68
4.14. Histograma y densidad ajustada del error de pronóstico de generación eólica en el bloque noche.	69
4.15. Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución normal en el bloque día.	70
4.16. Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución hiperbólica generalizada en el bloque día.	70
4.17. Histograma y densidad ajustada del error de pronóstico de demanda total en el bloque día.	71
4.18. Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución normal en el bloque noche.	72
4.19. Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución hiperbólica generalizada en el bloque noche.	72
4.20. Histograma y densidad ajustada del error de pronóstico de demanda total en el bloque noche.	73
5.1. Histograma de la densidad representativa de errores de pronóstico para el bloque día.	75
5.2. Histograma de la densidad representativa de errores de pronóstico para el bloque noche.	76
5.3. Montos de reservas según intervalo de confianza definido en ambos bloques horarios.	77
5.4. Ajustes realizados a los errores de pronóstico en días laborales para el bloque día.	79
5.5. Ajustes realizados a los errores de pronóstico en días laborales para el bloque noche.	80
5.6. Histogramas representativos de los errores de pronóstico del sistema durante los días lunes a viernes.	80
5.7. Montos de reservas según intervalo de confianza definido para los días lunes a viernes.	81
5.8. Ajustes realizados a los errores de pronóstico en fin de semana para el bloque día.	82
5.9. Ajustes realizados a los errores de pronóstico en fin de semana para el bloque noche.	83

5.10. Histogramas representativos de los errores de pronóstico del sistema durante los días sábado y domingo.	83
5.11. Montos de reservas según intervalo de confianza definido para los días sábado y domingo.	84
A.1. Histograma de los datos generados aleatoriamente a partir de una distribución $\mathcal{N}(5, 3)$	102
A.2. Histograma de los datos generados aleatoriamente a partir de una distribución $\mathcal{U}(2, 4)$	103
A.3. Gráficos cuantil-cuantil de dos muestras. La distribución de referencia es gaussiana.	104
C.1. Reducción del diagrama de bloques de un sistema cualquiera.	111

Índice de tablas

1.	Siglas y acrónimos utilizados en la redacción de este documento.	III
3.1.	Capacidad instalada según tipo de producción. Suiza en el año 2017. . .	45
3.2.	Comparación de las características fundamentales de cada metodología. . .	50
3.3.	Tabla comparativa de ventajas y desventajas de cada modelo.	52
5.1.	Reservas por bloque para diferentes intervalos de confianza.	77
5.2.	Parámetros de los ajustes de distribuciones hiperbólicas generalizadas. .	79
5.3.	Parámetros del ajuste de distribución de Johnson tipo “SU”.	79
5.4.	Reservas por bloque para diferentes intervalos de confianza para los días lunes a viernes.	81
5.5.	Diferencias máximas entre reservas de las Tablas 5.1 y 5.4.	81
5.6.	Reservas por bloque para diferentes intervalos de confianza para los días sábado y domingo.	84
5.7.	Diferencias máximas entre reservas de las Tablas 5.1 y 5.6.	85
5.8.	Costos totales y promedios de reserva en giro para los meses de marzo y abril de 2018.	88
5.9.	Costo en USD de las reservas por bloque del intervalos de confianza de 90 %.	88
5.10.	Incrementos en USD, del costo de las reservas por bloque para diferentes intervalos de confianza, respecto al intervalo de 90 %.	88
5.11.	Costo en USD de las reservas por bloque del intervalos de confianza de 90 % para los días lunes a viernes.	89
5.12.	Incrementos en USD, del costo de las reservas por bloque para diferentes intervalos de confianza para los días lunes a viernes, respecto al intervalo de 90 %.	89
5.13.	Costo en USD de las reservas por bloque del intervalos de confianza de 90 % para los días sábado y domingo.	90
5.14.	Incrementos en USD, del costo de las reservas por bloque para diferen- tes intervalos de confianza para los días sábado y domingo, respecto al intervalo de 90 %.	90

5.15. Reservas del bloque día al disminuir un 10 % el error de pronóstico de generación solar fotovoltaica.	91
5.16. Reservas por bloque al disminuir un 10 % el error de pronóstico de demanda.	92
5.17. Reservas por bloque al disminuir un 10 % el error de pronóstico de gene- ración eólica.	93
B.1. Funciones definidas para los sistemas de distribuciones de Johnson.	109
D.1. Costos de las reservas por bloque de las diferentes divisiones de datos, para diferentes intervalos de confianza.	114

Capítulo 1

Introducción

1.1. Descripción de la Problemática

Las determinaciones de reservas en los sistemas interconectados nacionales se obtienen actualmente a partir de estudios realizados al menos de manera anual [1] [2]; en cada estudio se obtienen montos a partir de extrapolaciones del año anterior. La Norma Técnica [11] dicta que la periodicidad de dichos estudios debe ser a lo menos de un año, por lo cual se trabaja dentro del plazo, pero dado que el sistema y la operación del mismo sufre cambios en dicho periodo de tiempo, se hace necesaria la determinación de reservas mediante métodos más dinámicos o frecuentes.

Se debe considerar que en un año el sistema sufre considerables cambios en su topología y operación, tales como nuevos proyectos de transmisión (por ejemplo, la interconexión de los antiguos sistemas demonimados SIC y SING), subestaciones, diferentes niveles de demanda durante el día, nuevos proyectos de generación (rapidez de construcción de centrales ERNC), entre otros. A todo esto se debe agregar que la generación ERNC inyectada por centrales eólicas y solares fotovoltaicas es diferente día a día, repercutiendo en la dificultad del pronóstico de generación, afectando directamente en el despacho de unidades térmicas del sistema.

A modo de contexto, los niveles de potencia instalada de centrales eólicas y solares

fotovoltaicas en el sistema son considerables respecto a años anteriores (alrededor de 6,0 % y 9,1 % de la potencia total respectivamente a finales de noviembre 2017) y cuyas proyecciones sólo van en aumento (6,7 % y 9,6 % a finales de diciembre 2017¹). Por ende, debido al dinamismo que presentan los Sistemas Interconectados, la determinación de reservas no puede ser un proceso con una periodicidad de cálculo baja y requiere una actualización debido a las nuevas naturalezas estocásticas que el sistema debe enfrentar.

La actualización que se menciona hace referencia a obtener las reservas a través de metodologías de cálculo que son diferentes a las actualmente utilizadas, tal como son los métodos probabilísticos cuyo objetivo es estimar el requerimiento de reservas dados ciertos intervalos de confianza. Estos métodos difieren de los deterministas (utilizados actualmente en los sistemas interconectados nacionales) en que estos últimos utilizan reservas lo suficientemente grandes para cubrir los peores casos más probables que puedan ocurrir (criterio N-1).

1.2. Objetivos

El objetivo general planteado para el siguiente tema de memoria consta de proponer y evaluar una nueva metodología de cálculo, desde la perspectiva del sistema chileno, para la obtención de reservas secundarias del Sistema Eléctrico Nacional, cuyo enfoque esté concentrado en herramientas probabilísticas, tales como variables de entrada aleatorias e intervalos de confianza; obteniendo un modelo que permita cumplir con los estándares de seguridad establecidos en la NTSyCS.

El presente trabajo desarrollado en este documento se basa en los siguientes objetivos:

1. Identificar y recopilar las metodologías probabilísticas en el cálculo de los requerimientos de reserva secundaria que son utilizadas actualmente en sistemas eléctricos internacionales.
2. Proponer y evaluar un modelo probabilístico existente, que se adapte adecua-

¹Coordinador Eléctrico Nacional - Gráficos y estadísticas - Capacidad instalada.

damente para la determinación de la reserva secundaria en el Sistema Eléctrico Nacional.

3. Determinar diferentes montos de reservas de subida y bajada en función de distintos intervalos de confianza y analizar el comportamiento de sus costos respecto a un precio promedio de reservas.

1.3. Estructura del Documento

El documento consta de seis capítulos, donde cada uno ayuda a comprender la estructura y resultados obtenidos del presente trabajo.

En el Capítulo 2 se realiza una identificación y descripción de las características principales en lo que refiere a las herramientas a utilizar en este documento.

El Capítulo 3 expone diferentes metodologías utilizadas por diversos operadores de sistemas eléctricos, centrándose en Estados Unidos y Europa.

El Capítulo 4 trata sobre la metodología propuesta y las diferentes herramientas que ayudan a corroborarla.

En el Capítulo 5 se presentan los resultados finales, resumiendo los montos de reservas obtenidos utilizando la metodología en diferentes situaciones.

Para finalizar, el Capítulo 6 expone las conclusiones principales del presente trabajo de titulación, además de indicar diferentes análisis que son de interés para líneas de trabajo futuro.

Capítulo 2

Conceptos Fundamentales

2.1. Introducción

En el presente capítulo se realizan breves análisis y descripciones de los conceptos fundamentales que son de utilidad para este documento, centrándose en dos áreas; estabilidad de frecuencia y estadística inferencial. El primero es requisito para comprender todo lo referido a la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, centrándose en control de frecuencia y reservas de potencia, en particular, reservas secundarias. En lo referido a estadística inferencial, es menester tener presente ciertos conceptos ampliamente utilizados, como lo son los test de hipótesis, intervalos de confianza, distribuciones de probabilidad, entre otros; todo para comprender la metodología a implementar y sus formas de validarla matemática y visualmente.

2.2. Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia es un problema que está siempre presente a lo largo de la operación de estos. La estabilidad del sistema puede estar referida a diferentes variables eléctricas, tales como la frecuencia y tensión.

A lo largo de los años, en diferentes países, se han utilizado diferentes conceptos para la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico para referirse indistintamente a

los diversos tipos de estabilidad existentes. Para homologar nomenclaturas en [3] se clasifican las estabildades como:

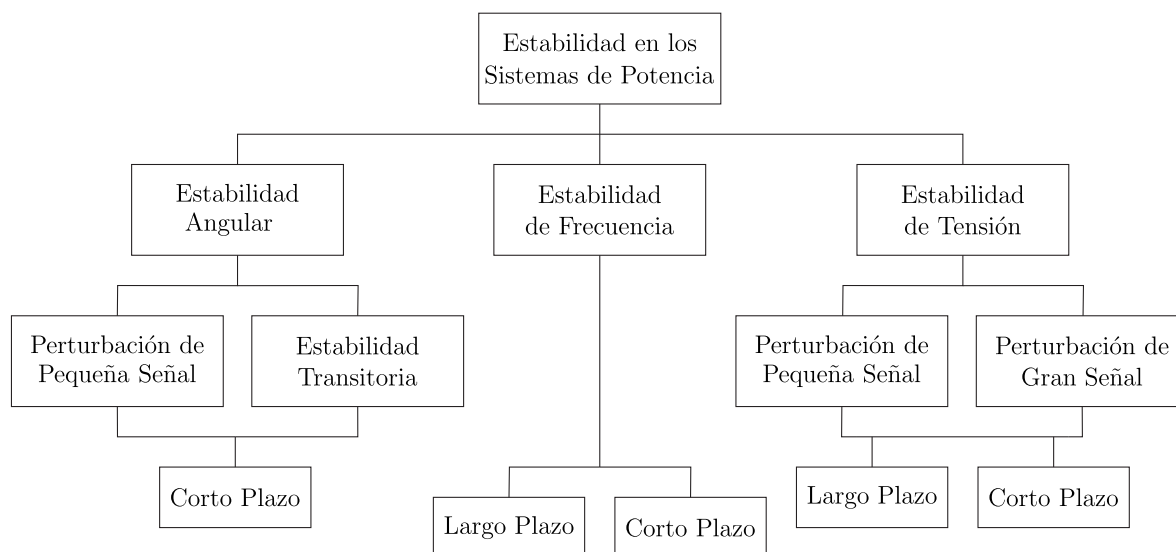


Figura 2.1: Clasificación de la estabilidad en los Sistemas de Potencia [3].

Además se propone una definición general de estabilidad:

“Es la habilidad que tiene un sistema, dada ciertas condiciones iniciales de operación, de mantener el equilibrio luego de haber sido expuesto a una perturbación, con la mayoría de sus variables acotadas, así prácticamente el sistema completo permanece intacto.”

Como concepto no hace referencia a ningún tipo de estabilidad en particular, sino que encierra a todas las clasificadas según se muestra en la Figura 2.1. No hace falta destacar que en este documento solo es de interés analizar el concepto de estabilidad de frecuencia, pues es el que está estrictamente ligado con el control secundario de frecuencia.

Previo a presentar el concepto de estabilidad de frecuencia, es necesario aclarar que la frecuencia de un sistema de potencia está referida a la frecuencia de la onda de tensión; la cual debe permanecer dentro de ciertos límites estrictos para que el suministro

de energía se realice en condiciones aceptables de calidad. La frecuencia de un sistema está estrictamente relacionada con la velocidad de giro de los rotores de las máquinas sincrónicas conectadas a la red, por lo que variaciones en sus velocidades provocan variaciones en la frecuencia del sistema; esto se relaciona con el equilibrio que debe existir entre la generación y demanda de potencia activa.

Durante la operación normal del sistema, el equilibrio se pierde por las variaciones naturales de la demanda, las cuales deben ser seguidas por la generación para mantener dicho balance. Los efectos que tiene la variación de demanda sobre la velocidad de los rotores de las máquinas sincrónicas se explican a partir del momento acelerante T_d aplicado a cada generador, lo cual es apreciable en la ecuación de equilibrio:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_d = T_{mec} - T_{eli} \quad (2.1)$$

donde ω_m es la velocidad angular del rotor, J el momento de inercia combinado entre generador y turbina, T_{mec} el momento aplicado por la turbina al eje de la máquina y T_{eli} el momento electromagnético.

Al ocurrir un aumento de demanda estando el sistema en equilibrio, es decir $T_d = 0$, el momento T_{eli} aplicado por el generador aumenta, repercutiendo en una disminución de la velocidad de giro del eje del sistema, y por ende, una disminución progresiva en la frecuencia. Se puede representar esquemáticamente la relación entre la ecuación de equilibrio y la frecuencia del sistema por una balanza, en donde se “masan” las potencias activas de generación y demanda, y se aprecian los efectos del desbalance, donde f_{nom} representa la frecuencia nominal de operación de la red bajo equilibrio:

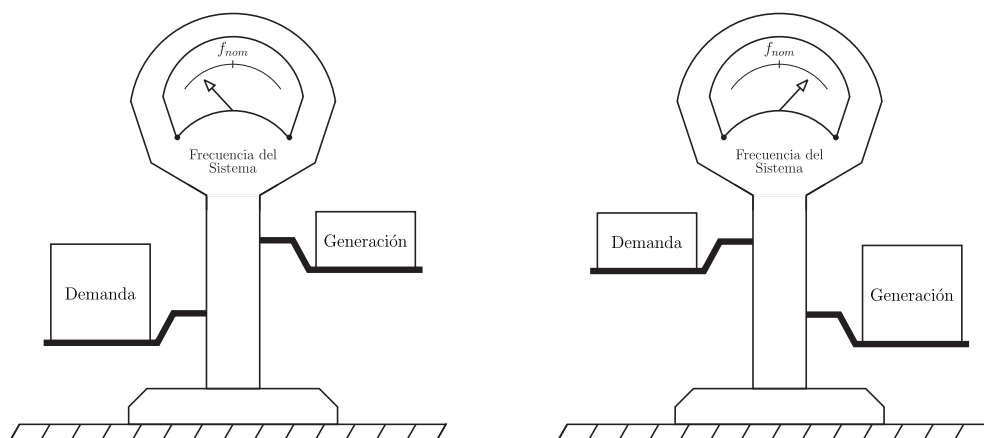


Figura 2.2: Efectos del desbalance entre generación y demanda en la frecuencia del sistema.

Entonces, a partir de las definiciones de estabilidad y frecuencia previamente analizadas, es posible dictar que la estabilidad de frecuencia de un sistema es la habilidad del mismo a mantener estacionaria la frecuencia luego de un desbalance entre generación y demanda. Dado que los desbalances entre generación y demanda deben ser corregidos constantemente, y estos no solo nacen a partir de la naturaleza estocástica de la demanda, es necesario controlar las desviaciones de frecuencia por métodos especializados, los cuales se conocen como sistemas de regulación o de control de frecuencia.

2.2.1. Control de Frecuencia

Tal como se habló en la sección anterior, en los sistemas de potencia es una obligación operar bajo altos estándares de calidad de servicio, donde una de sus variables corresponde a la frecuencia de operación.

El hecho de mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema no permite asegurar que los estándares de calidad se mantengan, puesto que también hay que asegurar que la frecuencia del sistema se mantenga dentro de un rango aceptable para la operación del mismo¹ [11].

¹Según la NTSyCS, el control de frecuencia corresponde al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el Sistema Interconectado.

Según lo anterior, es necesario el uso del control de frecuencia en sus diferentes niveles, el cual debe cumplir con los siguientes puntos [4]:

- Mantener el equilibrio entre generación y demanda de potencia activa.
- Sostener la frecuencia del sistema dentro de rangos aceptables para la operación.
- Cumplir con los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas.
- Conservar suficientes reservas de potencia activa.

Existen tres niveles para el control de frecuencia, nivel primario, secundario y terciario; cada cual con un objetivo distinto y actuación en ventanas de tiempo diferentes, pero con los tres se logran cumplir los puntos anteriormente mencionados para una correcta operación del sistema bajo estándares de calidad.

La respuesta a desbalances en un sistema de potencia no está dada solo por la participación de los tres niveles de control de frecuencia, sino que también, e inicialmente, por la actuación de la inercia del sistema. A continuación se detallan las diferentes etapas que efectúan el control de frecuencia:

- a) Respuesta inercial:** Es el lapso de tiempo inmediatamente posterior a ocurrida alguna contingencia en el sistema que induzca una reducción abrupta en la frecuencia por insuficiencia de generación de potencia activa. Durante dicho lapso de tiempo, aquella falta de energía se compensa mediante la energía cinética almacenada en los rotores de los generadores sincrónicos operando en la red, lo que repercute en una disminución en la velocidad de estos, y por ende, una disminución menos abrupta de la frecuencia.
- b) Control primario:** Por definición de la NTSyCS corresponde a la acción de control ejercida por los controladores de carga/velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los controladores de frecuencia/potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y equipos de compensación de energía activa, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de

frecuencia. Cabe destacar que luego de la actuación de este control, la frecuencia mantiene un error estacionario respecto del valor nominal del sistema.

- c) Control secundario:** Acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del control primario de frecuencia.

La acción del control secundario debe ser sostenida durante el tiempo necesario para mantener la frecuencia dentro de un rango admisible referido a su valor nominal, pudiendo realizarse en el orden de varios segundos a pocos minutos. No puede exceder los 15 minutos.

- d) Control terciario:** A pesar de no estar definido dentro de la NTSyCS, el control terciario hace referencia a las acciones posteriores a la actuación del control secundario, las cuales tienen por objetivo distribuir la potencia de reserva para el control secundario de la mejor manera posible, en términos técnicos y económicos [5].

En la siguiente figura se representa esquemáticamente el comportamiento de la frecuencia del sistema, y los tiempos de actuación de los diferentes niveles del control de frecuencia, en caso de una insuficiencia de generación luego de ocurrida una falla:

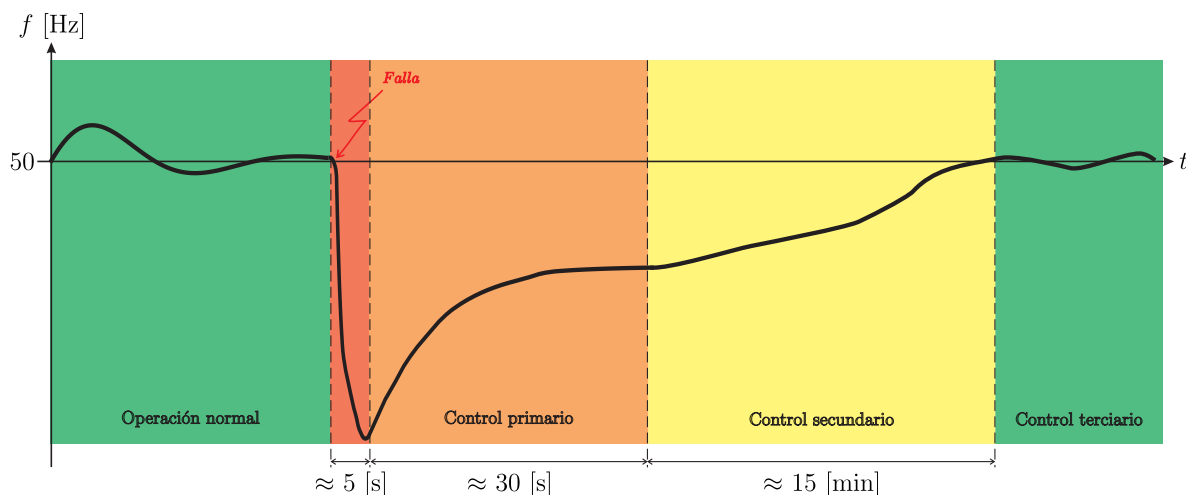


Figura 2.3: Comportamiento de la frecuencia luego de una falla que produce insuficiencia de generación.

2.3. Estadística Inferencial

El concepto de estadística inferencial nace a partir de los diferentes modelos que los expertos son capaces de inferir sobre las diferentes poblaciones, de las cuales comprender su naturaleza estocástica es un desafío. Dichas poblaciones están basadas sólo en una parte del todo, pues ese todo no es posible de captar; este concepto nace a partir de los fundamentos de la teoría de la probabilidad.

Al realizar algún análisis sobre una muestra, la cual es la parte captada del todo, es necesario corroborar que el análisis realizado sea correcto y representativo de la totalidad de la población objetivo, para esto existen diversas herramientas que ayudan a este propósito, entre las cuales se encuentran los ampliamente utilizados test de hipótesis.

Para una revisión más detallada de los conceptos se recomienda revisar el Anexo A.

2.3.1. Test de Hipótesis

Los test de hipótesis son métodos inferenciales que requieren de encontrar y evaluar dos hipótesis, conocidas como hipótesis nula y alternativa, para dar veredicto acerca de ellas y obtener información de la muestra y/o población estudiada. Básicamente, el procedimiento de un test de hipótesis corresponde a un principio que especifica [6] y se muestra a continuación:

- i)* Para cuáles valores de la muestra, la decisión es aceptar la hipótesis nula como verdad.
- ii)* Para cuáles valores de la muestra se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alternativa.

El subconjunto de la muestra para el cual se rechazará la hipótesis nula se denomina la región crítica o de rechazo, mientras que el complemento de dicha región se conoce como la región de aceptación.

2.3.2. Gráficos Cuantil-Cuantil

Una herramienta gráfica bastante útil para la comparación de dos densidades de probabilidad (ver Anexo A) son las curvas cuantil-cuantil o *Q-Q plot*. A diferencia de los test de hipótesis, estas curvas dependen únicamente de la interpretación de aquella persona que realiza el estudio (dejando al nivel de significancia de lado), y dependiendo de qué tan estricto sea, la conclusión puede variar; en otras palabras, es un análisis “cualitativo”.

Tal como dice su nombre, en las curvas cuantil-cuantil se calculan los cuantiles de dos muestras en una variedad de puntos en el rango de 0 a 1 [10]. El objetivo es verificar si los cuantiles son idénticos en ambas muestras, es decir, si ambas muestras provienen de la misma distribución con idénticos parámetros, se visualizará una recta con pendiente 1 que además intercepta el origen del plano cartesiano. En el caso de que ambas muestras provengan de la misma distribución pero con diferentes parámetros, se apreciará una recta afín².

²Recta que no cruza el origen del plano cartesiano, i.e: $y = mx + b, b \neq 0$

Capítulo 3

Reservas Secundarias

3.1. Situación Actual en Chile

Actualmente el sistema eléctrico chileno está pasando por un proceso clave de integración de ERNC a su matriz energética. Esto, debido en parte a las políticas energéticas por parte del Estado¹. Los altos niveles de penetración de estas energías limpias hacen necesario el surgimiento de diversos estudios adicionales para asegurar la operación confiable y segura del Sistema Eléctrico Nacional, operado por el Coordinador Eléctrico Nacional².

Es importante destacar que en la actualidad el sistema eléctrico ya no se representa mediante SIC y SING³, si no que como un único sistema eléctrico, el que será presentado en secciones posteriores en este capítulo, pero con el fin de complementar las diferentes metodologías utilizadas en sistemas eléctricos, se presentarán aquellas aplicadas en los antiguos sistemas SIC y SING de todas formas.

Actualmente⁴ el Sistema Eléctrico Nacional o SEN posee una capacidad total instalada de 23,774.8 MW correspondientes a un 53.5 % de origen térmico, un 28.4 % de

¹Política Energética de Chile - Energía 2050.

²www.coordinadorelectrico.cl

³Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande.

⁴Boletín Mercado Eléctrico Sector Generación Junio 2018 - Generadoras Chile.

origen hídrico, un 6.0 % de origen eólico, un 9.8 % de origen solar, un 2.0 % de biomasa y cogeneración y un 0.2 % de geotermia.

3.1.1. Reservas de Potencia

Los diferentes tipos de reserva utilizados en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, son definidos por la NTSyCS en el Artículo 1-7 [11] como sigue:

Reserva en Giro: Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de las unidades generadoras sincrónicas en operación pueden aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación. La Reserva en Giro del sistema incluye el aporte que pueden hacer los Equipos de Compensación de Energía Activa.

Reserva Primaria: Reserva programada en las unidades generadoras destinada a corregir las desviaciones instantáneas entre generación y demanda del SI.

Reserva Secundaria: Reserva programada en unidades generadoras que no participen del CPF, destinada a compensar, durante periodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del SI.

3.1.2. Metodologías Utilizadas en Chile

Los montos de reserva para el CPF y CSP se determinan anualmente en el Estudio de control de Frecuencia y Determinación de Reservas, determinado por el Coordinador Eléctrico Nacional, contemplando las exigencias establecidas por la NTSyCS⁵. En el Artículo 6-50 de la dicha norma se especifica que la reserva para el CSF será establecida por el Coordinador Eléctrico en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables.

⁵Título 6-8 de la NTSyCS.

Tal como fue mencionado en la Sección 3.1, a continuación se especifican las metodologías implementadas y sus principales características, previo a la interconexión realizada a fines de noviembre de 2017, en los sistemas independientes anteriormente conocidos como SIC y SING:

3.1.2.1. Metodología - Antiguo SIC

La metodología utilizada para determinar los montos de reserva del SIC era de carácter estadística, puesto que no trabajaba con algún tipo de incertidumbre dentro del proceso de cálculo, sino que su estudio de resolución horaria sólo realizaba el supuesto de una estricta relación entre el estado de operación de la hora anterior, con el estado de operación de la hora actual, siempre utilizando datos históricos de generación dentro del periodo de un año.

Estos montos de reserva son requeridos dentro de todo el sistema, y son asignados principalmente a unidades hidroeléctricas de embalse y de pasada debido a sus rangos de regulación, tasas de toma de carga, entre otros. Esto, con excepción de algunos casos de centrales GNL y diésel, pero en general las unidades se determinan a partir de la experiencia en la operación real del SIC. La repartición de las reservas entre las centrales asignadas se realiza por méritos económicos obtenidos mediante la aplicación del modelo PLP [1].

El cálculo de los montos de reserva nace de la diferencia entre la generación horaria obtenida mediante el pre-despacho y el despacho de generación real, dando origen al error de previsión de la demanda. Este error se determina por la diferencia entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas⁶.

Considerando la siguiente notación:

⁶Según el estudio, los registros de generación real a emplear no deben contener datos de aquellas horas o intervalos de horas involucradas con pérdidas de generación originadas por fallas en el sistema.

h	: Índice de notación de hora “ h ”, con $h = 1, 2, \dots, 8760$.
$GReal_h$	: Generación real en hora “ h ”, en [MW].
$GProg_h$	: Generación programada en hora “ h ”, en [MW].
$EPrevi_h$	: Error de previsión incremental de generación en hora “ h ”, en [MW].
Nh	: Número de registros. $Nh = 8760$.
$EPrevi_{Medio}$	: Error medio de previsión de la generación.

El error estadístico de la previsión horaria de la demanda se determina considerando un intervalo de tolerancia del 95 %, esto es, se espera que el error estadístico considerado contenga el 95 % de los errores de la muestra. El error estadístico se expresa como un rango comprendido dentro de los límites $EPrevi_{Medio} \pm 1,96 \cdot \sigma$. El cálculo considera los siguientes pasos:

1. Calcular error de previsión de generación horario:

$$EPrevi_h = (GReal_h - Greal_{h-1}) - (GProg_h - GProg_{h-1}) \quad (3.1)$$

2. Calcular el error medio de la previsión de generación:

$$EPrevi_{Medio} = \frac{\sum_{h=1}^{Nh} EPrevi_h}{N_h} \quad (3.2)$$

3. Calcular la desviación estándar del error de previsión de generación horario:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{h=1}^{8760} (EPrevi_h - EPrevi_{Medio})^2}{N_h - 1}} \quad (3.3)$$

4. Determinar la magnitud de reserva para el CSF:

$$EPrevi^{(+)} = EPrevi_{Medio} + 1,96 \cdot \sigma \quad (3.4)$$

$$EPrevi^{(-)} = EPrevi_{Medio} - 1,96 \cdot \sigma \quad (3.5)$$

Análisis: El método utilizado por el antiguo SIC tiene la ventaja de ser sencillo en lo que respecta al cálculo del monto de reservas, puesto que no utiliza una diversidad

de variables, lo que no complica la obtención de información, y sólo requiere de conocimientos básicos de estadística para su implementación.

Por el contrario, dichas ventajas también juegan el papel de desventajas analizándolas desde otra perspectiva. La utilización de pocos parámetros implica que al momento de calcular las reservas, no se están teniendo en consideración diversas variables que influyen en el problema, tales como la variabilidad e incertidumbre de la generación ERNC actual y su gran porcentaje de participación.

Tampoco se consideran periodos del día o año para fijar diferentes montos de reserva, si no que se obtiene un monto fijo para todo el año, por lo cual el método estadístico no representa de manera realista las diferentes fuentes de variabilidad que existían en el SIC.

3.1.2.2. Metodología - Antiguo SING

La naturaleza del cálculo de reservas en el SING era similar a la previamente utilizada por el SIC, que fue descrita en la sección anterior. Se basa en un método estadístico, puesto que no considera la influencia de variables de incertidumbre para el cálculo del monto en sí, pero a diferencia de la metodología que era utilizada para el SIC, sí considera el efecto que producen las ERNC en el comportamiento del sistema, y por ende, en el monto final de reserva aunque solo fuese por la división por bloque horario. Lo anterior trata de asegurar una operación más eficiente del sistema para no tener reservas excesivas en horas del día en los cuales no es requerida. Mediante un análisis mensual de las curvas de generación real de cada parque⁷ eólico y solar fotovoltaico, se definen dos bloques horarios característicos:

- Bloque noche: de 17:00 hrs a 07:59 hrs.
- Bloque día: de 08:00 hrs a 16:59 hrs.

⁷Anexo 9.16 del Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas - SING, 2017.

Puesto que gran parte de la potencia ERNC instalada en el SING corresponde a solar fotovoltaica, los bloques se definieron considerando el horario en que la generación de esta tecnología disminuye y aumenta respectivamente, por lo cual, se obtienen los montos de reserva diferenciados para cada bloque horario.

El monto de reserva para realizar CSF se define a partir de tres montos de reserva. El primero se obtiene a partir de las desviaciones entre la demanda real y programada en estado normal, caracterizado por suficiente disponibilidad de instalaciones para realizar el Control de Tensión y durante el cual no se presentan interrupciones de suministro a clientes finales, denominado requerimiento de reserva en giro del sistema. Los otros se obtienen a partir del análisis de las contingencias más probables, definiendo los montos mínimos de reserva pronta y reserva detenida de corto plazo [2]. Posteriormente se especificará la vinculación del AGC en el CSF.

Reserva en Giro para CSF: Los datos a utilizar son de carácter histórico, específicamente de un año de operación con resolución horaria. Se trabaja con los registros de demanda real y programada, y se determinan los montos de reserva en giro para cada bloque a partir del error de previsión horario de la demanda⁸.

El error de previsión de la demanda se calcula como:

$$E_{previsión-h} = D_{real-h} - D_{programada-h} \quad (3.6)$$

Donde:

- $E_{previsión}$: Error de Previsión de demanda horario [MW].
- D_{real-h} : Demanda real horaria [MW].
- $D_{programada-h}$: Demanda programada horaria [MW].

⁸Se excluyen los registros horarios de demanda donde hayan sucedido contingencias de pérdidas de unidades generadoras y desconexiones de carga, al igual que las desviaciones de demanda de gran magnitud que hayan sido corregidas en la operación de tiempo real o redespacho de generación.

Y a partir del vector de datos resultante, se calcula la media y desviación estándar:

$$\bar{E}_{previsión} = \frac{1}{N} \sum_{h=1}^N E_{previsión-h} \quad (3.7)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{h=1}^N (E_{previsión} - \bar{E}_{previsión})^2} \quad (3.8)$$

Donde:

$\bar{E}_{previsión}$: Error medio de Previsión de demanda [MW].
 N : Número de datos.
 σ : Desviación estándar [MW].

Se asume que el error de previsión de demanda posee una distribución estadística de tipo normal y se considera un nivel de confianza del 97 % para la obtención de la reserva en giro requerida en el sistema:

$$R_+ = \bar{E}_{previsión} + 2,17 \cdot \sigma \quad (3.9)$$

$$R_- = \bar{E}_{previsión} - 2,17 \cdot \sigma \quad (3.10)$$

Donde R_+ y R_- corresponden a las reservas para aumentar y disminuir la generación respectivamente.

Reserva Pronta y Detenida de Corto Plazo para CSF: Estas reservas de potencia nacen con el fin de cubrir las contingencias de generación más probables utilizando data histórica de contingencias de unidades generadoras del periodo anterior, correspondiente a un año, considerando aquellas de un monto superior a 50 [MW]. Se describen como:

- Reserva Pronta: corresponde a la capacidad de potencia disponible en [MW] que puede ser inyectada al SING en un tiempo menor o igual a 15 minutos, de unidades generadoras que se encuentran fuera de servicio y que puedan

entregar dicho aporte de potencia en cualquier instante por instrucción del Coordinador.

- Reserva Detenida de Corto Plazo: corresponde a la capacidad de potencia disponible en [MW] que puede ser inyectada al SING en un tiempo mayor a 15 minutos y menor o igual a 20 minutos, de unidades generadoras que se encuentran fuera de servicio y que puedan entregar dicho aporte de potencia en cualquier instante por instrucción del Coordinador.

La reserva para soportar la contingencia más probable $RCSF_{contingencia}$, estará dada por la suma de la reserva pronta más la reserva detenida de corto plazo, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$RCSF_{contingencia} \leq RPronta_{15min} + RDetenidaCP_{120min} \quad (3.11)$$

Para calcular el monto de la contingencia de generación más probable, se considera la estadística de falla de las unidades generadoras para un determinado periodo de observación, considerando aquellas fallas de un monto superior a 50 [MW] tal como se mencionó previamente. Se realiza una ponderación de las fallas de acuerdo a la frecuencia de estas y considerando el nivel de despacho máximo de cada unidad generadora.

Entonces, el monto de reserva requerido se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$RCSF_{contingencia} = \frac{\sum_i^{N_{UG}} Nfalla_i \cdot DM_i}{N_{FT}} \quad (3.12)$$

Donde:

$RCSF_{contingencia}$	: Monto de reserva en [MW] requerido para cubrir la contingencia más probable.
N_{UG}	: Número total de unidades generadoras consideradas.
$Nfalla_i$	: Número de fallas de la unidad i en el periodo de observación.
DM_i	: Despacho máximo de la unidad i .
N_{FT}	: Número total de fallas en el periodo de observación.

Las centrales encargadas de operar con Reserva Pronta y Reserva Detenida de Corto Plazo son termoeléctricas, puesto que el SING posee un gran porcentaje de centrales de este tipo en lugar de hidroeléctricas a diferencia de la situación en el SIC. En el estudio [2] se detallan las unidades que aportan este tipo de reservas.

Vinculación con AGC: Los montos obtenidos en el cálculo de la Reserva en Giro para CSF se subdividen en:

- Reserva para CSF en AGC: El cálculo se realiza con un registro de generación real con una resolución de 2 segundos en un periodo de dos meses. Además, se hace el supuesto de que la variación de demanda es directamente proporcional a la variación de la generación, puesto que no se dispone del total de señales SCADA de demanda⁹.

El cálculo es bastante similar a lo que se realiza en las ecuaciones (3.1)-(3.10), con la diferencia de que se obtiene la variación de demanda como:

$$D_{[15\ min]} = \max(Gx_{[15\ min]}) - \min(Gx_{[15\ min]}) \quad (3.13)$$

Donde:

- $D_{[15\ min]}$: Variación máxima de demanda para un intervalo de 15 minutos en [MW].
 $Gx_{[15\ min]}$: Generación para un intervalo de tiempo de 15 minutos en [MW].

A partir de (3.13), se obtienen la media y desviación estándar al igual que en las ecuaciones (3.7) y (3.8), para finalmente obtener los montos de reserva ante variaciones de aumento o disminución de demanda para intervalos de 15 minutos con un intervalo de confianza del 97%:

$$D_{[15\ min]+} = \bar{D}_{[15\ min]} + 2,17 \cdot \sigma \quad (3.14)$$

$$D_{[15\ min]-} = \bar{D}_{[15\ min]} - 2,17 \cdot \sigma \quad (3.15)$$

⁹El análisis se mantiene libre de perturbaciones mayores, por lo que se eliminan las estadísticas de los días donde han participado otros recursos generales de control de contingencias en el SI.

Donde ambos términos corresponden a las reservas para aumentar y disminuir la generación respectivamente.

- Reserva en giro fuera de AGC: Consiste en la diferencia entre los montos calculados por (3.9) y (3.10), y los montos de la Reserva para CSF en AGC previamente calculados en (3.14) y (3.15).

Análisis: Al igual como se mencionó en la sección anterior, este método posee ventajas de simplicidad de cálculo por los fundamentos de estadística utilizados, y a la vez tampoco requiere de mucha información específica para poder utilizarlo. Pero dicha simplicidad afecta también en la calidad del método, puesto que deja de lado ciertas variables que influyen en el sistema, tales como los errores de pronóstico de generación ERNC, sobre todo considerando el mismo monto de reserva para todo el año.

A diferencia del modelo usado antiguamente en el SIC, este sí considera periodos del día para la obtención de diferentes montos de reserva en cada uno de ellos, esto con el fin de diferenciar el impacto de la generación solar fotovoltaica que existe en el norte grande del país, lo que repercute en una manera más adecuada de cuantificar las reservas. A pesar de esto, no se refleja el efecto real de la generación solar ni eólica al momento de calcular las reservas.

Entonces, el fundamento para utilizar un mayor intervalo de confianza para la determinación de reservas, puede ser a causa de la escasa existencia de unidades flexibles de gran tamaño en el norte del país. Dichas centrales, por su rapidez de actuación, son adecuadas para controlar la frecuencia del sistema, mientras que las centrales termoeléctricas se destacan por sus prolongados tiempos de actuación. Por lo anterior, y ante la gran presencia de centrales termoeléctricas en el norte del país, hay mayores desviaciones en la frecuencia del sistema. Entonces, considerando lo explicado previamente y la mayor dificultad de mantener la frecuencia dentro de los intervalos establecidos por la NTSyCS, es necesario asegurar con mayor certeza la estabilización de la frecuencia con cantidades importantes de reservas.

3.1.2.3. Metodología - Sistema Eléctrico Nacional

Luego de la interconexión entre los anteriormente sistemas independientes SIC y SING, se publicaron los nuevos Estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas por parte del Coordinador Eléctrico Nacional [12]. En particular, durante el periodo de noviembre de 2017, el estudio realizado en las Etapas 1 y 2 de la interconexión dicta, sin diferencias notorias respecto a los casos SIC y SING, que:

“La capacidad de generación que se conoce con el nombre de reserva de potencia secundaria es la que es capaz de proveer al sistema una adecuada capacidad de respuesta en recursos de generación de energía que cubra las necesidades que no han sido satisfechas por el Control Primario de Frecuencia, de forma que dicha capacidad sea capaz de seguir la tendencia de aumento o de disminución de demanda del sistema.”

Teniendo presente lo anterior, la metodología utilizada es en base a la NTSyCS, donde se define que la reserva de potencia para el CSF se determina en función del mayor error estadístico en la previsión de demanda.

Etapas 0: El análisis para la determinación de reservas debiese ser único para todo el sistema, pero dado que actualmente existen restricciones por el sistema de transmisión de 220 kV que une las subestaciones Pan de Azúcar y Nogales¹⁰, no es posible determinar una metodología única. Además, la metodología utilizada necesita de antecedentes de la operación real, los cuales no se tienen para establecer criterios definitivos.

Por lo anterior, se determina y analiza el error de previsión por separado entre los antiguos SIC y SING, tomando en cuenta también las particularidades respecto del redespacho en la operación real.

¹⁰En el estudio se indica que las restricciones se dan debido a que el tramo mencionado puede estar operando con las transferencias máximas posibles de norte a sur y viceversa.

La metodología implementada en el estudio es idéntica a la descrita en la sección 3.1.2.1, considerando el error de previsión de generación horario con redespacho como:

$$EPrevi_h = (GReal_h - GReal_{h-1}) - (GProg_h - GProg_{h-1}) \quad (3.16)$$

Y en el caso sin redespacho:

$$EPrevi_h = Greal_h - GProg_h \quad (3.17)$$

La ecuación anterior es bastante similar a la ecuación (3.6) aplicada en el antiguo SING. El método analizado separa el sistema en dos bloques, los que coinciden con aquellos descritos en la Sección 3.1.2.2 y se determinan las reservas considerando un intervalo de confianza del 95 %.

Etap 1: Reserva para CSF considerando el efecto de las ERNC en el norte.

A partir del estudio [12] se indica que el efecto de las ERNC en el error de previsión tiene relación con que la generación de carácter convencional debe tener margen para atender:

- El error de previsión de la demanda de la programación del día anterior (significativo en el caso del actual SING).
- Las desviaciones de carácter diario de la demanda.
- Error de previsión de la generación ERNC de la programación del día anterior.
- Las desviaciones de carácter diario de la inyección de ERNC, principalmente debido a la entrada y salida del sol.

Es por lo anterior que la variable que debe atender el CSF es el error de previsión de la demanda restando el aporte de las ERNC. El análisis realizado en esta etapa considera la penetración ERNC más significativa en la subestación Pan de Azúcar,

dado que solamente es realizado para el error de previsión de la generación total bruta menos ERNC total bruta para el norte grande del país.

Dada la naturaleza del parque generador en dicha zona, se tienen tiempos y costos de partida significativos, en consecuencia se considera que no hay posibilidad de realizar un redespacho horario. Por lo tanto, se tiene que:

$$E\text{Previ}D_h - ERNC = (G\text{Real}_h - G\text{Real}ERNC_h) - (G\text{Prog}_h - G\text{Prog}ERNC_h) \quad (3.18)$$

Etapla 2: Reserva para CSF considerando el efecto de las ERNC.

Para esta etapa, una vez interconectados los sistemas, se realiza un único análisis para todo el sistema, lo cual se concreta aproximando la demanda del Sistema Eléctrico Nacional como la suma de las demandas de los antiguos SIC y SING.

En el estudio se menciona que, a pesar de no tener antecedentes de la operación real para establecer criterios definitivos, se considera adecuado una mayor holgura en las restricciones por el sistema de transmisión. Lo cual permite afrontar los errores de previsión del norte generados desde el sur y viceversa.

Finalmente, de la misma forma que fue realizado en la Etapa 1 para la zona norte, se determina el error de previsión considerando el efecto de las ERNC en todo el sistema, sumando la generación bruta en conjunto del SIC y SING.

La asignación de las reservas para el CSF, tanto en el SIC como en el SING, es efectuado por el AGC, existiendo un número de máquinas que participan en el AGC y otro número de máquinas que cuentan con reserva en giro y que pueden tomar o dejar carga mediante control manual desde su operador. En el estudio se indica que en la práctica la reserva secundaria, que se realiza de forma manual, se utiliza para restituir la reserva para el AGC; así, en la operación real lo que se verifica es que la suma de la

reserva en el AGC más la reserva manual cumpla con la reserva mínima requerida para CSF.

Análisis: El método aplicado en el nuevo estudio no tiene diferencias notorias respecto al descrito en la sección anterior correspondiente al SIC. La diferencia que se destaca es que ahora sí se considera como factor directo en el dimensionamiento de reservas a la generación ERNC, pero no su factor de incertidumbre.

El efecto de la generación ERNC en el sistema se agrupa como una sola variable, lo que impide analizar en mayor detalle las variaciones e incertidumbres de cada tipo de tecnología y como afecta cada una de ellas en los montos de reservas. Es recomendable ingresar dichas variables por separado a la metodología del sistema.

La metodología sigue siendo bastante sencilla de replicar, basta realizar un análisis estadístico básico, el cual describe al error de previsión como una variable aleatoria que se representa con características gaussianas.

3.2. Situación internacional - Alemania

El sistema eléctrico alemán forma parte de la red de interconexión de Europa continental, considerada una de las redes eléctricas más grandes del planeta, que en antaño fue denominada *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity* o UCTE. Esta entidad fue la encargada de coordinar la operación de las centrales cuya tarea era abastecer a 24 países, en su mayoría pertenecientes a la Unión Europea. Esto fue hasta julio de 2009, donde todas las responsabilidades pasaron a ser parte de una nueva entidad llamada *European Network of Transmission System Operators for Electricity* o ENTSO-E¹¹.

¹¹<https://www.entsoe.eu/>

El control de la operación del sistema alemán está conformado por la cooperación de cuatro operadores independientes, denominados TSO: Amprion GmbH¹² cuya red de transmisión cubre 11.000 km en líneas de alta tensión, 50Hertz Transmission GmbH¹³ con aproximadamente 10.200 km, TenneT GmbH¹⁴ con participación en Países Bajos y Alemania sumando más de 22.000 km en conexiones de alta tensión, y por último, TransnetBW GmbH¹⁵ que opera en Baden-Württemberg con una red de transmisión de 3.200 km.

Estos operadores son los encargados de asegurar el suministro de la energía eléctrica desde los puntos de generación hacia los de retiro del sistema, asegurando la calidad y seguridad del servicio.

Cuantificando el tamaño de la red alemana, se tiene que durante el año 2016 la demanda máxima registrada fue de 76 GW, mientras que en el 2017 se tuvieron registros de 78 GW [13]. En lo que respecta a energías renovables, hasta los registros del año 2016, Alemania poseía una potencia instalada de 101,78 GW [14]. Para dar una idea a cerca de la relación existente entre la potencia instalada y la energía generada por fuentes renovables, informes indican que un 30 % de la energía generada durante el año 2015 por el Estado alemán, fue a partir de fuentes ERNC [15].

3.2.1. Reservas de Potencia

Estudios oficializados por los TSOs de Alemania [16] describen tres tipos de “*Control Power*” o Reservas de Control, donde este término hace referencia a los montos de potencia asignados a los controles de frecuencia:

Reserva de Control Primaria (RCP): Encargada de estabilizar la frecuencia de la red de manera tan rápida como sea posible luego de una falla en el sistema, pero

¹²<https://www.amprion.net/>

¹³<https://www.50hertz.com/>

¹⁴<https://www.tennet.eu/>

¹⁵<https://www.transnetbw.com/>

estabilizando dicha frecuencia en un nuevo punto de operación estacionario que difiere del punto nominal. Se activa de manera automática y no selectiva en las unidades del sistema interconectado. Es diseñada como una regulación proporcional, es decir, su implementación sigue de manera proporcional las desviaciones de la frecuencia desde su valor nominal en la red.

Su activación ocurre por la participación de los controladores de las unidades, las cuales corresponden a los controladores de velocidad de turbinas de las distintas centrales.

Reserva de Control Secundario (RCS): Es una reserva de control que se activa automáticamente, y es la encargada de devolver la frecuencia del sistema a su valor nominal (y por lo tanto, también de desactivar la RCP). Su implementación es selectiva a diferencia de la RCP, activándose siempre sólo en aquellas áreas de control donde hayan ocurrido desbalances. El controlador de carga-frecuencia que cada TSO opera en su área de control, localiza el desbalance del sistema y activa automáticamente las reservas requeridas, enviando una señal de control a las centrales encargadas de suministrar la reserva.

En Alemania este sistema opera en función de la denominada lista de prioridades, que se basa en el costo de suplir RCS, teniendo un tiempo permisible de espera máximo de 5 minutos para operar.

Reserva de Control Terciario (RCT): A diferencia de las dos anteriores, esta reserva se activa manualmente, pero también bajo el orden selección de la lista de prioridades. Busca mantener la operación del sistema para desbalances de larga duración, teniendo un tiempo de activación dentro de los primeros 15 minutos.

Estos productos son parte de los denominados “*Ancillary Services*” o Servicios Auxiliares que existen en el mercado eléctrico alemán, donde estos se definen como servicios entregados por los operadores de la red a los clientes además de los servicios de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

3.2.2. Metodología

ENTSO-E es la entidad encargada de regular los niveles de reserva requeridos en Europa continental, proponiendo entre algunas metodologías, unas de tipo determinista. Estas se utilizan para obtener montos recomendados para una operación confiable del sistema [17]. A pesar de esto, el dimensionamiento de los requerimientos de reserva secundaria los deja a libre decisión de cada TSO, no así los de reserva primaria.

En Alemania los montos de Reserva de Control Secundario y Terciario son obtenidos trimestralmente por los cuatro TSOs que operan el sistema mediante la aplicación de un método probabilístico para el dimensionamiento de las reservas de potencia [16]. Dichos TSOs determinan las reservas necesarias para los próximos tres meses en función de datos históricos de los últimos cuatro trimestres¹⁶.

Teniendo en cuenta lo anterior, registros indican que durante el primer trimestre del 2014 [16] las RCS fueron de 2042 [MW] y de 1969 [MW] para aumento y disminución de generación, respectivamente. Los encargados de participar en el control corresponden a:

- i) Generadores térmicos sincronizados en el sistema,
- ii) hidroeléctricas de embalse preparadas para su rápida partida, y
- iii) grandes consumidores que puedan desconectar su carga del sistema.

En lo que respecta al procedimiento de cálculo, los TSOs alemanes utilizan un método probabilístico para determinar los niveles de reserva secundaria, a veces llamado “*Graf/Haubrich approach*” [18]. Esencialmente este método utiliza diferentes fdp para la obtención de una fdp representativa de montos de reserva calculada mediante convolución estadística, para luego fijar el monto de reserva según un intervalo de confianza definido previamente. Las fdp necesarias consideran variables aleatorias tales como: tasas de falla en unidades generadoras, errores en pronósticos de generación eóli-

¹⁶Los meses de cálculo corresponden a marzo, junio, septiembre y diciembre.

ca y solar fotovoltaica, y errores en pronósticos de demanda del sistema¹⁷.

Previo a detallar la metodología utilizada por los TSOs alemanes, se debe tener presente la definición de convolución entre dos funciones (ver Anexo C).

La expresión matemática para la determinación de la fdp representativa es [21]:

$$f_R = f_{TF} * f_{EPE} * f_{EPS} * f_{EPD} \quad (3.19)$$

Donde:

- f_R : fdp de los montos de reserva representativa.
- f_{TF} : fdp de la tasa de fallos de unidades generadoras.
- f_{EPE} : fdp del error en pronóstico de generación eólica.
- f_{EPS} : fdp del error en pronóstico de generación solar.
- f_{EPD} : fdp del error en pronóstico de demanda.

La convolución representa la respuesta a entrada de un sistema lineal, conociendo la respuesta a impulso. El uso de esta puede ser interpretado como una forma de adquirir una función densidad equivalente, que represente el comportamiento y forma de cada fdp de interés, obteniendo así una fdp suavizada¹⁸ respecto a las originales, con características superficiales de las funciones consideradas. En otras palabras, es una forma de representar la naturaleza cada fdp.

A continuación, se observa esquemáticamente el resultado de la convolución de funciones densidad simbólicas, que representan a las mencionadas en la ecuación (3.19):

¹⁷Existen estudios que además utilizan fdp asociadas a la variabilidad de demanda y generación eólica [19] y no sólo a errores de pronóstico.

¹⁸El concepto hace referencia a las veces que puede ser diferenciable la función o, en otras palabras, poder describir su comportamiento mediante una función característica que defina su comportamiento.

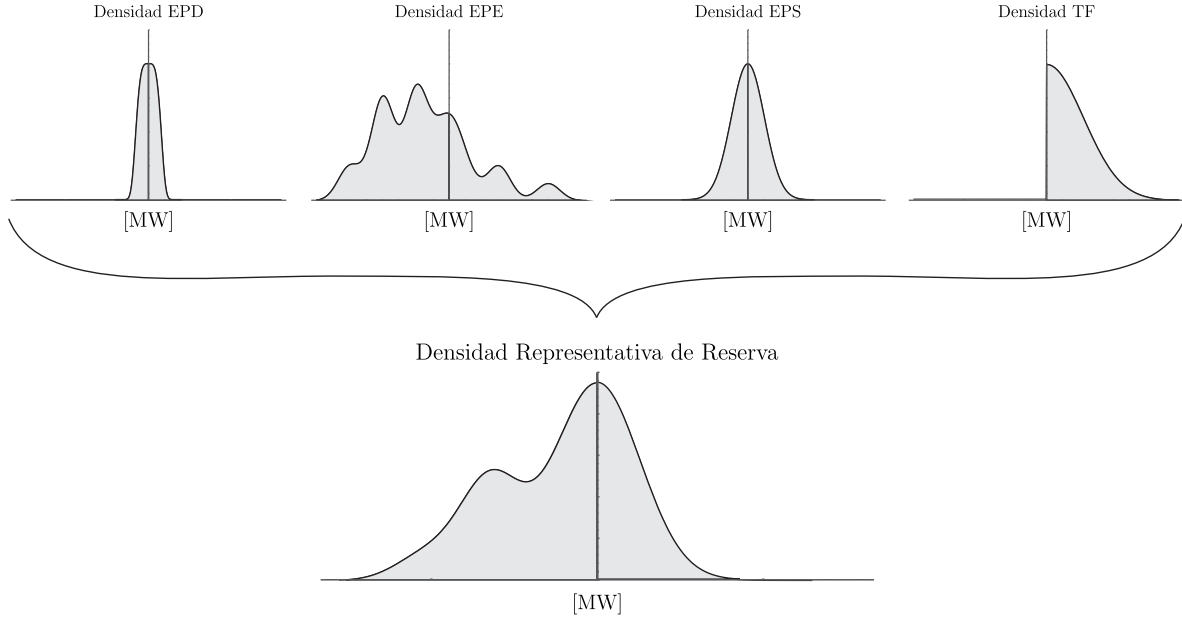


Figura 3.1: Ilustración de la convolución de diferentes fdp. Figura basada a partir de [21].

Análisis: La ventaja fundamental de este método probabilístico, es que permite integrar el efecto de las generaciones solar fotovoltaica y eólica, además de las fallas de centrales al momento del cálculo de reservas. Pero esto conlleva una gran desventaja al momento de realizar el método; el tener que ajustar cada una de las series obtenidas a fdp, como la distribución de Gauss, para luego realizar la convolución entre cada una de ellas complica considerablemente el proceso de cálculo de reservas.

Idealmente la generación debida a energía eólica no debiera modelarse por distribución gaussiana, pero a falta de datos es una aproximación utilizada [19]. La fdp del viento también debe considerar que variará dependiendo de los lugares donde se analice (diferentes países, continentes, hemisferios, topografías del terreno en general).

3.3. Situación Internacional - EE.UU. (WECC)

En general, el sistema estadounidense opera básicamente con dos grandes entidades regulatorias. Estas y el sistema interconectado de occidente cumplen, a *grosso modo*, las siguientes funciones:

- FERC¹⁹: Agencia independiente que regula la transmisión interestatal de electricidad, gas natural y petróleo, entre otras funciones específicas.
- NERC²⁰: Autoridad regulatoria bajo supervisión de la FERC y autoridades gubernamentales de Canadá, cuya misión es asegurar la confiabilidad y seguridad del BES²¹ de Norte América. Su área de jurisdicción consta en Estados Unidos continental, Canadá y la parte norte de Baja California, México.
- WECC²²: Es una corporación sin fines de lucro que existe para asegurar un BES confiable en el área geográfica conocida como Interconexión Occidental. NERC delegó parte de su autoridad para crear, supervisar y hacer cumplir los estándares de confiabilidad a WECC a través de un Acuerdo de Delegación.

Para la operación del sistema, NERC define tres “cargos de confiabilidad”, los cuales son críticos para ejercer dicha actividad. Estos cargos son tres unidades responsables de la correcta operación del sistema, definidos como RC, BA y TOP; los cuales deben ser certificados por dicha entidad. En resumen, RC tiene la autoridad de mitigar o prevenir emergencias operacionales en análisis para el día posterior y operaciones en tiempo real. Los integrantes de la unidad BA son los responsables de mantener el equilibrio entre generación y demanda dentro de su región y mantener la frecuencia de las interconexiones. Por último, los TOP dirigen las transmisiones en su sistema de transmisión local.

WECC es responsable de la coordinación confiable del BES en la interconexión occidental. Es una entidad que posee 329 miembros, de los cuales 39 operan como BA. Se encarga de abastecer un área de aproximadamente 1.8 millones de millas cuadradas con un número cercano a 81 millones de personas. Geográficamente es la mayor y más diversa de las organizaciones regionales de NERC, cuyo servicio incluye territorialmente 2 provincias canadienses (Alberta y British Columbia), porciones y totalidad de 14

¹⁹<https://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp>

²⁰<http://www.nerc.com/Pages/default.aspx>

²¹Bulk Electric System: todo elemento de transmisión operado a 100 kV o superior considerando fuentes de potencia activa y reactiva conectadas a 100 kV o superior.

²²<https://www.wecc.biz/Pages/AboutWECC.aspx>

Estados occidentales de EE. UU, y el norte de Baja California en México.

Para contextualizar el tamaño del sistema, existen informes [22] que indican, que durante el año 2015, la potencia total instalada llegó a ser del orden de 265 GW, con una demanda máxima de 150.7 GW, y con una generación de energía renovable anual de 83.4 TWh correspondientes al 10 % de la generación total anual.

3.3.1. Reservas de Potencia

La definición de “*Control Power*” analizada previamente en el caso alemán, no se repite; lo que repercute en la necesidad de volver a definir las características del control de frecuencia.

En el caso estadounidense se conoce el término de “*Operating Reserves*” [23] como la capacidad de generación disponible hacia el operador del sistema en un corto intervalo de tiempo, en orden de alcanzar la demanda para el caso de la falla de un generador o debido a otro problema de generación. La mayoría de los sistemas de potencia son diseñados para que, durante condiciones normales, siempre la reserva operativa sea mayor o igual a la capacidad del generador más grande, más una fracción de la demanda máxima.

En [24] se catalogan las reservas en un aspecto macro por el *California Independent System Operator* o CAISO, definiendo, la Reserva Operativa, a partir de los conceptos de “*Spinning Reserve*” y “*Non-Spinning Reserve*”:

Spinning Reserve: o Reserva en Giro, es la reserva del sistema que ya se encuentra conectada y sincronizada a la red y está preparada para alcanzar la demanda dentro de un intervalo de 10 minutos del despacho bajo instrucciones del ISO. Esta reserva es la que se necesita para mantener la estabilidad de la frecuencia del sistema durante condiciones de emergencia en la operación y oscilaciones imprevistas de carga.

Non-Spinning Reserve: o Reserva de Suplemento, es la capacidad de generación que no está operando en el sistema y que puede ser despachada dentro de los 10 minutos de un despacho por órdenes del ISO, y es capaz de mantener dicha operación por al menos dos horas. Esta reserva es necesaria para mantener la estabilidad de frecuencia del sistema bajo condiciones de emergencia.

Realizando un desglose más detallado de las categorías de reservas existentes, se tiene que los requerimientos mínimos de reserva operativa se componen como la suma de:

Reserva de regulación: Reserva en giro²³ suficiente, que responde de manera automática e inmediata al AGC, para proveer un margen de regulación suficiente permitiendo que la unidad BA cumpla con el criterio de funcionamiento dictado por NERC.

Reserva de contingencia: Cantidad de reserva²⁴ suficiente para alcanzar el estándar de control de perturbación dictado por NERC, igual o mayor que:

- La pérdida de capacidad de generación debido a una salida forzada de equipos de generación o transmisión que resulta de la contingencia más severa; o
- la suma del 5 % de la carga servida por generación hidroeléctrica y 7 % de la carga servida por unidades térmicas.

Reserva adicional de importaciones interrumpibles: Un monto de reserva que se puede hacer efectivo dentro de 10 minutos, igual a las importaciones interrumpibles.

Reserva adicional para las “*on-demand obligations*”: Es un monto de reserva, el cual se puede hacer efectivo dentro de 10 minutos, y es igual a las “*on-demand obligations*” de otras entidades o BA, lo que hace referencia a las capacidades de realizar operaciones de generación/desconexión de manera inmediata luego de habérsela solicitado por parte de una BA.

²³La reserva en giro es la capacidad extra de generación que está disponible aumentando la potencia de salida de los generadores que están sincronizados con el sistema.

²⁴Documento hace referencia a “*spinning and no-spinning reserve*”.

Una representación más esquemática de las diferentes clases de reserva definidas previamente se muestra en la siguiente figura:

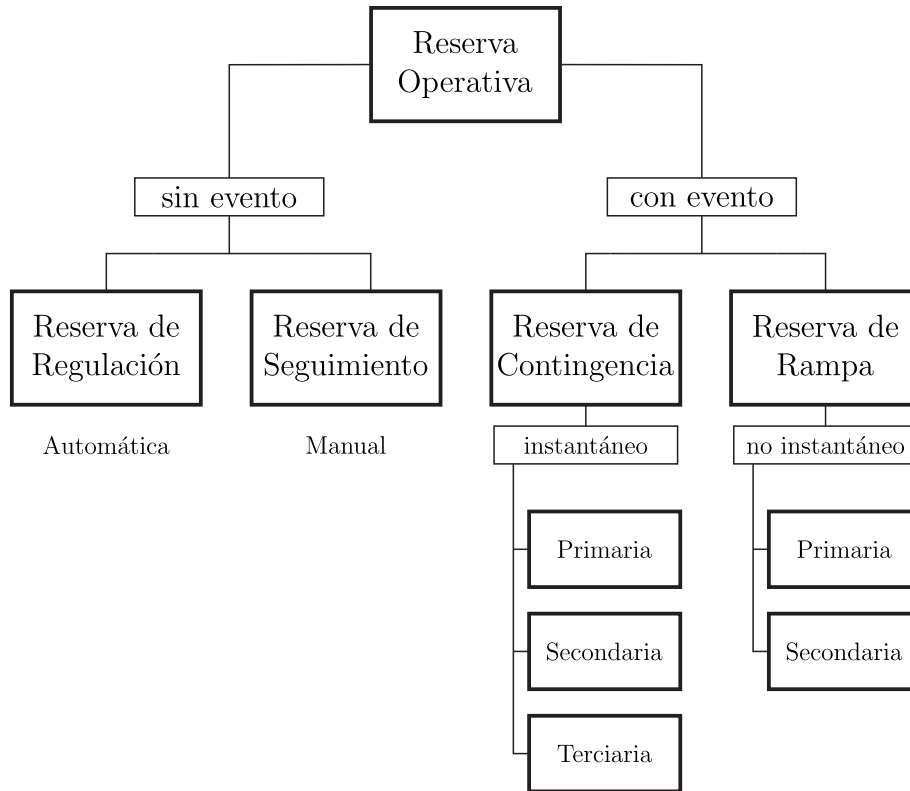


Figura 3.2: Categorías de Reserva Operativa. Obtenido a partir de [25].

De la figura anterior aparece una nueva categoría de reserva denominada Reserva de Seguimiento o “*Following Reserve*”, también conocida como “*Flexibility Reserve*”. Esta reserva es una categoría propuesta por WWSIS²⁵ para considerar en la operación del sistema otra manera de ver el efecto de la generación solar fotovoltaica y eólica [26] teniendo por objetivo crear un requerimiento de reserva dinámico y fácil de implementar que ayude a cubrir la variabilidad e incertidumbre adicional que introducen estas energías al sistema.

No se dispone de mucho detalle sobre las características técnicas que deben tener las unidades que participan de esta reserva más allá de poder operar en tiempos intra-

²⁵“*Western and Wind Solar Integration Study*”. Sitio web oficial <https://www.nrel.gov/grid/wwsis.html>

horarios [27], pero pueden participar unidades hidráulicas y térmicas, donde las primeras son las principales, participando con hasta un 80 % de su potencia nominal, mientras que para las últimas, tanto como las de gas natural y carbón, participan con 50 % y 10 % de su potencia nominal, respectivamente.

3.3.2. Metodología

Puesto que la operación del sistema es contribuida por la gran variedad de BA existentes, no hay prácticas que consistan de una sola metodología de cálculo por parte de todos los integrantes del WECC.

La metodología que es habitual encontrar dentro del sistema, se basa en la adición de procedimientos utilizados en estudios de interconexión y criterios de confiabilidad por parte del WECC, y consiste en: La reserva de regulación se obtiene como el 1 % de la carga del sistema, sin contribución alguna de generación variable. Ésta no posee requerimientos de rampa para su operación [28]. Dicho porcentaje es un requerimiento técnico base definido por el estudio “*Transmission Expansion Planning Policy*” mejor conocido como TEPP del WECC.

Actualmente dicha metodología, puramente determinista, no es representativa de la composición actual del sistema, puesto que no tiene presente los efectos de la generación variable sobre las reservas del sistema [29] ni tipo alguno de variable aleatoria intrínseca del mismo. Existen estudios como el WWSIS concentrados en incorporar el efecto de las energías solar fotovoltaica y eólica en los requerimientos de reservas del sistema [25]. Estos han desarrollado métodos que sí añaden las características de las energías variables a los procedimientos de cálculo.

Antes de presentar los métodos, se debe tener presente que aquellos requerimientos que se sumen linealmente a los diferentes parámetros, sobreestimarán las necesidades realmente requeridas, provocando una elevación en los costos de operación. Esto se de-

be a que, con los intervalos de tiempo entre datos, las variables aleatorias de error de pronóstico de demanda, generación eólica y solar fotovoltaica, y probabilidad de fallo de unidades son independientes entre sí.

Una forma de optimizar el método previamente expuesto, es utilizar la *suma geométrica* de los parámetros, es decir, en lugar de obtener las reservas con parámetros $\alpha, \beta \dots \zeta$ como $R = \alpha + \beta + \dots + \zeta$, calcularlas como $R = \sqrt{\alpha^2 + \beta^2 + \dots + \zeta^2}$, considerando parámetros independientes entre sí. Lo anterior se respalda con la diferencia en los montos obtenidos en cada método, pues en el segundo siempre se obtendrá un monto menor que en el primero mientras se cumpla con $\forall \alpha, \beta, \dots, \zeta \geq 0$. Lo anterior se puede demostrar generalizadamente a partir de la desigualdad de Cauchy Schwartz²⁶ (ver Anexo C.2).

En la siguiente figura se muestra de manera esquemática la diferencia entre ambos métodos considerando, por simplicidad, solo dos parámetros α y β :

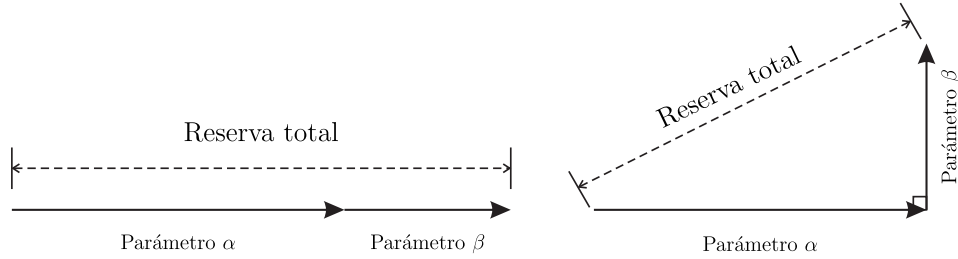


Figura 3.3: Interpretación esquemática de ambos métodos para la obtención de reservas.

El último método presentado es aquel utilizado por WWSIS para la obtención de las reservas a partir de las variables aleatorias consideradas, las cuales, según se especifica, se deben tener en consideración la región del análisis e intervalos de confianza a considerar en cada variable aleatoria [29].

La Reserva de Regulación se obtendrá como:

²⁶<http://www.math.lsa.umich.edu/~speyer/417/CauchySchwartz.pdf>

$$RR = \sqrt{(0,1 \cdot Carga)^2 + \Phi 95_{eolica}^2 + \Phi 95_{solar}^2} \quad (3.20)$$

Donde RR son los [MW] asignados a reserva de regulación operados automáticamente, y Φ representa el intervalo de confianza que cubre el 95 % del error de pronóstico con una toma de datos cada 10 minutos de generación eólica y solar fotovoltaica. El criterio técnico de utilizar un intervalo de confianza del 95 % se basa en la utilización de los percentiles 2,5 y 97,5, los cuales se consideran adecuados al momento de cuantificar las reservas [30].

A diferencia del cálculo tipo de error de pronóstico que se utiliza para variables aleatorias como es el caso de la generación eólica, el error de pronóstico de generación solar fotovoltaica utiliza una metodología diferente a partir del denominado “*Solar Power Index*” o SPI que se obtiene como la razón entre la generación solar actual $P(t)$ y la de “cielo despejado” $P_{cs}(t)$, donde esta última es obtenida mediante simulaciones de irradiación tales como las que entrega el explorador solar²⁷.

Para la obtención del pronóstico se agregó la rampa de “cielo despejado” ponderada por el SPI a la generación actual. Por ende el error del pronóstico se obtiene como:

$$Error(t) = P(t+1) - \{P(t) + SPI(t) \cdot [P_{cs}(t+1) - P_{cs}(t)]\} \quad (3.21)$$

La distribución del pronóstico de SPI es mucho más angosta que el pronóstico simple, por lo cual posee una mayor *kurtosis*²⁸, reflejándose en una reducción de los requerimientos de reservas, dado que su desviación estándar es menor también lo serán aquellos montos con elevados intervalos de confianza.

Tal como se dimensiona la reserva de regulación, que es operada de manera au-

²⁷<http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/inicio>

²⁸Concepto estadístico que entrega información a cerca de qué tan concentrados, respecto de la media, se encuentran los datos de una muestra.

tomática por el AGC, se dimensiona la Reserva Flexible²⁹ o RF, también conocida como Reserva de Seguimiento, que se opera manualmente:

$$RF = \sqrt{\Phi 70_{carga}^2 + \Phi 70_{eólica}^2 + \Phi 95_{solar}^2} \quad (3.22)$$

Los errores de pronóstico de carga y generación eólica y solar fotovoltaica se obtienen a partir de pronósticos con resolución de 1 hora, utilizando intervalos de confianza del 70 %. Este criterio técnico es establecido por el EWITS en el año 2011 [31].

Los estudios por parte de WWSIS concluyeron que los efectos de la generación solar fotovoltaica y eólica son más generalizados para la obtención de la Reserva de Regulación, por lo cual se aplica en todo el WECC. Caso contrario, la Reserva de Regulación se obtiene mediante análisis zonales de dichas fuentes de generación, por lo cual es más específico al momento de definir las cantidades de reservas.

En el estudio correspondiente no se especifica la ventana de tiempo de actuación de cada una de las reservas previamente descritas, pero por naturaleza de la aplicación la Reserva de Regulación debiese actuar más rápido que la Reserva Flexible.

Análisis: A pesar de no poseer un criterio homologado en todos los ISO que forman el Sistema Interconectado Occidental de EE.UU. el método recomendado por los estudios realizados en NREL considera aspectos que son relevantes respecto a las variables de generación que afectan en la operación del sistema.

El método, al igual que el implementado en Alemania, considera la independencia entre las variables demanda, generación solar fotovoltaica y eólica del sistema, permitiendo la obtención de reservas mediante sumas geométricas. Se debe considerar que los intervalos de confianza utilizados son recomendados, pero pueden ser modificados para obtener mayor probabilidad de uso efectivo de reservas.

²⁹Es utilizada para corregir de manera anticipada los desbalances durante condiciones normales.

La división entre RR y RF ayuda a entender la extensión del sistema, puesto que, al estar compuesto por diferentes estados, la topología a las que se encuentran expuestas las diversas fuentes de generación solar fotovoltaica y eólica difiere, lo que se debiese tener siempre en consideración.

3.4. Situación Internacional - EE.UU. (ERCOT)

Análogamente a la entidad que vela por la operación segura y confiable de la interconexión occidental (WECC), el sistema de Texas está bajo la supervisión de ERCOT. Éste consiste, a diferencia del anterior, en una única BA, que cubre el 90 % de la demanda del Estado de Texas³⁰. *Texas Legislature* asignó en 1999 a ERCOT cuatro responsabilidades principales que consisten en:

- i) La confiabilidad del sistema (planificación y operación),
- ii) liquidación de la economía de escala para la producción y entrega de electricidad,
- iii) procesos de cambio del “*retail*” a elección del cliente y,
- iv) acceso abierto a la transmisión.

Contextualizando, el sistema posee una potencia instalada de 67.1 GW [32] que consiste en centrales termo e hidroeléctricas, además de 19 GW en parques eólicos y 950 MW en energía solar fotovoltaica [33]. La demanda máxima registrada en el sistema fue de 71.11 GW durante el 11 de agosto de 2016, pero actualmente existen pronósticos durante este verano de 2018 en los cuales la demanda podría llegar a 27.8 GW.

3.4.1. Reservas de Potencia

En el año 2016 [34] se realizaron propuestas de cambio a la estructura de los “*Ancillary Services*” o Servicios Auxiliares³¹ de ERCOT, la cual está compuesta por [35]:

Load Frequency Control: o LFC es el despliegue de:

³⁰<http://www.ercot.com>

³¹En Chile y en su regulación propiamente tal, se conocen como servicios complementarios o SSCC.

- Los recursos de generación que proporcionan “*Regulating Service*” o Servicio de Regulación para garantizar que la frecuencia del sistema se mantenga dentro de los límites predeterminados,
- y/o el despliegue de los recursos de generación que proporcionan “*Responsive Reserve Service*” o Servicio de Respuesta Receptiva cuando sea necesario como regulación de respaldo.

Non-Spinning Reserve: Servicio Auxiliar que es proporcionado mediante el uso de una parte de los recursos de generación fuera de servicio que pueden ser sincronizados y operados a cierta consigna de generación dentro de 30 minutos (o recursos de carga que puedan ser interrumpidos dentro de 30 minutos) y que puedan estar activos (o interrumpidos en el caso de las cargas) a cierto nivel por al menos una hora. También puede ser proporcionado por generación conectada en vacío que pueda responder a los requerimientos dentro de 30 minutos y que esté reservada exclusivamente para el uso de este servicio.

Responsive Reserve Service: o RRS es un Servicio Auxiliar que proporciona reservas operativas y está destinado a:

- Detener el decaimiento de frecuencia dentro de los primeros segundos de una desviación significativa en la frecuencia en la Red de Transmisión de ERCOT usando “*Primary Frequency Response*” o Respuesta Primaria de Frecuencia y carga interrumpible.
- Posterior a los primeros segundos de una desviación significativa en la frecuencia, ayudar a restaurarla a su consigna para que el sistema se normalice.
- Proporcionar energía o interrupción continua de carga durante la implementación de “*Energy Emergency Alert*” (EEA) o Alerta de Emergencia Energética; y
- proporcionar regulación de respaldo.

Regulation Down Service: o “*Reg-Down*”, es un servicio Auxiliar que proporciona capacidad que puede responder a señales desde ERCOT dentro de cinco segundos

para actuar frente a cambios en la frecuencia del sistema. Dicha capacidad es el monto disponible bajo el punto de operación pero sobre el mínimo técnico de un recurso de generación, y puede ser llamado a cambiar su consigna de generación como sea necesario, dentro del rango disponible, para mantener una apropiada frecuencia en el sistema. Una carga que proporcione “*Reg-Down*” debe poder incrementar y disminuir su demanda (hasta su máximo) para operar por este Servicio Auxiliar.

Regulation Up Service: o “*Reg-Up*”, es un servicio Auxiliar que proporciona capacidad que puede responder a señales desde ERCOT dentro de cinco segundos para actuar frente a cambios en la frecuencia del sistema. Dicha capacidad es el monto disponible sobre el punto de operación pero bajo su máximo de un recurso de generación, y puede ser llamado a cambiar su consigna de generación como sea necesario, dentro del rango disponible, para mantener una apropiada frecuencia en el sistema. Una carga que proporcione “*Reg-Up*” debe poder incrementar y disminuir su demanda (hasta su máximo) para operar por este Servicio Auxiliar.

Las propuestas para modificar la estructura de estos Servicios Auxiliares se describen a continuación tal como se especifican en [34]:

Regulating Services: Continúa el uso de los servicios “*Reg-Down*” y “*Reg-Up*”.

Frequency Reserve Services: Estos servicios desglosan el RRS en tres categorías para mantener la frecuencia en 60 [Hz].

- *Fast Frequency Response:* Recursos que deben poder proporcionar niveles designados de energía o potencia en fracciones de segundo y mantener dichos niveles por al menos 10 minutos.
- *Primary Frequency Response:* Recursos con niveles definidos de capacidad para este servicio, el cual puede responder proporcionalmente a las desviaciones de frecuencia.
- *Contingency Reserve Service:* Recursos que deben poder lograr niveles específicos de generación dentro de 10 minutos.

Supplemental Reserve Service: Recursos que proveen una específica y medible cantidad de potencia al sistema dentro de 30 minutos pero no requieren responder a las desviaciones de frecuencia.

Synchronous Inertial Response: Además de estos servicios, personal y accionistas de ERCOT continúan las discusiones sobre la necesidad de este servicio, donde la generación sincrónica no es suficiente para mantener la fuerza de inercia que ayuda a soportar los constantes movimientos de energía.

En la siguiente figura se muestra un diagrama de los modelos actual y propuesto para la estructura de estos Servicios Auxiliares:

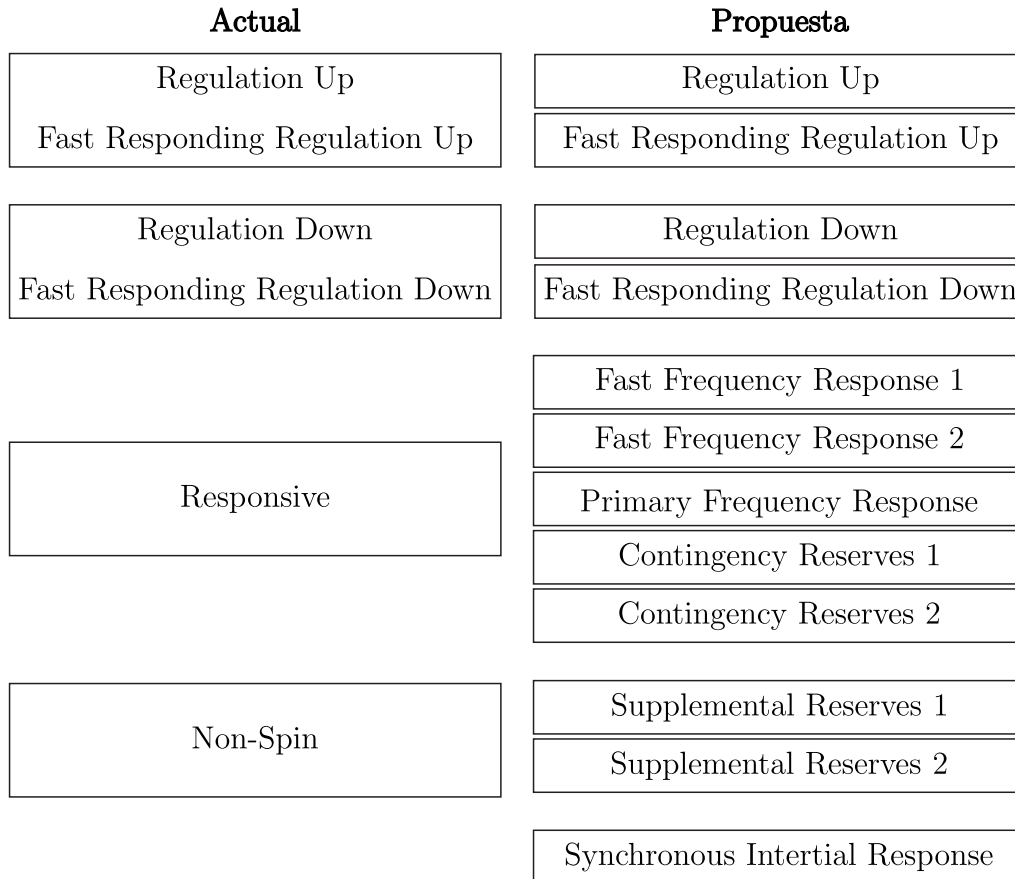


Figura 3.4: Estructuras actual y propuesta de Servicios Auxiliares en ERCOT. Obtenido a partir de [34].

3.4.2. Metodología

A diferencia de los métodos recomendados por WWSIS, ERCOT utiliza cálculos considerando la carga neta del sistema³². La metodología de cálculo [36] establece los valores bases para las regulaciones de subida y bajada, mediante uso de datos históricos del sistema (no se especifica resolución de los datos), obtenidos una vez por año:

- La regulación base de subida (“*Reg-Up*”) se obtendrá como el máximo entre el percentil 95 de las regulaciones del mismo mes de los últimos dos años, y el percentil 95 de los cambios positivos de carga neta del mismo mes de los últimos dos años.
- Para la determinación de la regulación base de bajada (“*Reg-Down*”), ERCOT considera el mayor entre el percentil 95 de las regulaciones de bajada del mismo mes de dos años previos, y el percentil 95 de los cambios negativos de la carga neta del mismo mes de dos años anteriores.

La metodología en sí no detalla sobre filtros realizados a los datos a utilizar debido a fallas en el sistema, sólo que consiste en una determinista pura, pues no se consideran variables aleatorias intrínsecas del mismo al momento de la obtención de estas reservas. Pero sí se considera, en cierta medida, la generación eólica analizando el incremento en los montos de potencia instalada de esta tecnología.

Para considerar el incremento de los montos de penetración eólica, ERCOT calcula el incremento de la capacidad de generación eólica instalada. Luego, dependiendo del mes del año y la hora del día, se sumarán estos MW incrementales a los obtenidos por los métodos anteriores. Estos MW incrementales se obtienen de tablas a partir de estudios realizados por ERCOT anualmente, siendo estas publicadas mensualmente.

Análisis: La metodología presentada anteriormente considera la demanda neta del sistema para el cálculo de sus reservas para luego corregir dichos valores según la inserción de nuevas centrales eólicas al sistema. Tal metodología representa una manera

³²La carga neta del sistema se obtiene como $demanda_{total} - generacion_{solar} - generacion_{eolica}$

sencilla para calcular las reservas del sistema, pero no representa las variabilidades en la generación solar fotovoltaica o eólica. El caso presentado es particular de ERCOT dados los altos niveles de integración que se presentan en el sistema, por lo que para ser considerado al caso nacional se debiese estudiar con mayor profundidad.

Al igual que las metodologías actualmente implementadas en Chile, es una con características estáticas, puesto que las reservas son calculadas una vez, previo al periodo de implementación, con la diferencia de tener montos particulares en cada mes.

3.5. Situación Internacional - Suiza

Al igual que el sistema eléctrico alemán, el sistema eléctrico suizo forma parte de la red de interconexión de Europa continental y de la ENTSO-E a partir de su único Operador o TSO denominado Swissgrid Ltd³³, el cual es encargado de coordinar la operación para satisfacer una demanda máxima de 10.9 GW³⁴ a través de 6.600 km de líneas de transmisión de 220 kV y 380 kV [38].

Además, Swissgrid es responsable por la seguridad y confiabilidad de la operación del sistema de transmisión suizo y las conexiones con los sistemas de transmisión extranjeros [39]. Con dicho objetivo, Swissgrid coordina la operación del sistema con los TSO extranjeros y supervisa el área de control de Suiza, propósito por el cual es necesaria la implementación de Servicios Auxiliares, tales como la Reserva de Control Secundaria.

A diferencia de los sistemas analizados previamente, en Suiza no existen registros de generación eólica o solar fotovoltaica hasta la fecha, puesto que no hay centrales que sean despachadas, pero sí se mencionan capacidades instaladas de este tipo de centrales [38]. Dichos valores a final del año 2014 correspondían de 60 MW en centrales eólicas y 1000 kWp en solares fotovoltaicas, los cuales no han variado dentro de los últimos años.

³³<https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home.html>

³⁴Demanda máxima a la fecha 29/11/2017 [37]

La capacidad instalada según tipo de producción es [37]:

Tabla 3.1: Capacidad instalada según tipo de producción. Suiza en el año 2017.

Tipo de central	Capacidad instalada
Bombeo	5064 MW
Hidráulica de embalse	4898 MW
Nuclear	3373 MW
Hidráulica de pasada	190 MW

3.5.1. Reservas de Potencia

Tal como se presentó para el sistema alemán, al estar bajo las normas y definiciones de la ENTSO-E, Swissgrid opera con las mismas definiciones de reservas de potencia que se detallaron para el sistema interconectado de Alemania.

Existe un término adicional utilizado por el sistema suizo que se denomina “*Overall Reserves*” o Conjunto de Reservas, y hace referencia a la cantidad de reservas que están asociadas a los controles secundarios y terciarios, es decir reservas secundarias más terciarias, los cuales poseen las mismas definiciones detalladas en [17].

3.5.2. Metodología

A diferencia de los sistemas estudiados, en Suiza se utiliza una metodología híbrida, la cual dimensiona las reservas en base a una combinación de dos criterios; uno probabilístico y otro determinista [40].

Criterio Probabilístico: recomendado por la ENTSO-E Operation Handbook, indica que el ACE debe ser regulado a cero con una probabilidad del 99,8%; lo que es equivalente a decir que el déficit de las reservas no puede ocurrir con una probabilidad mayor al 0,2%.

Dicha probabilidad se obtiene a partir del ACE de lazo abierto, el cual corresponde al ACE medido en tiempo real más las Reservas Secundarias y Terciarias desplegadas.

Luego, Swissgrid calcula la función de probabilidad acumulada del ACE de lazo abierto, el cual se utiliza para calcular el Conjunto de Reservas. Dicha función de probabilidad acumulada representa la probabilidad con que cierta desviación de potencia exceda cierto volumen de la misma. En otras palabras, se percibe como una función que describe la probabilidad de déficit versus reservas.

Para el dimensionamiento de Reservas Secundarias se utilizan las desviaciones espontáneas de potencia, por ejemplo, las Reservas Secundarias utilizadas incluyendo las mediciones de ACE.

Tradicionalmente Swissgrid ha determinado repartir las reservas obtenidas equitativamente entre las Reservas Secundarias positivas y negativas, y el Conjunto de Reservas positivo y negativo.

Un inconveniente con la función de probabilidad descrita previamente, es que es asimétrica respecto a las desviaciones negativas y positivas, por lo que el método no considera dicha asimetría y reparte equitativamente las reservas.

Criterio Determinista: Indica que el monto total de reservas debe ser capaz de cubrir la falla en la central más grande que pueda tener el sistema. En particular, Suiza posee la central nuclear de Leibstadt de 1250 MW. Además, existe un contrato mutuo de Servicios Auxiliares de Emergencia entre Suiza y países vecinos. Este acuerdo tiene por objetivo el traspaso de reservas entre participantes con el fin de compensar incidentes poco probables.

El volumen más grande implica 400 MW de Reserva Terciaria entre Francia y Suiza.

Análisis: El método en sí no presenta demasiadas dificultades de implementación, puesto que utiliza mediciones reales en los desbalances de sistema para dimensionar las reservas. Esto provoca que tenga naturaleza correctiva en lugar de predictiva, pero es más dinámica que las implementadas actualmente en el país. Eso se basa en el hecho

de que actúa mediante mediciones en tiempo real y reservas actualmente desplegadas en lugar de fijar los montos de reservas en función de montos previamente definidos.

3.6. Artículo: Metodología Probabilístico-Dinámica

Los autores de [19] implementan una nueva metodología para la determinación de reservas incluyendo los efectos estocásticos de la generación eólica, con el fin de optimizar el modelo de predespacho considerando la metodología dinámica propuesta para las reservas.

Se establece que, durante los últimos años, se han propuesto diversos métodos por los sistemas de potencia para cuantificar las reservas adicionales debido al incremento de la generación eólica. Entre ellos se encuentran metodologías:

- Estadísticas: como la n-sigma; la cual se basa en la comparación entre las series de tiempo de la demanda y la demanda neta, y
- Probabilísticas: las cuales integran diferentes fuentes de incertidumbre para el cálculo de reservas.

La base de estos métodos es el margen de generación del sistema, el cual está dado por la diferencia entre el total de generación disponible y la demanda; lo que representa la cantidad en que la capacidad de generación excede a la carga del sistema.

3.6.1. Metodología Propuesta

Se cuantifican las Reservas Secundarias y Terciarias para cada hora del día, asumiendo constante la Reserva Primaria³⁵ y calculando dos fdp denominadas “*System Generation Margin Distributions*” o SGMDs, las cuales son bastante similares a la fdp representativa definida para el sistema alemán:

³⁵Tal como se ha mencionado previamente, corresponde a la caída de la central despachada más grande del sistema.

SGMD de 1 hora: Representa la probabilidad de desbalances de potencia con resolución de 1 hora, los cuales deben ser compensados por las Reservas Primarias, Secundarias y Terciarias. Considera la convolución de las fdp de todas las fuentes de incertidumbre en el sistema, correspondientes a variabilidad eólica y de demanda, errores en los pronósticos de demanda y generación eólica, y fallas en plantas convencionales.

SGMD de 10 minutos: Representa la probabilidad de desbalances de potencia en la resolución temporal de 10 minutos, los cuales deben ser compensado por las Reservas Primarias y Secundarias. Se obtiene a partir de la convolución de las fdp de variabilidad eólica y de carga además de la fdp de falla en centrales convencionales.

Ambas SGMDs se calculan asumiendo la independencia entre las variables estocásticas comprometidas. Se recomienda revisar la independencia estocástica de dichas variables para cada caso en particular mediante un análisis de correlación previo a la aplicación de la metodología.

En la metodología mencionada, se definen y utilizan los siguientes términos para realizar el cálculo de las SGMDs mediante convolución:

- Error en pronóstico de generación eólica: Es la diferencia entre la inyección media real de generación eólica por hora y el valor pronosticado en cada hora. Se asume que el pronóstico de generación eólica se realiza cada hora del día. De no existir una cantidad relevante de datos históricos, se puede construir la fdp con generación eólica horaria simulada. Luego se puede obtener la serie del error de pronóstico como la diferencia entre la serie sintética y la real pronosticada.
- Error en pronóstico de demanda: Es la diferencia entre la demanda pronosticada y el promedio de la demanda real en intervalos de 1 hora.
- Variabilidad eólica: Se define como la diferencia entre la serie promedio de generación eólica de 10 minutos y la de 1 hora de resolución.

- Variabilidad de demanda: Es la diferencia entre la demanda media, con resolución de 10 minutos, y la media de la hora correspondiente.
- Falla de centrales: Se calcula la distribución de probabilidad discreta de la falla de centrales convencionales en base a las tablas de probabilidad de falla [41].

Análisis: Esta metodología posee todas las cualidades positivas y negativas descritas para el sistema aplicado en Alemania, pero con mayor dificultad de implementación puesto que requiere mayor información y de mayor resolución para aplicar el método completo.

La naturaleza del método es bastante dinámica, puesto que se propone por los autores realizar el cálculo de las reservas para cada hora del predespacho a partir de los pronósticos de generación eólica realizados cada hora del día para la obtención óptima de las reservas.

El no considerar los efectos de la generación solar fotovoltaica al modelo de cálculo de reservas indica que el método no representa la totalidad de los eventos estocásticos del sistema, pero dado que la generación solar fotovoltaica posee un comportamiento más definido que la generación eólica, no debiese afectar en gran medida en la obtención de los montos de reserva.

La propuesta de considerar variabilidad y no solo incertidumbre de las variables aleatorias en el modelo, puesto que utilizan las diferencias entre intervalos de generación para cada SGMD, provoca mayor complejidad para la implementación del cálculo, pero a la vez, una representación más fiel del sistema en el modelo.

3.7. Comparación de las Metodologías

A continuación se presenta una tabla comparativa de las características principales de las metodologías presentadas previamente, con el fin de tener una visión más global de cada una de ellas:

Tabla 3.2: Comparación de las características fundamentales de cada metodología.

Característica	Metodología						
	SIC	SING	Alemania	WECC*	ERCOT	Suiza	Artículo
Tipo de metodología	Estadística	Estadística	Probabilística	Probabilística	Determinista	Híbrida	Probabilística
Naturaleza	Estática	Estática	Estática	Dinámica	Estática	Dinámica	Dinámica
Tipo de datos	Reales y pronósticos	Reales y pronósticos	Reales y pronósticos	Reales y pronósticos	Reales	Reales	Reales y pronósticos
Resolución de datos	1 hora	1 hora	Sin información	1 hora y 10 minutos	1 hora	1 minuto**	1 hora y 10 minutos
Filtros aplicados	Ninguno	Fallas en el sistema	Sin información	Sin información	Sin información	Ninguno**	Sin información
Periodicidad	Anual	Anual	3 meses	Sin información	Anual por mes	Sin información	Sin información
Variables aleatorias	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí
Requerimiento	Sistémico	Sistémico	Sistémico	Zonal	Sistémico	Sistémico	Sistémico
Implementación	Manual	Híbrida	Automática	Automática	Automática	Automática	Sin información

*Metodología propuesta por el estudio de WWSIS.

**Información obtenida a través de medios oficiales de consulta pública.

Las características analizadas representan lo siguiente:

- Tipo de metodología: Clasificar por metodología determinista o probabilista la utilizadas por los diferentes sistemas.
- Naturaleza: Capacidad de la metodología o implementación de la misma a recalcular las reservas obtenidas durante el periodo de un año o de obtener valores de reservas para diferentes periodos del mismo.
- Tipo de datos: Se refiere a si los datos utilizados en la metodología son valores históricos (de generación y/o demanda), y/o si son datos obtenidos a partir de proyecciones realizadas.
- Resolución de datos: Intervalo de tiempo entre datos de generación o demanda consecutivos utilizados por la metodología.
- Filtros aplicados: Situaciones donde se modifiquen los datos a utilizar obligando a retirar secciones de los datos a utilizar tales como en casos anormales de operación del sistema.
- Periodicidad: Tiempo establecido de cálculo e implementación de las reservas por la metodología.
- Variables Aleatorias: Utilización de variables aleatorias en el cálculo de las reservas, aplica para generación ERNC y definición de errores de parámetros.
- Requerimiento: Metodología utilizada para la obtención de reservas a nivel zonal o sistémico.
- Implementación: Referido a la aplicación de las reservas, si es que estas son utilizadas de manera automática (AGC) o manual.

Para finalizar con la comparación de las metodologías y el documento en sí, la tabla que se muestra a continuación realiza un resumen acerca de las ventajas y desventajas destacables de cada uno de los métodos analizados:

Tabla 3.3: Tabla comparativa de ventajas y desventajas de cada modelo.

Metodología	Ventajas	Desventajas
SIC	• Sencillo cálculo de reservas. No es necesaria la utilización de matemática compleja para su cálculo. • La información a utilizar se encuentra disponible para acceso público.	• Baja frecuencia de cálculo. • No determina reservas por periodos menores a un año. • No considera incertidumbre de variables de generación ERNC dentro del modelo.
SING	• Sencillo cálculo de reservas. No requiere de herramientas específicas ni complejas. • Datos utilizados son de acceso público.	• Baja frecuencia de cálculo. • Definición de montos por bloques no es suficiente. • No considera incertidumbre de variables de generación ERNC.
Alemania	• Sí considera los efectos de incertidumbre dentro del cálculo. • Toma en cuenta fdp de fallos en unidades del sistema. • Representa de manera más completa la naturaleza del sistema.	• Requiere de diversas variables, lo que puede resultar en una complejidad en la obtención de datos. • Ajustar fdp y aplicar convolución entre ellas requiere de aplicaciones matemáticas más complejas.
WECC*	• Tiene en consideración variables relevantes de generación, las cuales no son complejas de obtener. • El cálculo no utiliza funciones complejas, por lo cual permite el uso de softwares más comunes.	• Las reservas se determinan únicamente a partir de la carga y generación solar fotovoltaica y eólica, puede no representar de manera adecuada al sistema utilizando solo distribuciones normales. • No considera la tasa de fallos de las unidades del sistema.

Metodología	Ventajas	Desventajas
ERCOT	• Al utilizar la carga neta del sistema, considera la generación ERNC dentro del modelo. • Metodología en base a percentiles, lo cual permite una sencilla obtención de los montos de reserva. • Corrige los montos en base a la penetración de potencia instalada eólica en el sistema, lo cual varía constantemente a través del tiempo.	• No toma en cuenta la incertidumbre en la generación ERNC. • Asocia todo a la carga neta del sistema en lugar de analizar los efectos de las variables por separado.
Suiza	• Metodología que es relativamente sencilla de replicar. • No requiere de gran cantidad de variables.	• No se tiene acceso de la información a cerca del porqué de los montos establecidos en el criterio determinista.
Artículo	• Alta consideración de variables aleatorias en el modelo, permitiendo una representación fiable del sistema. • Naturaleza bastante dinámica, permitiendo un dimensionamiento constante de las reservas.	• Mayor complejidad de cálculo al necesitar ajustar fdp y aplicar convolución entre ellas. • Requiere de gran cantidad de información y datos asociados a generación.

Capítulo 4

Metodología Propuesta

En el presente capítulo se establece la metodología a proponer para el cálculo de los montos de reserva secundaria, la cual requiere de ciertas consideraciones a tomar en cuenta, especialmente en lo que refiere a la manipulación de los datos a utilizar.

4.1. Consideraciones

Parte del alcance de este capítulo es lograr modelar las distribuciones de probabilidad de las diferentes variables aleatorias que entran al modelo, de manera tal que se represente de mejor forma la naturaleza de estas mismas. Es decir, no basta con modelar cada variable aleatoria con alguna distribución que cumpla con ciertos parámetros de la muestra¹, sino que cumpla con representar correctamente su naturaleza.

Lo anterior se ve reflejado en diferentes publicaciones [19, 47–49] en donde se ajusta la distribución normal cuando en realidad esta no representa correctamente el comportamiento estocástico de las variables aleatorias. Esto sucede generalmente debido a que dicha distribución posee solo dos parámetros, μ y σ^2 , y estos son relativamente sencillos de estimar, lo que en general no sucede con otras distribuciones² como las presentadas

¹Por ejemplo, la media o el dominio de la distribución con el rango de valores que puede alcanzar la variable aleatoria.

²Aquellas distribuciones con mayor número de parámetros permiten modificar mayores características que aquellas con menor cantidad.

en el Anexo B.

4.1.1. Información a Utilizar

Tal como se ha revisado en capítulos anteriores, la metodología tiene por objetivo entregar un valor de reserva que sea representativo de la naturaleza del Sistema Eléctrico Nacional, es decir, que esté representado por las diferentes variables que inciden en la operación diaria de este, como por ejemplo, la generación ERNC.

El impacto que la generación ERNC tiene en la operación del sistema se debe principalmente a su incertidumbre y variabilidad, en donde la incertidumbre queda representada por el error entre el programa de generación esperado y el real, mientras que la variabilidad está dada por las diferencias de generación entre horas consecutivas. Lo anterior es similar a la programación de la demanda del sistema.

Dichas variables, generación ERNC y demanda, son claves para la obtención de los montos de reserva, por esta razón serán utilizados sus errores de pronóstico como aquellas variables aleatorias a modelar, pues son dichos errores los que afectan en la operación del sistema en el proceso del *unit commitment* [48].

La información a utilizar fue facilitada por el Coordinador Eléctrico Nacional, correspondiendo a diferentes planillas mensuales para el periodo comprendido entre junio de 2017 y abril de 2018, las cuales son obtenidas desde el SCADA y procesadas por el Departamento de Programación. Los datos trabajados poseen una resolución horaria, en donde se especifica la generación solar fotovoltaica y eólica por cada central del sistema, y la demanda total del sistema considerando valores reales y programados.

4.1.1.1. Separación por Bloques “día” y “noche”

Previo a la introducción de la metodología, es importante realizar una inspección general de los datos, pues es imprescindible ajustar un modelo con los datos manipula-

dos adecuadamente.

En particular, los datos referidos al error de pronóstico de generación solar fotovoltaica requieren de un filtro. Al observar el histograma, es notoria la concentración masiva de datos en una vecindad cercana al cero. Lo anterior es apreciable en la siguiente figura:

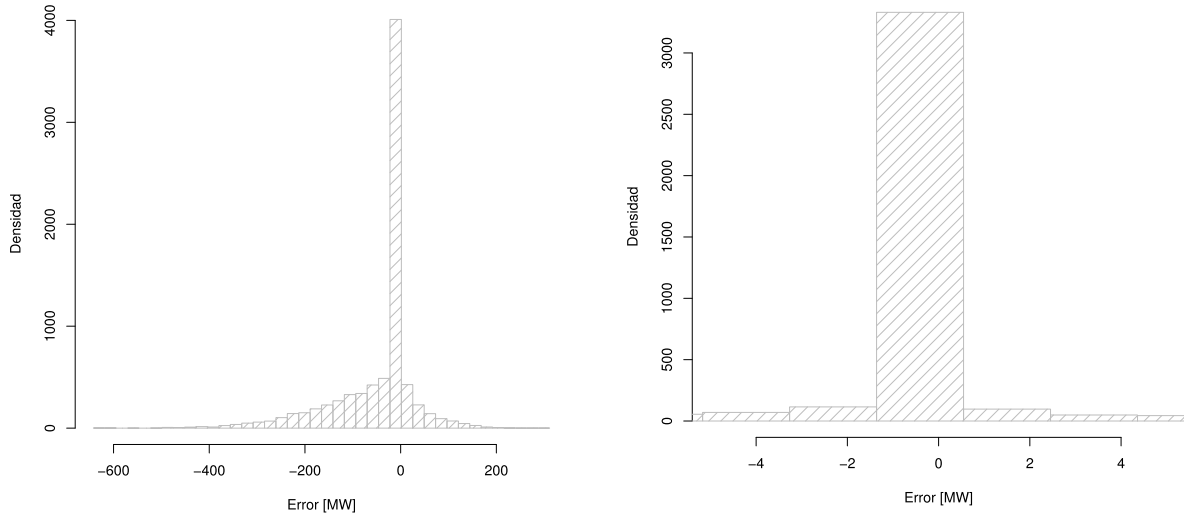


Figura 4.1: Histograma del error de pronóstico de generación solar fotovoltaica.

En la derecha de la Figura 4.1 se muestra un acercamiento del histograma completo en el intervalo de $(-5; 5)$ [MW], donde se puede observar la clara diferencia en la concentración de datos. Debido a lo anterior, la complejidad de modelar correctamente la densidad de distribución es bastante alta, pues difiere considerablemente de las distribuciones comúnmente conocidas³ y de las utilizadas en este documento.

La concentración excesiva de datos se debe a la gran cantidad de ceros y pequeñas desviaciones existentes, pues en las horas nocturnas⁴ tanto la generación solar fotovoltaica real como la programada son nulas, resultando en error cero. Esto requiere de la separación de los datos, de forma tal que no se pierda la naturaleza de ellos. Entonces se propone la división de las horas por “bloque día” y “bloque noche”, donde el último

³Tales como las distribuciones Normal, Weibull, Beta, etc.

⁴Generalmente corresponde al lapso de tiempo entre las 19:00 hrs hasta las 8:00 hrs, pero depende de la estación del año, pues por ejemplo, en invierno es un intervalo más extenso que en verano.

corresponderá a todas aquellas horas donde el error de previsión de la generación solar fotovoltaica esté dentro del rango $(-1, 1)$ [MW].

Esquemáticamente se tiene:

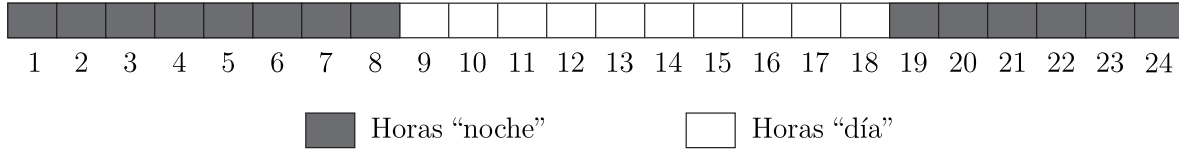


Figura 4.2: Identificación de las horas para los bloques "noche" y "día".

Esta separación se justifica en base a que la distribución de probabilidad de la variable aleatoria tiene comportamientos independientes entre sí, los cuales dependen del intervalo de tiempo en que se analice. En el "bloque noche" es posible dictar que la probabilidad de que la variable aleatoria tome valor cero es prácticamente de un 100 % dado que la irradiación solar es nula durante esas horas, mientras que durante el "bloque día" la distribución de probabilidad se comporta según una distribución desconocida que es necesario estimar; esto se realizará dentro de la Sección 4.3.1.1.

4.2. Programas Utilizados

Durante el desarrollo de este trabajo, se utilizaron diversos programas para las diferentes actividades requeridas según sus bondades para cada una de ellas. A continuación se muestra un listado de los programas empleados:

- En lo que refiere a extracción y organización de los datos a utilizar, el *software* empleado fue Visual Basic for Applications (VBA) de Microsoft en conjunto con Excel de Microsoft Office⁵.
- Para la lectura y ajuste de los datos se utilizó el *software* libre llamado R [42] con variados paquetes que deben ser descargados y llamados individualmente [43–46], los que poseen diferentes bondades para aplicaciones estadísticas/probabilísticas.

⁵Licencia obtenida mediante el convenio de la universidad en <https://products.office.com/en/student/office-in-education> para Office 365.

4.3. Metodología

La metodología se basa en la aplicada en el sistema eléctrico alemán por sus operadores de la transmisión o TSO. Dicha metodología fue presentada anteriormente en la Sección 3.2, por ende será necesaria la utilización de todos los conceptos presentados en el Capítulo 2.

Esta metodología consta de algunos pasos intermedios, estos se encargan del análisis de los datos antes de su ingreso al cálculo de reservas. Lo anterior tiene por objetivo estudiar el comportamiento probabilístico de dichos datos para que puedan ser modelados de la manera más adecuada posible a partir de una distribución de probabilidad estimada.

4.3.1. Procedimientos

Los procedimientos requeridos por la metodología se resumen en las Figuras 4.3 y 4.4 en forma de diagramas de flujos. Se separa en dos procedimientos principales, ajuste de los datos y cálculo de los montos de reservas.

Los primeros pasos de la metodología consideran la obtención de los datos a utilizar, su organización y posterior separación por bloque horario⁶. Una vez teniendo los datos clasificados y ordenados, se procede a visualizar los histogramas de cada uno de los errores de pronóstico, esto con el fin de poder definir una familia de distribuciones de probabilidad adecuadas para poder ajustar.

El siguiente procedimiento consiste en verificar la bondad del ajuste realizado, esto se puede realizar mediante un análisis de los gráficos cuantil-cuantil de la distribución ajustada a los datos y/u obtener algún tipo de indicador mediante el uso de un *test* de hipótesis,⁷ donde el resultado no depende del método elegido. Finalizando, al haber

⁶En caso de realizar alguna división diferente o adicional, se incluye en este paso.

⁷En el caso del *test* de hipótesis no es posible verificar cuál de todas las distribuciones ajustadas es la más adecuada para los datos (tal como se mencionó en el Capítulo 2), a diferencia del análisis de

obtenido una distribución bondadosa o adecuada para el ajuste, se proceden a almacenar los parámetros de la distribución utilizada.

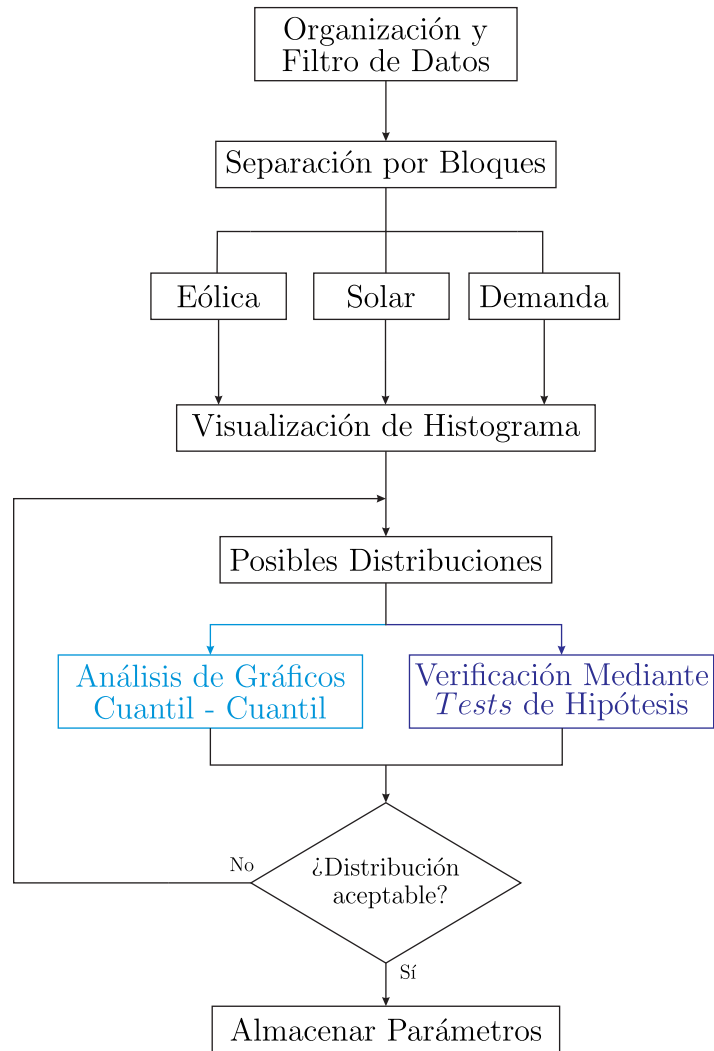


Figura 4.3: Diagrama de flujo del proceso de ajuste de datos.

Una vez obtenidas las funciones de probabilidad estimadas de cada variable, las cuales pueden ser indistintamente por gráficos cuantil-cuantil o tests de hipótesis, el paso final de la metodología consta del cálculo de los montos de reservas. Los resultados se pueden obtener mediante la elección de cualquiera de las dos maneras, según se observa en la Figura 4.4 en colores anaranjado y azul, la elección no tiene mayor incidencia en el proceso.

los gráficos cuantil-cuantil.

A partir de los parámetros obtenidos previamente se generan series con suficientes datos para representar de manera aceptable cada distribución⁸, o a partir de los parámetros se obtienen las funciones densidad, para luego realizar, por cada bloque horario (o tipo de división adoptada), la convolución entre las distribuciones.

El último paso viene dado luego de definir el intervalo de confianza con el cual se quiere obtener las reservas, esto puede estar dado por el número de horas en el año en que se espera que las reservas no sean suficientes en la operación del sistema, y así obtener las reservas utilizando los cuantiles de la distribución representativa del sistema para cada bloque.

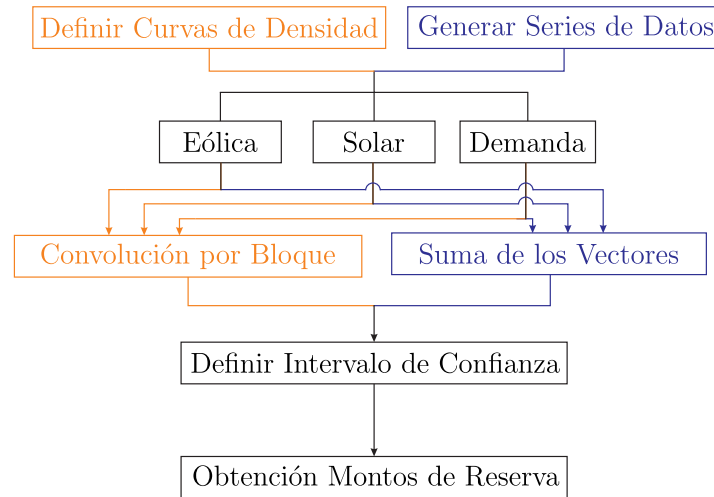


Figura 4.4: Diagrama de flujo del proceso cálculo para los montos de reservas.

4.3.1.1. Análisis de la Información

De la variedad de funciones de densidad de probabilidad existentes se puede acotar el estudio para la manipulación de los datos. Para esto se debe tener en consideración el dominio de la variable aleatoria en cuestión, puesto que hay funciones que sólo están definidas para valores positivos, tales como la distribución Exponencial, Lognormal, Weibull, entre otras.

⁸A partir de 1000 observaciones por cada variable es posible considerar aceptable la generación aleatoria de datos. De no estar completamente seguro, es posible realizar el estudio mediante los gráficos cuantil-cuantil.

A partir de lo establecido en la Sección 4.1.1 y dada la naturaleza de los datos que ingresan al modelo, se descartan las distribuciones mencionadas en el párrafo anterior, debido a que los valores de las diferentes variables aleatorias X_n toman valores positivos y negativos; teóricamente las distribuciones con las que se trabajará deberán cumplir con $X_n \in \mathbb{R}$.

Es importante destacar que variados estudios ajustan, por simplicidad, las distribuciones de probabilidad de los datos analizados como si fuesen gaussianas, lo que termina perjudicando el análisis pues no se representa de una manera adecuada el comportamiento estocástico de las variables aleatorias, lo que en el caso particular de este documento afecta directamente en la determinación de reservas de potencia [47, 48].

Error de pronóstico - Generación solar fotovoltaica: De los datos analizados previamente en la Sección 4.1.1.1 se obtiene el siguiente histograma al realizar la separación de dichos datos en los bloques día y noche según la Sección 4.1.1.1; al ser generación solar fotovoltaica, los datos del bloque noche no requieren de análisis.

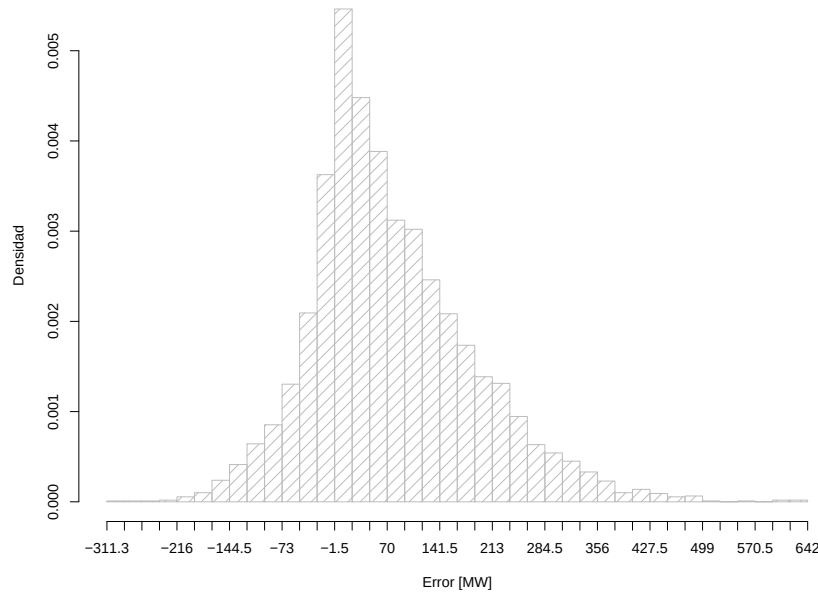


Figura 4.5: Histograma del error de pronóstico de generación solar fotovoltaica en el bloque día.

Es clara la diferencia al contrastar las Figuras 4.1 y 4.5, donde la última tiene una forma más similar a una distribución de probabilidad que la primera, por lo que parece más adecuada a comparar con alguna distribución de probabilidad teórica.

Para comenzar, se realiza el análisis de normalidad de los datos mediante las diferentes herramientas establecidas en la Sección 2.3, tales como el test Shapiro-Wilk, análisis del gráfico cuantil-cuantil, y la distribución acumulada. Los parámetros μ y σ de la distribución normal $\mathcal{N}(\mu, \sigma^2)$ ajustada fueron estimados a partir de la media y desviación estándar de la muestra [6]. El test entregó lo siguiente:

Shapiro-Wilk normality test
 $W = 0.96632$, p-value $< 2.2e-16$

A partir de un *p-value* tan bajo como el anterior se rechaza la hipótesis nula del test, determinando que la muestra no proviene de una distribución normalmente distribuida.

Para complementar lo anterior se obtienen las curvas de la Figura 4.6. En ambos gráficos se ven claras diferencias en la distribución, pero aún más en las colas según el gráfico cuantil-cuantil; esto refleja una diferencia a lo largo de toda la distribución acumulada:

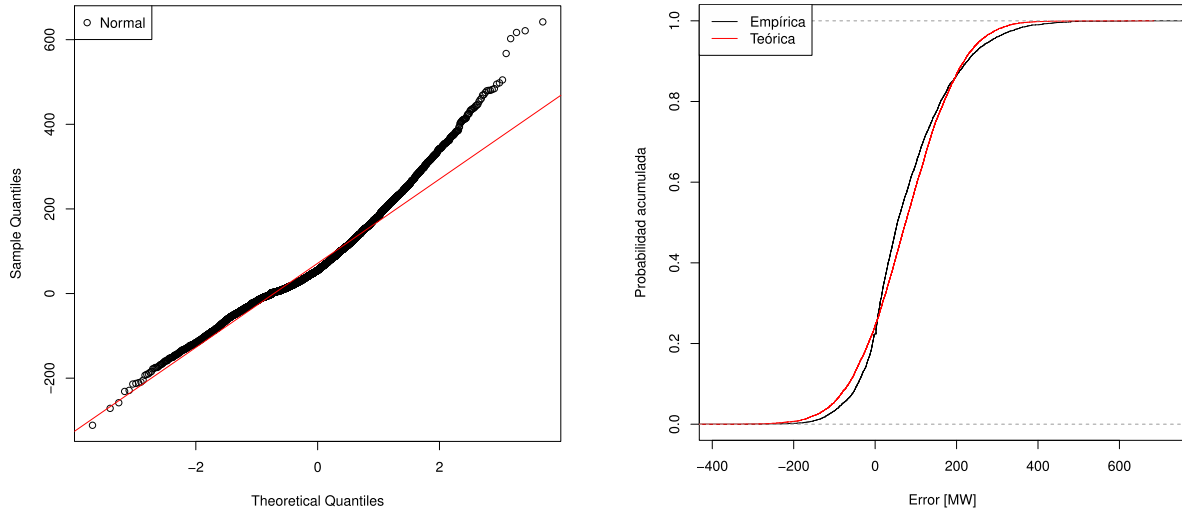


Figura 4.6: Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución normal.

Una vez descartada la normalidad de los datos, se requiere encontrar una distribución que represente adecuadamente el comportamiento de estos; para este caso particular se utiliza la distribución de Johnson “SU” [52]. A partir de la Figura 4.7, esta distribución permite un ajuste más bondadoso que el normal.

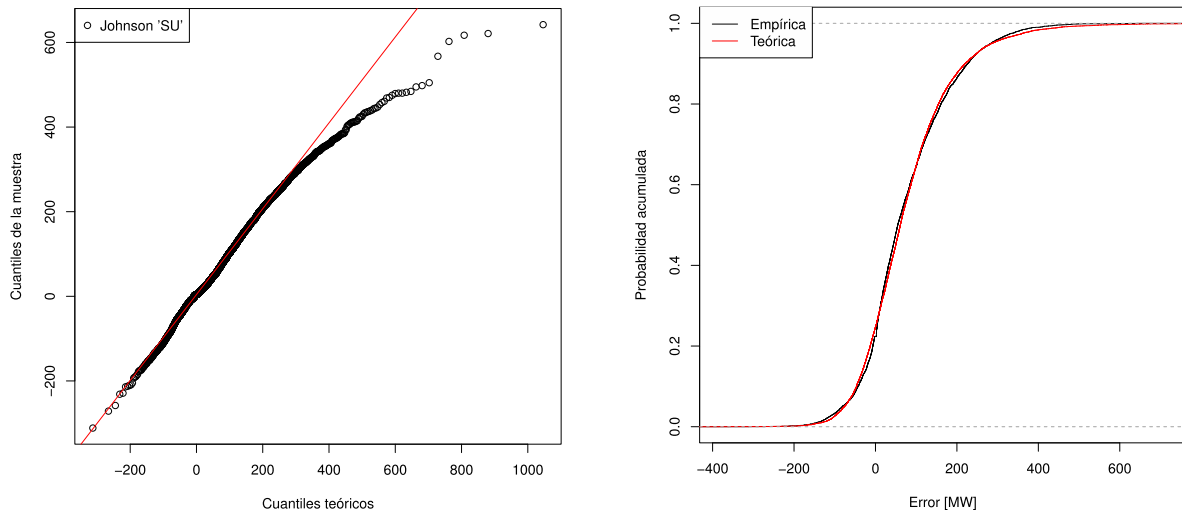


Figura 4.7: Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución de Johnson “SU”.

De la figura anterior se aprecia que los últimos dos cuartiles son aquellos en donde el ajuste no es capaz de modelarlos correctamente, pero no afectan en gran medida la forma en que se estima la distribución.

El ajuste anterior considera los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned}\gamma &= -1,157556 & \delta &= 1,754831 \\ \xi &= -37,8814 & \lambda &= 136,9582\end{aligned}$$

Una vez ajustados los datos se obtiene la superposición del histograma y de la curva densidad ajustada, permitiendo apreciar de otra manera la bondad del ajuste.

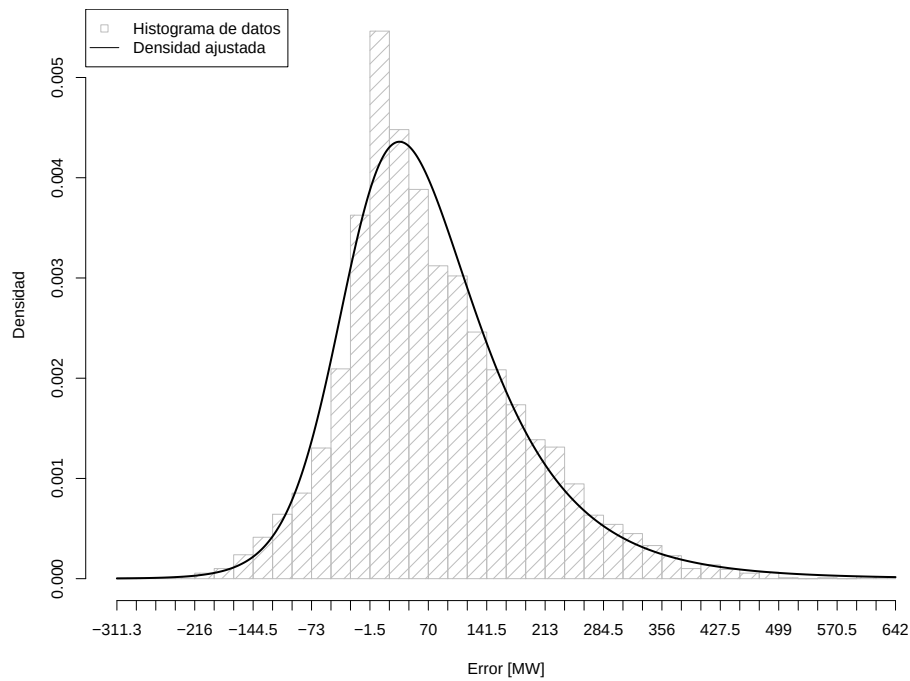


Figura 4.8: Histograma y densidad ajustada del error de pronóstico de generación solar fotovoltaica en el bloque día.

Error de pronóstico - Generación eólica: A diferencia de los datos de generación solar, a la generación eólica sí le corresponde realizar un análisis en el bloque noche definido anteriormente, por ende se trabajará en ambos bloques.

Para el bloque día, y siguiendo los primeros pasos de la metodología, se descarta inmediatamente la normalidad de los datos al realizar el test, además se observa en los gráficos de la Figura 4.9 que el ajuste no es adecuado; la diferencia recae en los últimos

cuartiles de la distribución, donde acotada sección de la muestra cae en la recta.

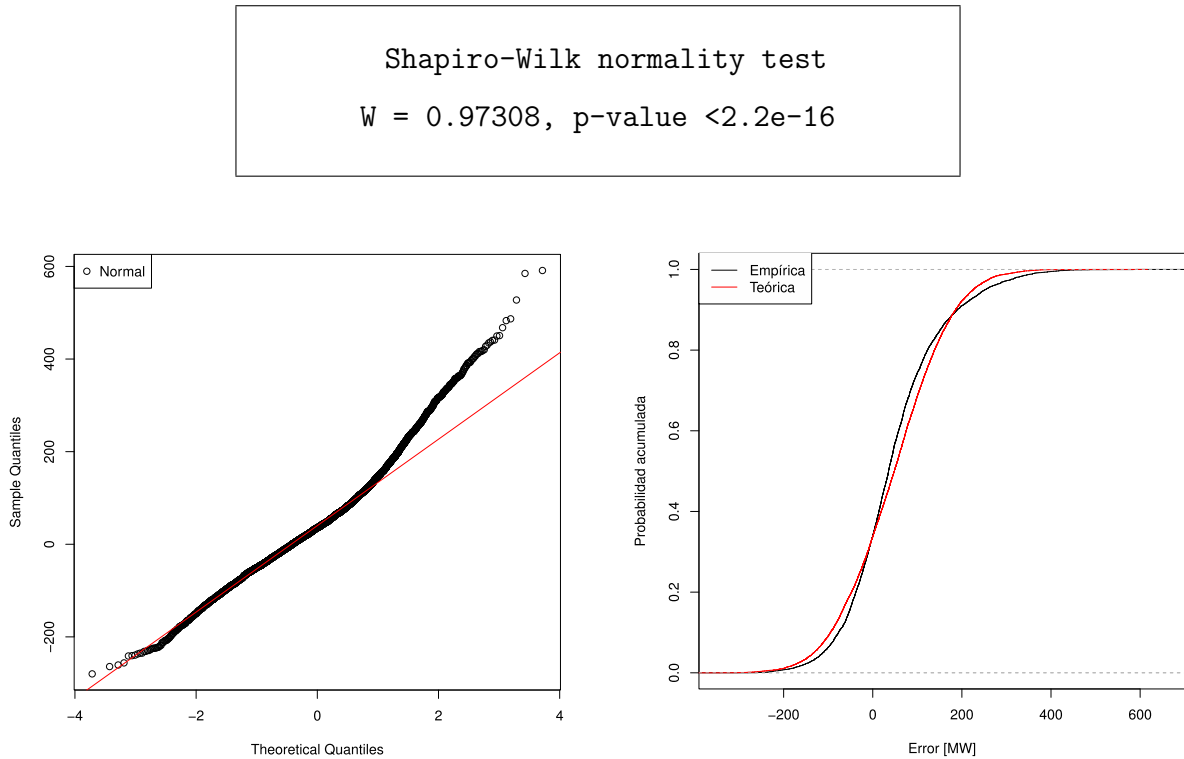


Figura 4.9: Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución normal en el bloque día.

Una vez descartada la normalidad de la muestra, el siguiente paso es encontrar una distribución que represente mejor los datos⁹. Al probar con una distribución hiperbólica generalizada [49] se obtiene un ajuste considerablemente más bondadoso que el normal a pesar de que los puntos más aislados (extremos de las colas de la distribución) no se encuentren sobre la curva.

⁹El proceso de encontrar cuál distribución es la más adecuada para los datos consiste en probar diferentes distribuciones hasta encontrar alguna cuyo gráfico cuantil-cuantil sea lo más similar a la recta “ideal”.

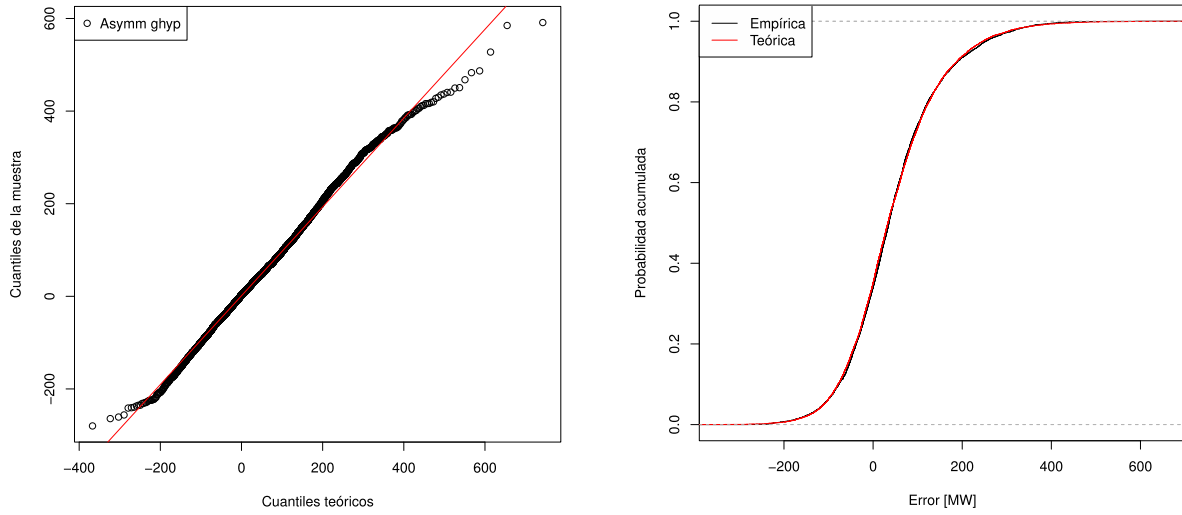


Figura 4.10: Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución hiperbólica generalizada en el bloque día.

El ajuste anterior considera los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned}\lambda &= 0,5981846 & \alpha &= 0,01862527 \\ \delta &= 116,7273 & \beta &= 0,006410228 \\ \mu &= -19,35448\end{aligned}$$

Con lo anterior el ajuste queda de la siguiente manera sobre el histograma de los datos:

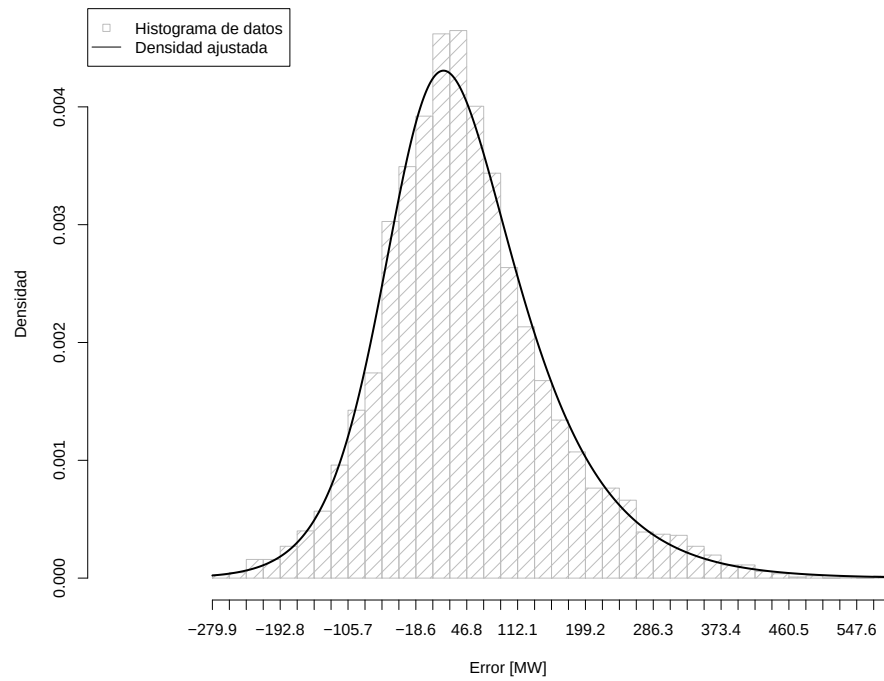


Figura 4.11: Histograma y densidad ajustada del error de pronóstico de generación eólica en el bloque día.

En lo que respecta al bloque noche, la conclusión no difiere de la anteriormente obtenida para los datos del bloque día respecto de la normalidad de estos:

Shapiro-Wilk normality test
 $W = 0.99706$, $p\text{-value} < 1$

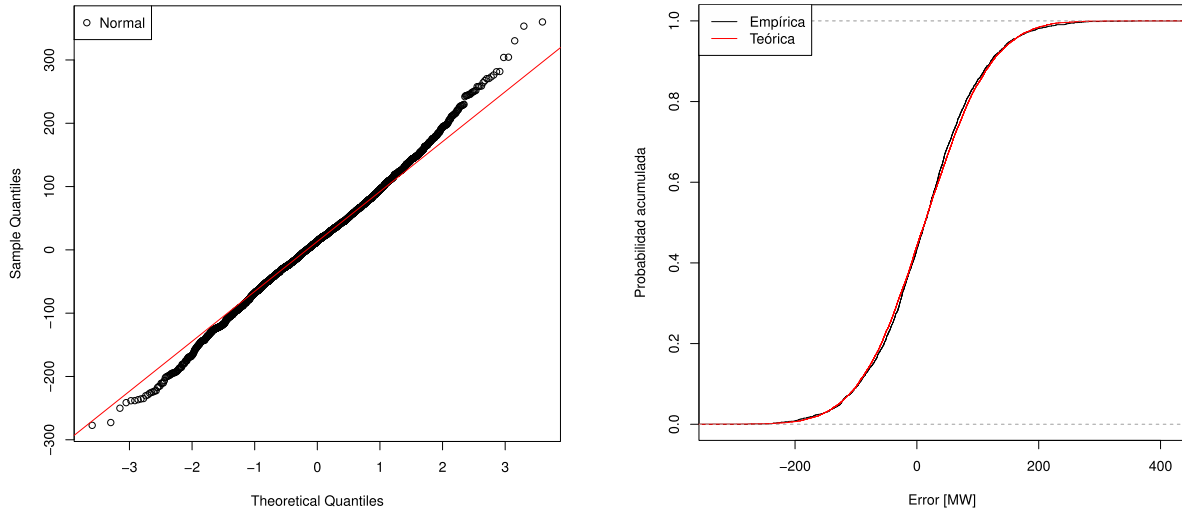


Figura 4.12: Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución normal en el bloque noche.

De las distribuciones probadas la que mejor se ajustó a los datos fue la distribución de Johnson tipo “SU”, en donde la diferencia en las colas del gráfico cuantil-cuantil son notables al igual que el seguimiento en la curva de probabilidad acumulada.

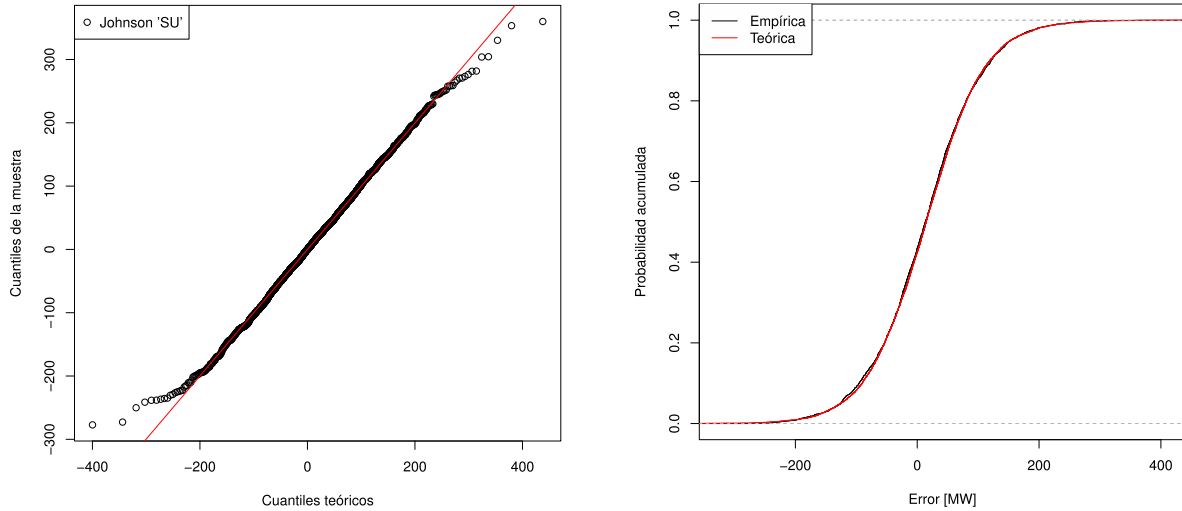


Figura 4.13: Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución Johnson “SU” en el bloque noche.

La función ajustada tiene los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned}\gamma &= -0,04594526 & \delta &= 2,220516 \\ \xi &= 9,614215 & \lambda &= 172,6578\end{aligned}$$

Finalmente, en la siguiente figura se aprecia el ajuste realizado sobre el histograma de los datos de error de previsión de generación eólica para el bloque noche.

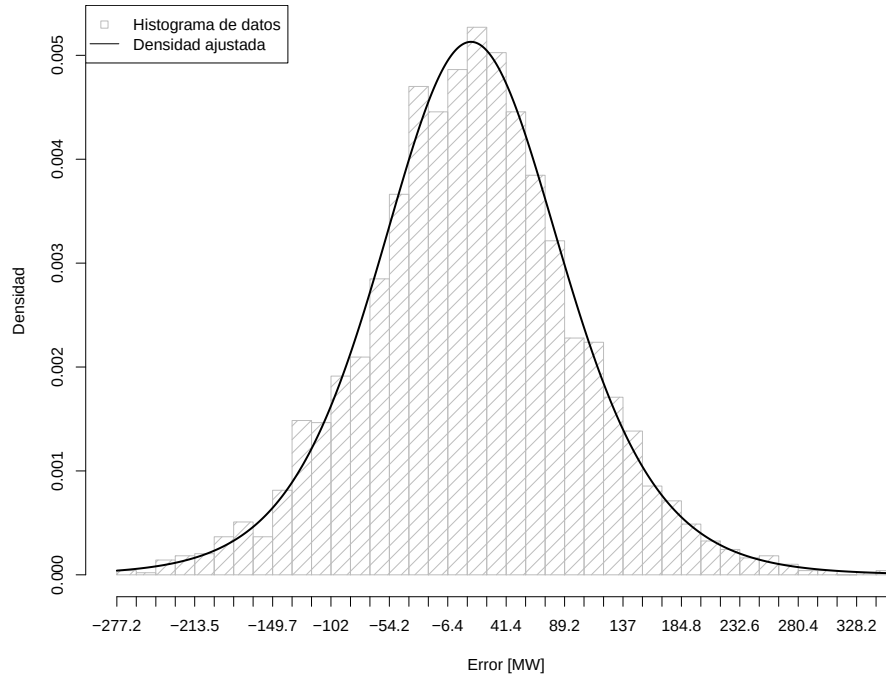


Figura 4.14: Histograma y densidad ajustada del error de pronóstico de generación eólica en el bloque noche.

Error de pronóstico - Demanda total: Al analizar la normalidad de la muestra, se obtiene un p – *valor* asociado al test Shapiro-Wilk bastante bajo, por lo cual no se acepta la hipótesis nula.

Shapiro-Wilk normality test
 $W = 0.99593$, $p\text{-value} < 2.361e-10$

Corroborando visualmente el resultado del test mediante los gráficos cuantil-cuantil y distribución acumulada de la Figura 4.15, las colas de la distribución normal estimada de la muestra difieren notoriamente de los cuantiles de esta.

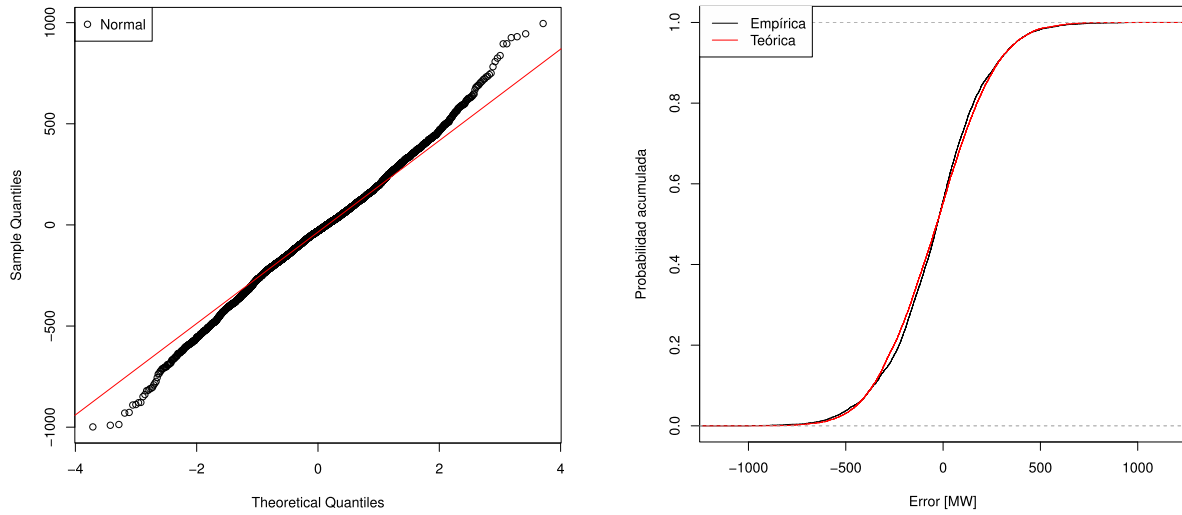


Figura 4.15: Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución normal en el bloque día.

Una distribución que se ajusta correctamente a los datos es nuevamente la hiperbólica generalizada. Tal como se aprecia en la Figura 4.16, tanto en el gráfico cuantil-cuantil como en la distribución acumulada, se logra un buen ajuste de los datos mediante dicha distribución.

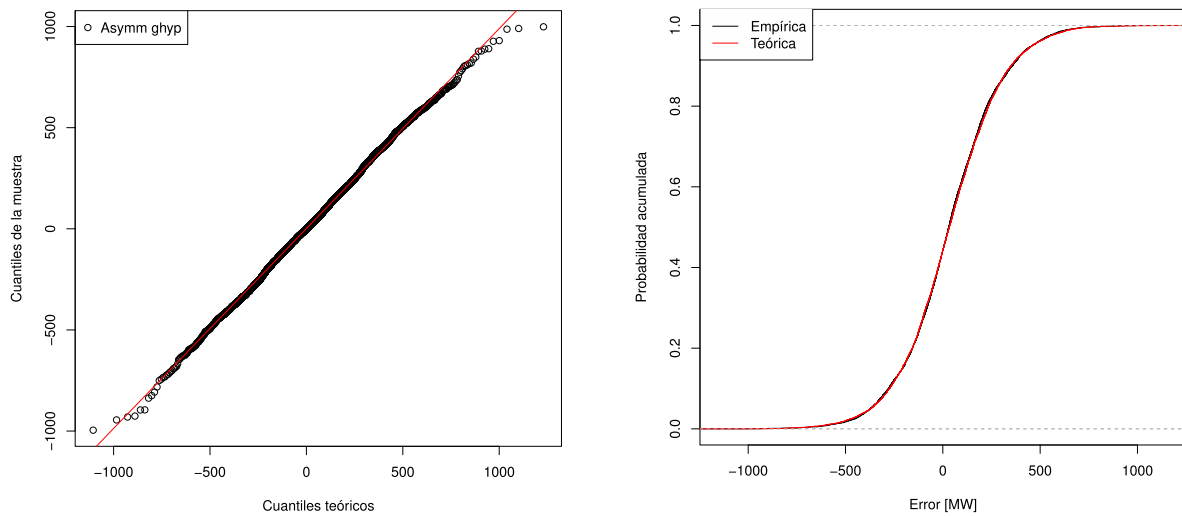


Figura 4.16: Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución hiperbólica generalizada en el bloque día.

Los parámetros ajustados son los siguientes:

$$\begin{aligned}\lambda &= 3,550778 & \alpha &= 0,01064795 \\ \delta &= 3,356763e-08 & \beta &= 0,0003224028 \\ \mu &= 15,47261\end{aligned}$$

Finalizando con el ajuste, en la siguiente figura se muestra el histograma de los datos utilizados junto con la densidad de probabilidad ajustada de estos. Tal como era de esperar, el ajuste es bastante bondadoso y refleja de manera adecuada el comportamiento probabilístico de la muestra.

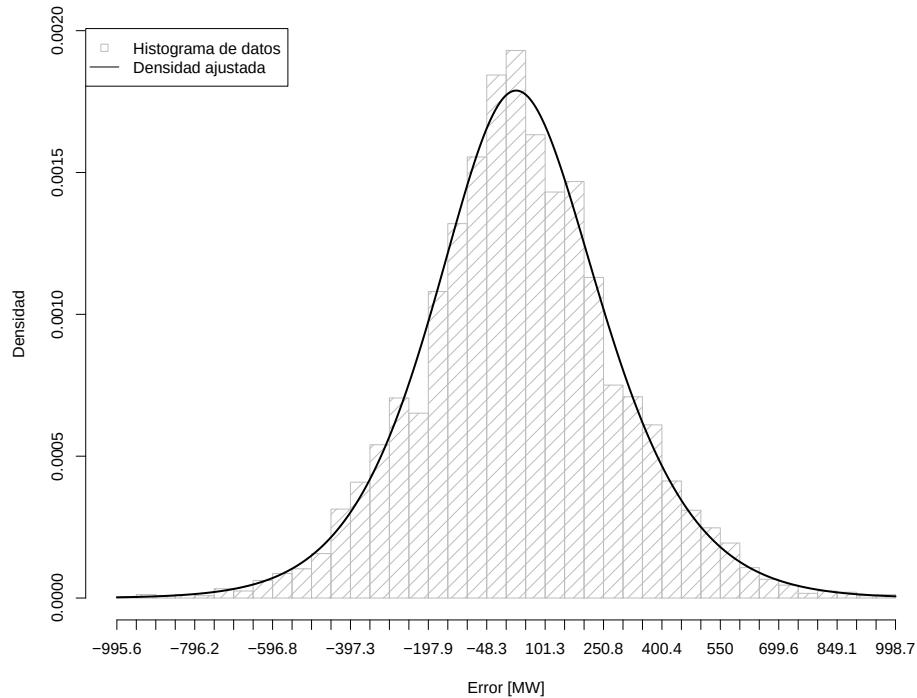


Figura 4.17: Histograma y densidad ajustada del error de pronóstico de demanda total en el bloque día.

Finalizando con el ajuste de los datos, el bloque noche de la demanda total tampoco queda ajustado correctamente mediante una distribución normal. Tanto el resultado del test como lo que se muestra en la figura 4.18 dan evidencia suficiente para descartar dicha distribución.

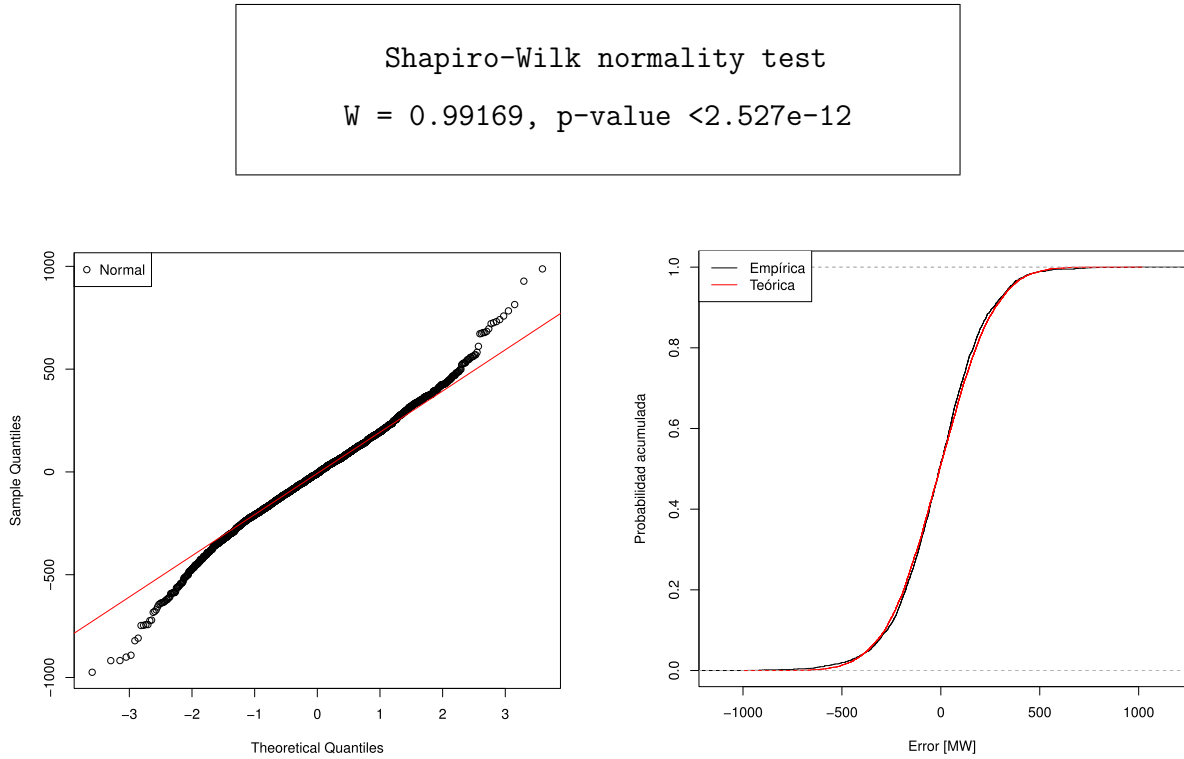


Figura 4.18: Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución normal en el bloque noche.

Al cambiar el ajuste a través de una distribución hiperbólica generalizada, se mejora considerablemente el ajuste de los cuantiles, sobretodo en la colas de la distribución.

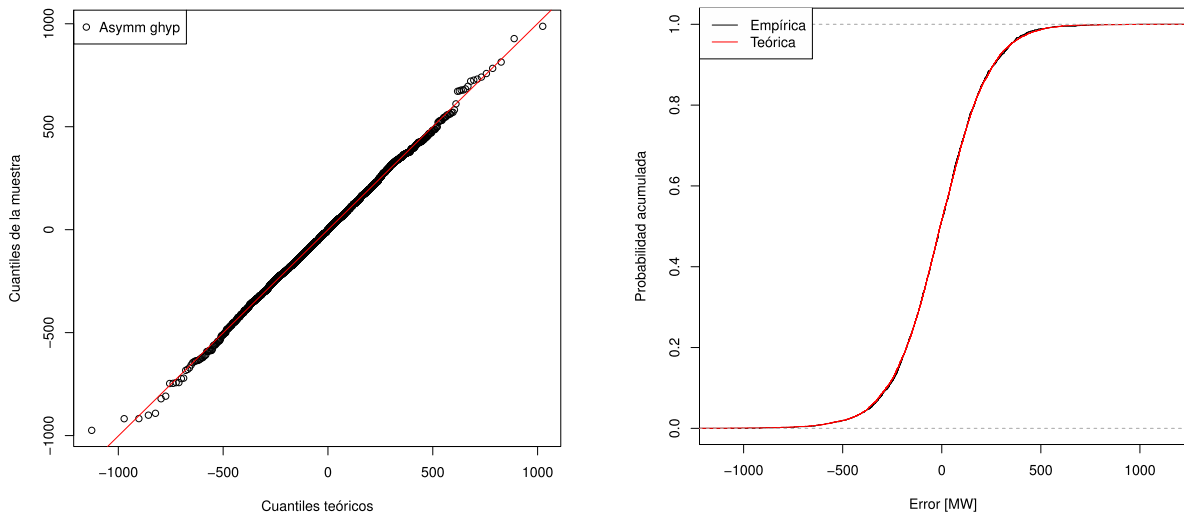


Figura 4.19: Gráficos cuantil-cuantil y de distribución acumulada respecto a una distribución hiperbólica generalizada en el bloque noche.

El ajuste utilizado corresponde a una distribución hiperbólica generalizada con los siguientes parámetros

$$\begin{aligned}\lambda &= -2,563863 & \alpha &= 0,004790546 \\ \delta &= 474,8215 & \beta &= -0,0003754169 \\ \mu &= 9,884422\end{aligned}$$

Con lo anterior, se obtiene la densidad de probabilidad de la distribución ajustada en conjunto con el histograma de la muestra.

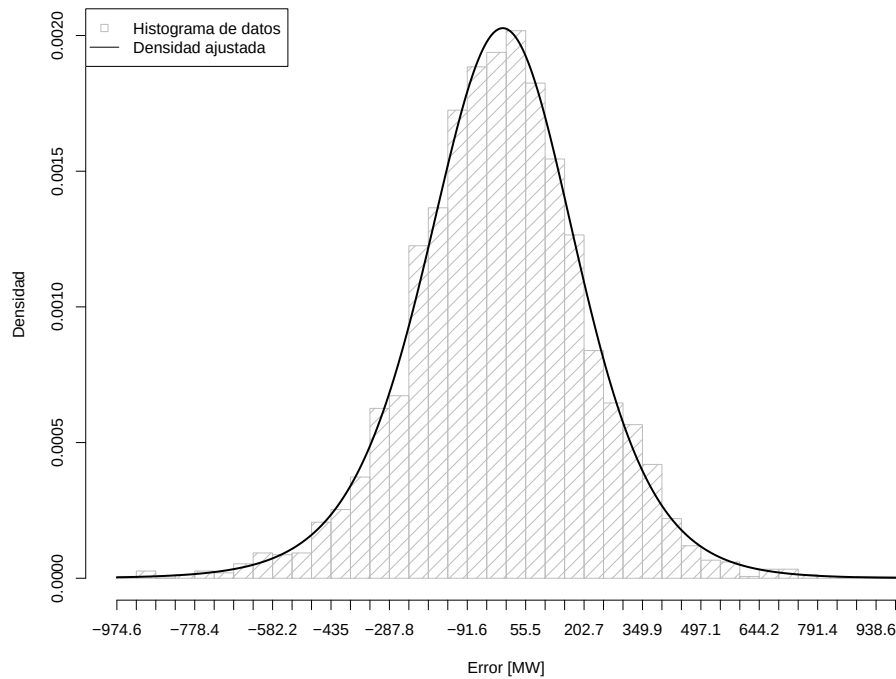


Figura 4.20: Histograma y densidad ajustada del error de pronóstico de demanda total en el bloque noche.

Una vez finalizada la parte de la metodología ilustrada en la Figura 4.3 se procede al cálculo de los montos de reserva según se muestra en la Figura 4.4, lo que se detalla en el siguiente capítulo.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Montos de Reservas Obtenidos

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, la convolución entre las diferentes densidades de probabilidad se puede obtener de dos maneras diferentes, cuyas diferencias resultan menores al 5 % para las reservas de subida y bajada.

A partir del tipo de cálculo realizado, en donde el error de pronóstico de la variable λ se obtuvo como la diferencia entre el valor programado λ_{prog} y el real λ_{real} ¹, se definen dos valores de reserva; “Reserva de Subida” y “Reserva de Bajada”.

$$\text{Error}_\lambda = \lambda_{prog} - \lambda_{real} \quad (5.1)$$

La Reserva de Subida hace referencia a aquellos momentos en donde la potencia generada en el sistema es inferior a la demandada (izquierda de la Figura 2.2), por lo que es análoga al caso $\lambda_{prog} < \lambda_{real}$, entonces corresponde a los valores negativos de reserva obtenidos a partir de los cuantiles definidos por el intervalo de confianza. De la misma manera, se define la Reserva de Bajada en los casos donde $\lambda_{real} < \lambda_{prog}$ (derecha de la Figura 2.2), y corresponde a la potencia necesaria a disminuir para mantener el equilibrio, de modo que corresponde a los valores positivos obtenidos a partir de los

¹La metodología utilizada considera los valores del error sin redespacho.

cuantiles definidos por el intervalo de confianza.

A continuación se presentan los histogramas obtenidos de las densidades representativas para los bloques día y noche definidos previamente.

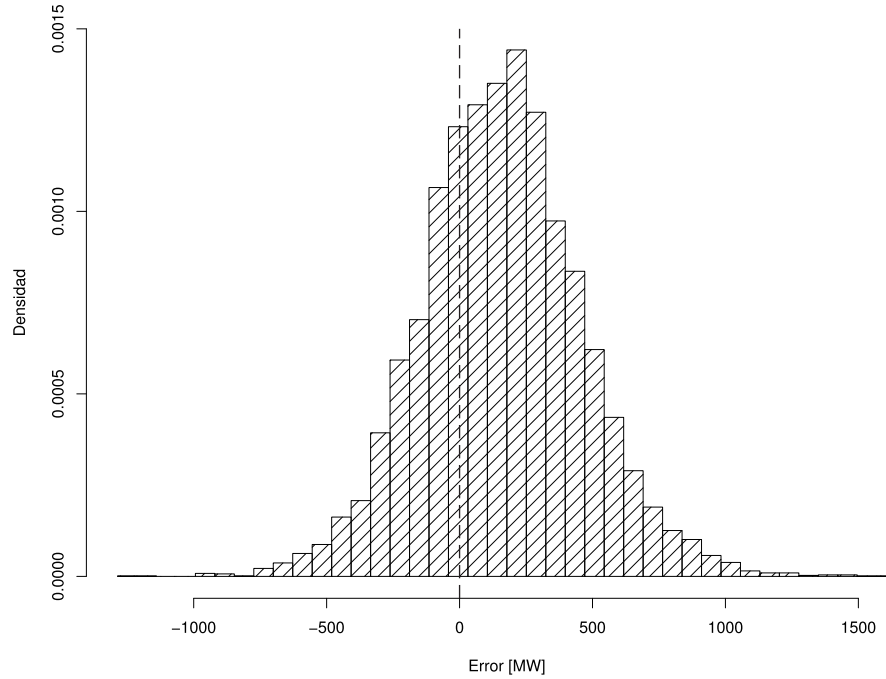


Figura 5.1: Histograma de la densidad representativa de errores de pronóstico para el bloque día.

Según se puede observar en la figura anterior, existe una mayor tendencia de “sobrestimar” la operación del sistema durante las horas correspondientes al bloque día, lo que repercute en tener una mayor densidad de valores positivos; en otras palabras, una distribución con una cola derecha mayor.

Un caso diferente es lo que sucede en las horas definidas como bloque noche, en donde se aprecia una distribución mucho más simétrica que durante el bloque día, repercutiendo en valores de Reserva de Subida y Bajada mucho más similares como se verá a continuación.

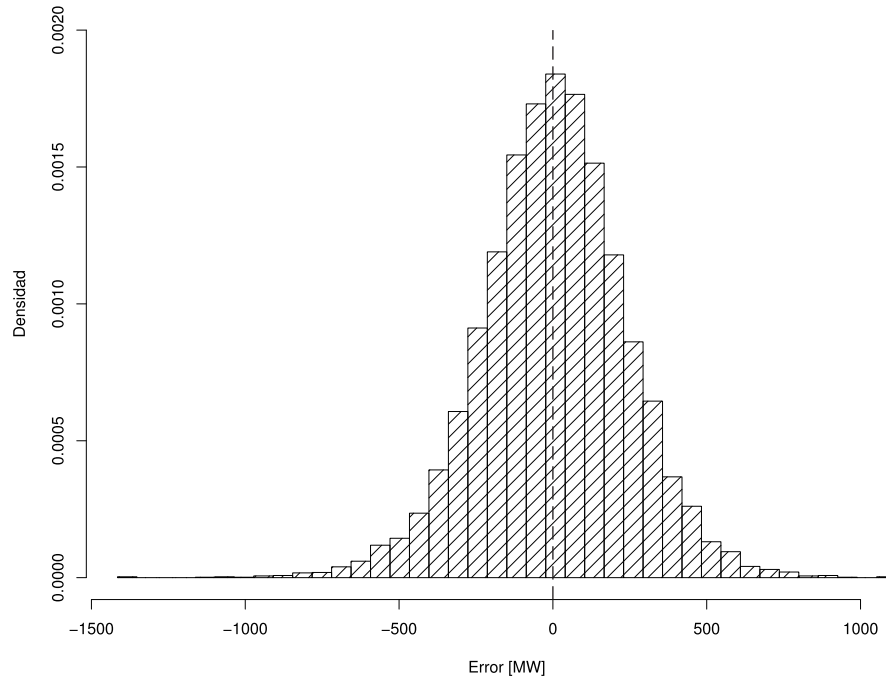


Figura 5.2: Histograma de la densidad representativa de errores de pronóstico para el bloque noche.

Ya realizada la convolución entre las diferentes densidades de probabilidad ajustadas, falta por definir el intervalo de confianza con el cual se requiera operar. Los criterios varían, pues mientras mayor sea el intervalo, mayor será el costo de operación, pero repercutirá en una operación más confiable del sistema.

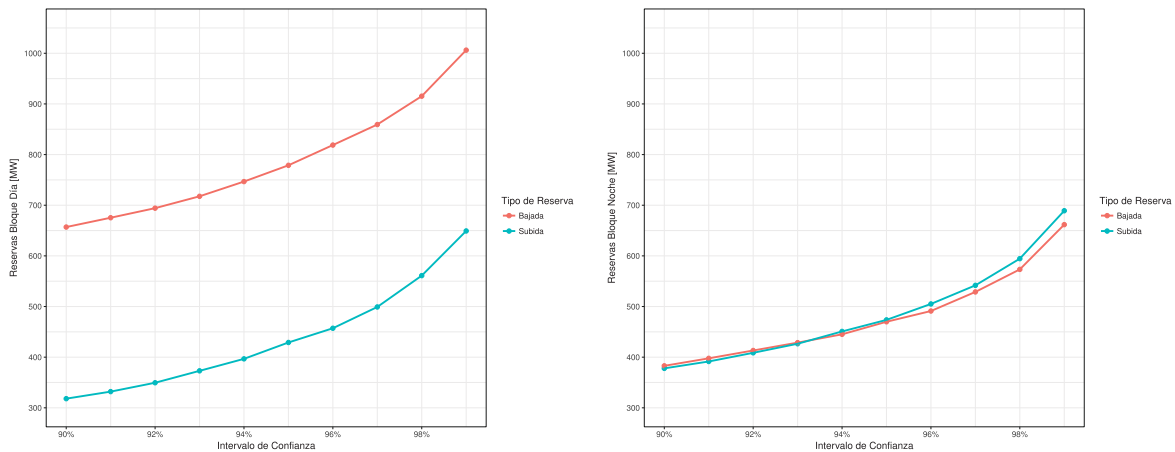
Es debido a lo anterior que se decide trabajar con diferentes intervalos, para así poder apreciar qué tan significativas pueden ser las diferencias que se presentan para distintos intervalos de confianza.

Los montos obtenidos para ambos tipos de reserva fueron calculados con un intervalo de confianza variable desde el 90 % hasta el 99 % según se observa en la siguiente tabla:

Tabla 5.1: Reservas por bloque para diferentes intervalos de confianza.

IC	Bloque Día		Bloque Noche	
	Subida [MW]	Bajada [MW]	Subida [MW]	Bajada [MW]
90 %	318.1	656.9	377.9	382.9
91 %	332.0	675.3	391.5	397.7
92 %	349.5	694.2	408.6	413.2
93 %	373.0	717.6	426.5	428.7
94 %	396.7	746.7	450.8	445.1
95 %	429.0	778.8	473.6	469.9
96 %	457.1	818.8	505.1	491.1
97 %	499.1	859.3	541.8	528.8
98 %	561.0	915.3	594.5	573.3
99 %	649.2	1006.2	689.1	661.7

Para visualizar mejor las diferencias y particularidades entre los montos obtenidos es preferible observar gráficamente dichos valores, tal como se muestra en la Figura 5.3:


Figura 5.3: Montos de reservas según intervalo de confianza definido en ambos bloques horarios.

Tal como se mencionó previamente, es notoria la diferencia de aproximadamente 350 MW entre los montos de Reserva de Subida y Bajada en el bloque día dado que la distribución obtenida no es simétrica respecto al cero. Estos resultados indican que existe una tendencia a sobreestimar la demanda en la operación del sistema, lo cual puede ser interpretado como una operación conservadora del mismo, puesto que se programa de manera tal que no haya insuficiencia de generación.

A diferencia del bloque día, se obtienen valores bastante similares para dichas reservas durante el bloque noche, dado por la distribución simétrica resultante. En la figura anterior se puede notar la intersección entre ambas curvas de reservas, en general dicha intersección no tiene una explicación física concreta más allá de que la distribución presenta ciertas irregularidades en las colas, provocando que los montos de reserva de bajada pasen a ser inferiores a los de subida a partir del intervalo del 94 %. Esto no afecta las interpretaciones realizadas previamente, pues ambas reservas se mantienen con valores bastante similares entre ellas.

5.1.1. Días Laborales y Fin de Semana

Es posible realizar diversos análisis utilizando esta metodología, pues se pueden dividir y agrupar los datos según se estime conveniente; por ejemplo estaciones del año, días laborales, días no laborales, etc. Para esta sección se realizará a modo de ejemplo el análisis de los errores de pronóstico no sólo según bloque horario, sino que también separando los días de lunes a viernes respecto al sábado y domingo². Es importante recalcar que no siempre es posible realizar las divisiones que se desee, pues la cantidad de datos que se pueden utilizar es una limitante en el modelo.

Los parámetros obtenidos en cada uno de los ajustes se muestran en las Tablas 5.2 y 5.3, y la bondad de los ajustes en las Figuras 5.4, 5.5, 5.8 y 5.9. Todas las variables fueron ajustadas por una distribución hiperbólica generalizada a excepción de los errores de pronóstico de generación solar fotovoltaica del fin de semana, los que se ajustaron a una distribución de Johnson tipo “SU”.

²Los días feriados no fueron considerados como no laborales para este análisis.

Tabla 5.2: Parámetros de los ajustes de distribuciones hiperbólicas generalizadas.

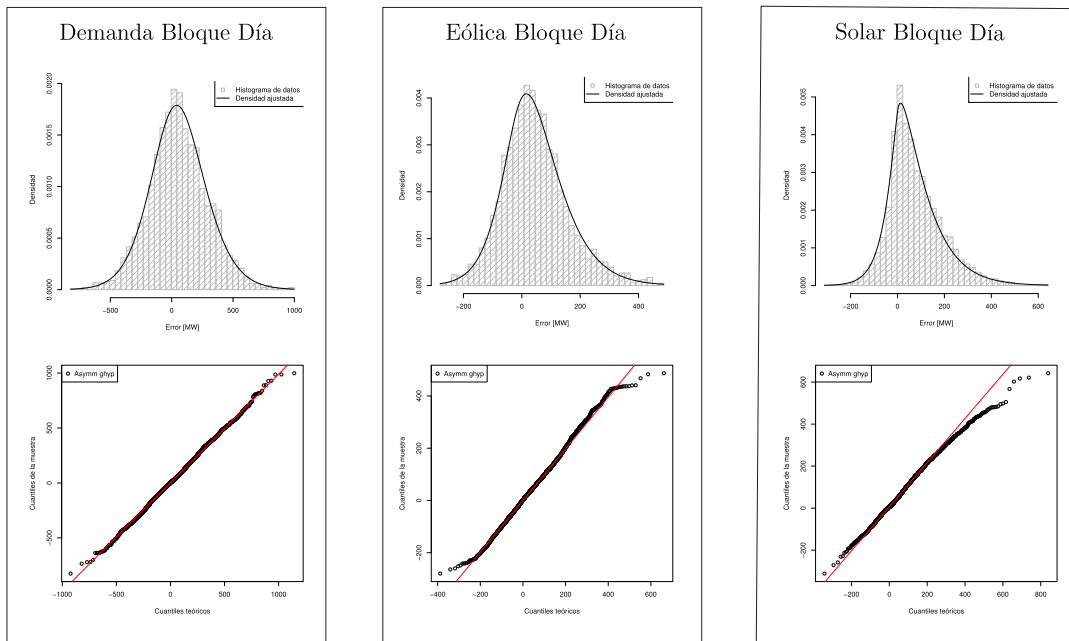
Variable	Bloque	División	Parámetros				
			λ	α	δ	β	μ
Demanda	Día	Lu-Vi	4.97402	0.0131488	0.1788845	0.0009866864	0.6397342
		Sá-Do	-0.8595493	0.005321901	403.3141	-0.0002655958	30.21533
	Noche	Lu-Vi	2.678861	0.01022505	21.70311	-0.0006759492	16.79798
		Sá-Do	-3.953167	0.0005338298	535.3161	0.0004518638	-40.01488
Eólico	Día	Lu-Vi	2.736979	0.02212286	0.1324062	0.004997646	-12.54288
		Sá-Do	2.430298	0.02232235	1.739401e-06	0.006526182	-7.178855
	Noche	Lu-Vi	3.376406	0.03169432	21.69828	0.003155072	-3.494432
		Sá-Do	4.381483	0.0321085	0.0001221896	0.00311756	0.618488
Solar	Día	Lu-Vi	1.452785	0.01767441	0.0002725393	0.006373547	3.560259
		Sá-Do	-	-	-	-	-

Tabla 5.3: Parámetros del ajuste de distribución de Johnson tipo “SU”.

Variable	Bloque	División	Parámetros			
			γ	δ	ξ	λ
Solar	Día	Sá-Do	-1.207118	1.978062	-46.81389	161.0649

5.1.1.1. Días Laborales

Todos los datos correspondientes a los días de lunes a viernes fueron agrupados con el fin de ver cuál puede ser la variación en las reservas respecto a los resultados obtenidos en la Tabla 5.1.


Figura 5.4: Ajustes realizados a los errores de pronóstico en días laborales para el bloque día.

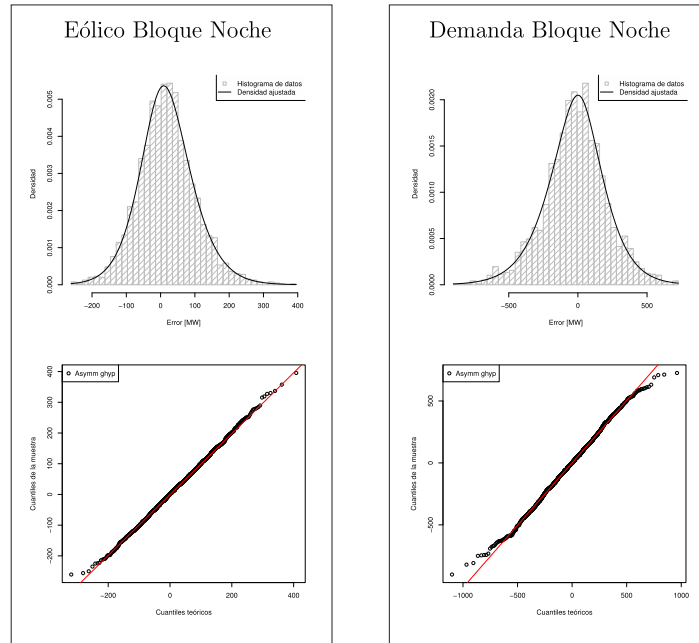


Figura 5.5: Ajustes realizados a los errores de pronóstico en días laborales para el bloque noche.

Una vez ajustadas las variables, según se muestra en las Figuras 5.4, 5.5, la distribuciones representativas del sistema son:

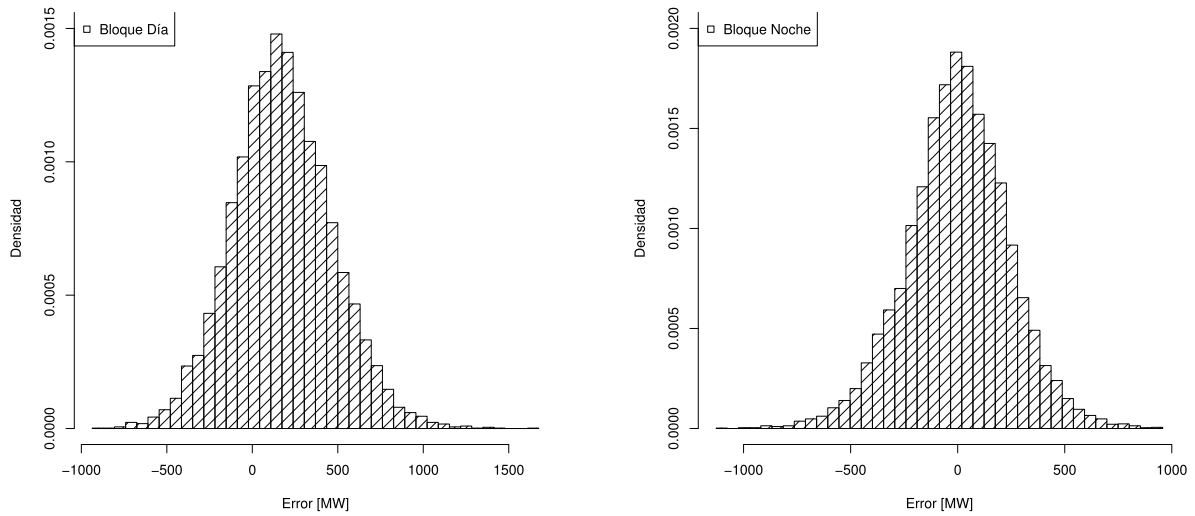


Figura 5.6: Histogramas representativos de los errores de pronóstico del sistema durante los días lunes a viernes.

Al realizar cálculos para diferentes intervalos de confianza, los montos de reservas obtenidos son:

Tabla 5.4: Reservas por bloque para diferentes intervalos de confianza para los días lunes a viernes.

IC	Bloque Día		Bloque Noche	
	Subida [MW]	Bajada [MW]	Subida [MW]	Bajada [MW]
90 %	291.8	669.5	403.6	383.8
91 %	303.8	687.7	420.9	400.5
92 %	322.5	703.9	435.4	417.0
93 %	337.6	725.9	453.0	433.0
94 %	360.2	753.9	475.6	455.0
95 %	384.0	781.6	508.4	470.3
96 %	412.8	815.1	536.5	500.7
97 %	449.4	857.4	570.3	536.2
98 %	494.9	913.5	620.5	591.2
99 %	560.2	1017.2	733.8	681.7

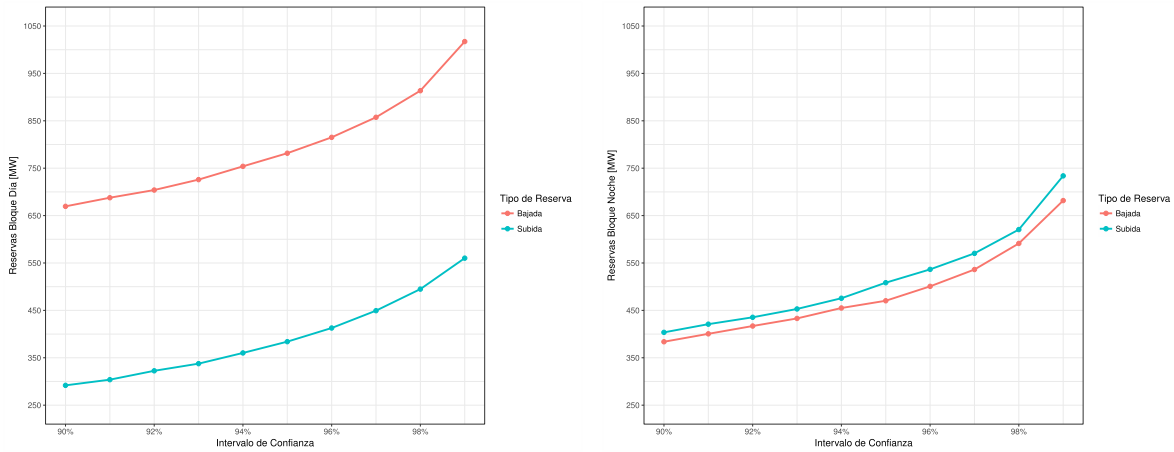


Figura 5.7: Montos de reservas según intervalo de confianza definido para los días lunes a viernes.

Comparando las Figuras 5.3 y 5.7 se aprecia que el comportamiento de los montos de reservas según intervalo de confianza es similar, al igual que es notoria la diferencia existente entre las Reservas de Bajada y Subida para el bloque día, pero no en el bloque noche.

Tabla 5.5: Diferencias máximas entre reservas de las Tablas 5.1 y 5.4.

Bloque Día		Bloque Noche	
Subida [MW]	Bajada [MW]	Subida [MW]	Bajada [MW]
89.0	-12.4	-44.7	-20.0

Según la tabla anterior, las diferencias no son lo suficientemente notorias para que, durante los días de semana, se tenga que hacer un análisis diferenciado más allá de sólo

por bloques horarios. Las diferencias obtenidas se concentran en el intervalo del 99 % a excepción de las reservas de bajada durante el bloque día, donde la diferencia mayor ocurre en el intervalo del 90 %.

5.1.1.2. Días de Fin de Semana

Todos los datos correspondientes a los días sábado y domingo fueron agrupados con el fin de ver cuál puede ser la variación en las reservas respecto a los resultados obtenidos en la Tabla 5.1.

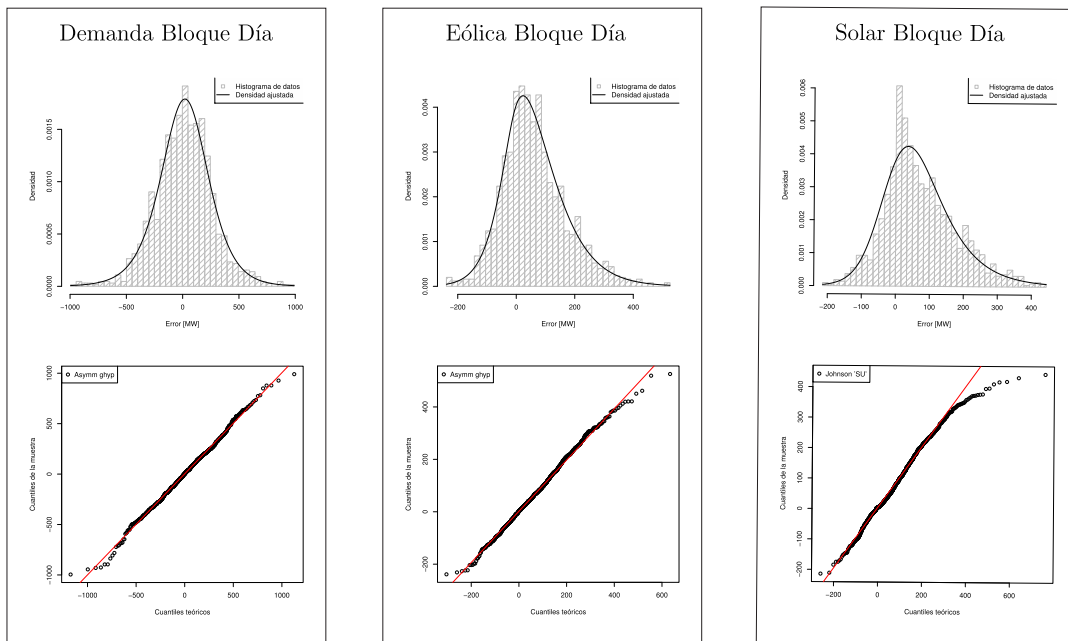


Figura 5.8: Ajustes realizados a los errores de pronóstico en fin de semana para el bloque día.

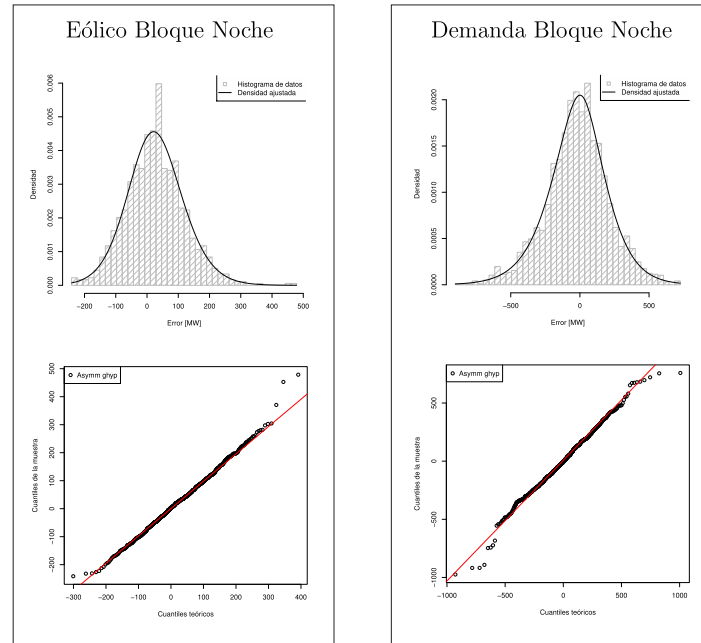


Figura 5.9: Ajustes realizados a los errores de pronóstico en fin de semana para el bloque noche.

Con los ajustes anteriores, las convoluciones entre dichas distribuciones entregan los siguientes histogramas para cada bloque:

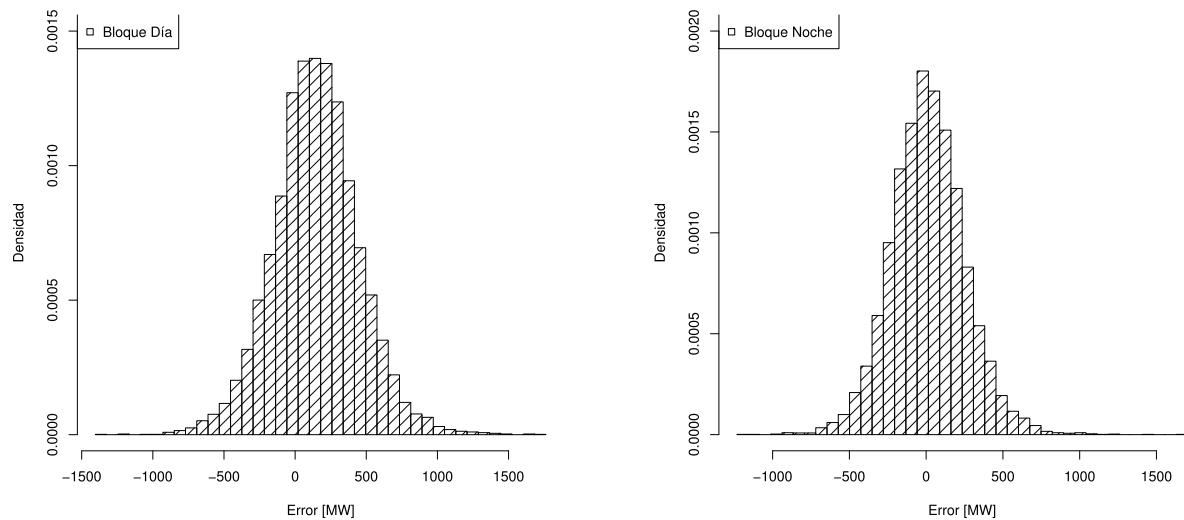


Figura 5.10: Histogramas representativos de los errores de pronóstico del sistema durante los días sábado y domingo.

Para diferentes intervalos de confianza los montos requeridos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.6: Reservas por bloque para diferentes intervalos de confianza para los días sábado y domingo.

IC	Bloque Día		Bloque Noche	
	Subida [MW]	Bajada [MW]	Subida [MW]	Bajada [MW]
90 %	331.4	634.6	365.8	404.8
91 %	349.1	654.9	376.1	418.1
92 %	369.2	672.5	390.4	436.9
93 %	387.7	688.5	405.0	458.2
94 %	414.4	715.1	421.7	479.6
95 %	436.9	743.9	445.4	503.4
96 %	467.9	781.5	469.6	538.1
97 %	506.9	821.0	509.9	569.8
98 %	558.5	870.7	549.5	629.9
99 %	667.9	970.6	662.0	713.9

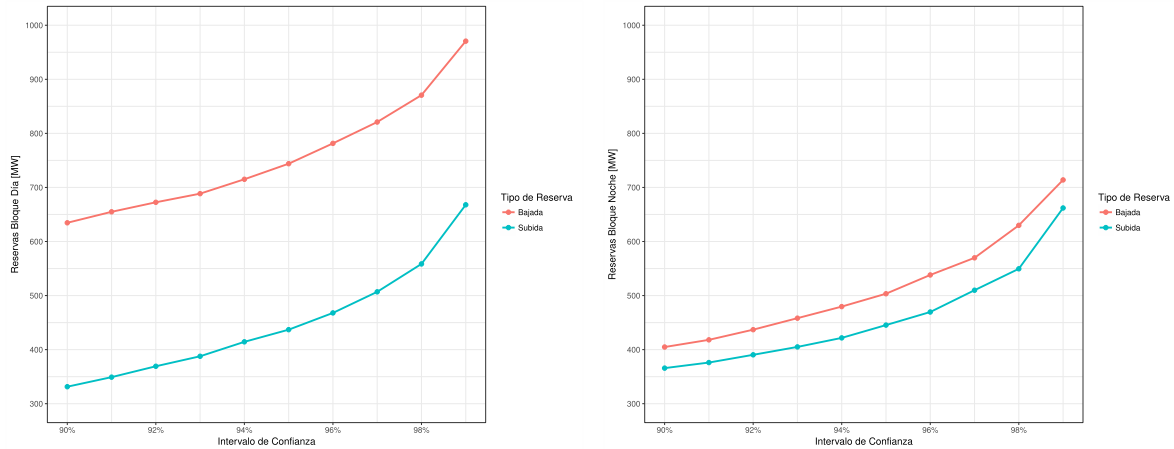


Figura 5.11: Montos de reservas según intervalo de confianza definido para los días sábado y domingo.

En la Figura 5.11 se muestra una vez más que para el bloque día, el comportamiento de los montos de reservas según intervalo de confianza es similar a los casos de las Figuras 5.3 y 5.7, en donde existe una notoria diferencia entre los tipos de reserva, en donde la de bajada es superior. En el caso del bloque noche, existe la ligera diferencia al comparar con las Figuras 5.3 y 5.7, pues la reserva de bajada es superior a la de subida en todo el rango de intervalos de confianza con un margen de aproximadamente 50 MW. Lo anterior puede estar relacionado con que la operación del fin de semana se programa el día viernes y se prefiere tener una mayor rango de sobreestimación de demanda que durante la semana, pero la diferencia entre tipos de reservas para el bloque noche sigue siendo reducida.

Tabla 5.7: Diferencias máximas entre reservas de las Tablas 5.1 y 5.6.

Bloque Día		Bloque Noche	
Subida [MW]	Bajada [MW]	Subida [MW]	Bajada [MW]
-19.7	44.6	35.5	-56.6

La tabla anterior muestra que las diferencias obtenidas entre el análisis de separación por bloque horario y la separación por bloque horario y días laborales/no laborales no son de magnitud tal para definir alguna separación de los datos como superior a la otra. Los intervalos de confianza de cada diferencia, de izquierda a derecha corresponden a 92 %, 98 %, 96 % y 98 %.

5.1.2. Consideraciones del Modelo

Una de las grandes limitaciones para la metodología presentada es el manejo y organización de la información. Grandes cantidades de datos que no tienen un formato definido ni filtro aplicado suelen ser aquellos aspectos que toman la mayor cantidad de tiempo al momento de aplicar la metodología, lo que claramente repercute en la posible opción de realizar el cálculo de determinación de reservas de manera más seguida.

Otro factor que es interesante mencionar es el efecto de la cantidad de datos que se pueden utilizar en el modelo. Considerando que para la metodología es necesario realizar ajustes de distribución a las diferentes variables de entrada, el hecho de tener pocas observaciones de cada una de estas es un factor negativo, pues será más complicado establecer con certeza alguna distribución de que modele adecuadamente a la población en estudio.

Realizando ajustes con diferentes cantidades de datos, se concluye que tener vectores que al menos tengan entre 1.000 y 2.000 datos permiten obtener resultados suficientemente satisfactorios, llegando a ajustes adecuados de las variables analizadas. Al comparar con los anteriormente obtenidos, los vectores de menor longitud corresponden al rededor de 2.300 datos, los cuales no presentan mayores problemas al momento de

realizar los ajustes, lo que permite trabajar con más holgura respecto al número de datos a disposición.

Para finalizar, dependiendo de la resolución de los datos es la longitud del intervalo de tiempo con el cual se puede trabajar para realizar los ajustes. En otras palabras, teniendo en consideración el largo mínimo de los vectores de datos, es posible trabajar con información del mes anterior si es que la resolución de los datos disponibles es de 15 ó 10 minutos, mientras que es recomendable trabajar con un periodo no menor de tres meses si la resolución de los datos es de una hora.

5.2. Comparación con la Actualidad

Tal como se revisó en la Sección 3.1.2.3, la metodología utilizada actualmente para el cálculo de reservas secundarias considera las desviaciones en el pronóstico de demanda de todo el sistema además de parcialmente los efectos de la generación solar fotovoltaica. Los montos son obtenidos suponiendo una distribución gaussiana y aplicando un intervalo de confianza del 95 % para la obtención de los montos de reservas. Los montos obtenidos se distinguen según se indica en [12]:

- Monto anual: Se define un monto anual fijo de 200 MW para las reservas de subida y bajada, considerando redespacho sin diferenciar bloque horario.
- Montos horarios: Se definen dos montos de reservas para el año, los cuales dependen del bloque horario en que esté operando el sistema. Estos montos corresponden a 175 MW para el intervalo de las 02:00 hasta las 18:00 hrs y de 254 MW para las 19:00 hasta las 01:00 hrs, donde los errores de previsión sí consideran redespacho.

Comparando los montos de reservas previamente mencionados con los obtenidos en la sección anterior, es posible notar diferencias notorias para el mismo intervalo de confianza del 95 %, en donde las últimas son considerablemente mayores.

Las principales razones de las diferencias recaen en que la metodología implementada actualmente en el sistema sí considera redespacho para la obtención de los errores de previsión, por lo que dichos errores disminuyen considerablemente respecto a los obtenidos en la metodología propuesta en este trabajo. Otro factor importante es el hecho de que los datos utilizados durante el Capítulo 4 no diferencian entre los errores por operación con o sin algún tipo de restricción, por ejemplo que alguna central esté operando con restricciones de transmisión, esto debido a que gran mayoría de las centrales presentaban entre 300 y 800 horas de operación bajo restricciones.

5.3. Costos Asociados a las Reservas

A partir de resultados de las secciones anteriores, se obtienen los costos asociados de operar el sistema con los montos de reserva calculados para diferentes intervalos de confianza, esto con el fin de aterrizar el concepto de “*a mayor cantidad de reservas, mayor el costo de operación del sistema*”.

Para la obtención de los costos se utiliza un sencillo análisis mediante la obtención de un “precio de reserva promedio” en base a las transacciones que se pagaron por concepto de reserva en giro en los meses de marzo y abril de 2018³. Lo anterior no es una representación real del costo de reservas en el sistema, pues hay diferentes factores que inciden en el cálculo de las remuneraciones, pero da una idea sobre la magnitud del costo al cual incurriría el sistema según el intervalo de confianza a definir.

El tipo de cambio utilizado se fijó de acuerdo al precio del dólar en el día 13 de junio de 2018, correspondiendo a \$634,92 CLP. Además los costos totales de reserva en giro en cada mes que se utilizaron como base, fueron:

³No considera la totalidad de las reservas en giro disponibles, pues por ejemplo, no incluye a las máquinas que operan a mínimo técnico.

Tabla 5.8: Costos totales y promedios de reserva en giro para los meses de marzo y abril de 2018.

Mes	CLP	USD	Promedio USD/MW
Marzo	\$ 471,921,037	\$ 600,623.60	\$ 4.60
Abril	\$ 381,347,939	\$ 743,276.38	\$ 3.15

Teniendo en cuenta lo anterior, el costo promedio ponderado utilizado para los distintos montos de reservas es de \$3.82 USD/MW. Los costos asociados a cada tipo de reserva, según intervalo de confianza, se muestran en la Tabla D.1 del Anexo D, con el fin de poder realizar comparaciones de manera más sencilla.

Con el objetivo de ver de manera más clara el impacto de aumentar el intervalo de confianza sobre el costo de las reservas, se presentará como costo base de reservas aquel asociado al intervalo del 90 %, y se mostrarán los incrementos de los costos de dichas reservas para el resto de los intervalos de confianza.

Entonces, se tiene en lo que respecta a los valores de la Tabla 5.1 o análisis realizado únicamente separando por bloques horarios, los siguientes costos:

Tabla 5.9: Costo en USD de las reservas por bloque del intervalos de confianza de 90 %.

	Bloque Día		Bloque Noche	
IC	Subida	Bajada	Subida	Bajada
90 %	1214	2508	1443	1462

Tabla 5.10: Incrementos en USD, del costo de las reservas por bloque para diferentes intervalos de confianza, respecto al intervalo de 90 %.

	Bloque Día		Bloque Noche	
IC	Subida	Bajada	Subida	Bajada
91 %	53	70	52	56
92 %	120	142	117	116
93 %	210	232	186	175
94 %	300	343	278	237
95 %	423	465	365	332
96 %	531	618	486	413
97 %	691	773	626	557
98 %	927	986	827	727
99 %	1264	1333	1188	1064

Se puede ver el efecto no lineal de las reservas a medida que se aumenta el intervalo de confianza, pues se tiene que las diferencias crecen considerablemente entre los intervalos 95 %-99 % respecto de los intervalos 90 %-95 %.

Respecto a la separación adicional entre días de semana y fin de semana, se tiene para los días lunes a viernes lo siguiente:

Tabla 5.11: Costo en USD de las reservas por bloque del intervalos de confianza de 90 % para los días lunes a viernes.

	Bloque Día		Bloque Noche	
IC	Subida	Bajada	Subida	Bajada
90 %	1114	2556	1541	1465

Tabla 5.12: Incrementos en USD, del costo de las reservas por bloque para diferentes intervalos de confianza para los días lunes a viernes, respecto al intervalo de 90 %.

	Bloque Día		Bloque Noche	
IC	Subida	Bajada	Subida	Bajada
91 %	46	69	66	64
92 %	117	131	121	127
93 %	175	215	189	188
94 %	261	322	275	272
95 %	352	428	400	330
96 %	462	556	507	446
97 %	602	717	636	582
98 %	775	931	828	792
99 %	1025	1327	1260	1137

También se puede notar como cambia drásticamente el costo asociado, durante el bloque día, para las reservas de bajada respecto de las de subida en comparación al bloque noche. Dejando ver nuevamente la asimetría respecto al cero de las distribuciones obtenidas.

Finalmente, para los días sábado y domingo, los costos asociados para las reservas según intervalo de confianza son:

Tabla 5.13: Costo en USD de las reservas por bloque del intervalos de confianza de 90 % para los días sábado y domingo.

	Bloque Día		Bloque Noche	
IC	Subida	Bajada	Subida	Bajada
90 %	1265	2422	1396	1545

Tabla 5.14: Incrementos en USD, del costo de las reservas por bloque para diferentes intervalos de confianza para los días sábado y domingo, respecto al intervalo de 90 %.

	Bloque Día		Bloque Noche	
IC	Subida	Bajada	Subida	Bajada
91 %	68	77	39	51
92 %	144	145	94	123
93 %	215	206	150	204
94 %	317	307	213	286
95 %	403	417	304	376
96 %	521	561	396	509
97 %	670	712	550	630
98 %	867	901	701	859
99 %	1285	1283	1131	1180

En general, según la Tabla D.1, los costos asociados al fin de semana son menores que en los días de semana. Esto es de esperar pues como uno de los factores más incidentes es el error de pronóstico de demanda (se analizará en la Sección 5.4), durante dichos días el comportamiento de la demanda es más estable, repercutiendo en menores reservas requeridas.

5.4. Influencia de los Datos en el Modelo

A continuación se presentan los resultados de los efectos de una disminución en los errores de pronóstico en los montos de reservas finales, no sólo con el fin de distinguir cuál de las tres variables es la que afecta en mayor medida los resultados, sino que también para verificar el efecto que tendría una mejora en las herramientas de pronóstico de generación ERNC utilizadas actualmente en el sistema sobre dichos montos.

La división de los datos será solo por bloque horario, no se considerará analizar

además por días laborales y no laborales, pues las diferencias no son lo suficientemente notorias para generar un análisis diferenciado. La base comparativa se realizará sobre el intervalo de confianza del 95 %, pues es el actualmente utilizado por la metodología aplicada por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Generación Solar Fotovoltaica

Considerando una disminución del 10 % en el error de pronóstico de generación solar fotovoltaica, se tienen los siguientes montos de reservas para diferentes intervalos de confianza:

Tabla 5.15: Reservas del bloque día al disminuir un 10 % el error de pronóstico de generación solar fotovoltaica.

IC	Bloque Día	
	Subida [MW]	Bajada [MW]
90 %	316.9	635.6
91 %	334.7	651.2
92 %	350.9	670.6
93 %	371.1	694.8
94 %	395.2	722.8
95 %	415.6	753.3
96 %	448.8	782.9
97 %	481.6	821.1
98 %	547.1	884.5
99 %	657.1	1013.9

Analizando sobre un intervalo de confianza del 95 %, se tienen que las diferencias corresponden a -13.4 MW y -25.5 MW respecto de los resultados de la Tabla 5.1 para las reservas de subida y bajada respectivamente.

Demanda

Aplicando la variación del 10 % pero al error de pronóstico de demanda del sistema, se obtienen reservas para diferentes intervalos de confianza:

Tabla 5.16: Reservas por bloque al disminuir un 10 % el error de pronóstico de demanda.

IC	Bloque Día		Bloque Noche	
	Subida [MW]	Bajada [MW]	Subida [MW]	Bajada [MW]
90 %	283.3	634.2	339.8	357.2
91 %	294.7	655.4	354.8	368.2
92 %	312.0	668.4	370.0	382.9
93 %	325.7	697.0	384.3	400.1
94 %	342.2	722.0	406.8	420.3
95 %	368.2	749.9	430.6	441.1
96 %	401.3	785.0	452.9	464.0
97 %	436.6	818.2	491.2	496.0
98 %	493.0	869.2	551.2	536.4
99 %	559.5	954.2	636.2	607.0

El efecto de la disminución aplicada provoca diferencias de -60.8 MW y -28.9 MW para las reservas de subida y bajada del bloque día respectivamente, y -43 MW y -28.8 MW para las reservas de subida y bajada del bloque noche respectivamente, para un intervalo de confianza del 95 %.

Los resultados anteriores demuestran que la demanda es una variable más incidente en los resultados que la generación solar fotovoltaica, lo que es de esperar dado que al comparar sus errores, resultan mucho mayores respecto al resto de las variables.

Generación Eólica

Finalmente, aplicando la misma variación al error de pronóstico de generación eólica, se obtienen los siguientes resultados por intervalo de confianza:

Tabla 5.17: Reservas por bloque al disminuir un 10 % el error de pronóstico de generación eólica.

IC	Bloque Día		Bloque Noche	
	Subida [MW]	Bajada [MW]	Subida [MW]	Bajada [MW]
90 %	315.6	644.1	373.9	375.1
91 %	334.6	659.9	389.0	390.2
92 %	351.1	677.8	405.5	406.2
93 %	375.9	701.8	425.5	419.4
94 %	395.9	728.3	445.7	438.5
95 %	425.3	759.7	473.0	459.8
96 %	460.8	791.8	501.4	482.2
97 %	492.4	847.9	537.7	519.8
98 %	559.4	912.8	590.8	563.9
99 %	653.4	995.8	683.2	643.2

Dichos montos tienen unas diferencias de -3.7 MW y -19.1 MW en reservas de subida y bajada durante el bloque día, y -0.6 MW y -10.1 para el bloque noche respecto a los resultados de la Tabla 5.1.

Considerando todos los resultados anteriormente obtenidos, la variable de mayor incidencia en los montos de reservas es el error de pronóstico de demanda, pues posee las mayores diferencias en los montos de reservas para el mismo intervalo de confianza y variación porcentual, mientras que la de menor incidencia es el error de pronóstico de generación eólica. Se debe tener en cuenta que a pesar de tener menor influencia en los resultados de los montos de reserva, el error de pronóstico eólico sí afecta los montos en el bloque noche, a diferencia del error de pronóstico de generación solar fotovoltaica.

Capítulo 6

Conclusiones Generales

6.1. Conclusiones Principales

- Tal como se presentó en el Capítulo 2, además de agregar rigurosidad matemática a la metodología, los test de hipótesis y los gráficos cuantil-cuantil son herramientas bastante útiles para aceptar y rechazar posibles distribuciones con las que se quieran modelar diferentes variables aleatorias, en particular, los diferentes errores de pronóstico analizados durante este trabajo.
- Uno de los aspectos principales de la metodología propuesta, es realizar los ajustes adecuados a las variables de entrada, lo cual no siempre será posible con exactitud. Para las variables aleatorias estudiadas se recomiendan las distribuciones Hiperbólica Generalizada y Johnson tipo “SU” como las principales candidatas a realizar sus ajustes, pues al analizar los gráficos cuantil-cuantil de los Capítulos 4 y 5, se ajustan razonablemente a los datos utilizados. Cabe mencionar que esto no establece que no hayan otras distribuciones, además de las previamente mencionadas, que representen de manera adecuada el comportamiento de las variables analizadas, solo que dentro de aquellas distribuciones probadas, fueron aquellas con las que se obtuvieron mejores resultados.
- Mediante los diferentes análisis realizados a los diversos errores de pronóstico, se obtuvo que ninguno se ajustó de manera adecuada a una distribución normal,

por ende, dicha distribución no es recomendable para realizar los ajustes de las diferentes variables estudiadas. Esto afecta en las diferencias con los resultados de la metodología que actualmente se utiliza en el sistema, pues se obtienen las reservas con un intervalo de confianza del 95 % calculándolas como $\mu \pm 1,96\sigma$.

- Las principales diferencias, entre los montos de reservas obtenidos en la metodología propuesta y la actual, son los efectos de considerar redespacho en los errores de pronóstico y la cantidad de variables que entran al cálculo. Al no considerar redespacho en la metodología propuesta, esta trabaja con datos de entrada que poseen grandes desviaciones, repercutiendo en notorias diferencias en los montos de reservas obtenidos. Otro aspecto que afecta los resultados, es considerar a la generación eólica como una variable de entrada, la cual no es tomada en cuenta en la metodología actual.
- Tal como se puede apreciar en las Figuras 5.1, 5.2, 5.6 y 5.10; las reservas de bajada son considerablemente mayores a las de subida durante el bloque día a diferencia de la gran similitud que existe entre ellas durante el bloque noche. Esta diferencia muestra que la naturaleza de los errores no es 100 % aleatoria como se pensó desde el inicio, pues muestra que el sistema se programa sobreestimando la demanda, de manera tal que no haya insuficiencia de generación durante su operación. Esto se basa en el análisis realizado sobre, que la variable que más afecta en los montos de reservas obtenidos, es el error de pronóstico de demanda.
- Teniendo en consideración lo obtenido en la Sección 5.1.1, la separación del bloque horario no genera diferencias sustanciales en los montos de reserva como para generar un análisis diferenciado. Las mayores diferencias se centran en un intervalo de confianza del 99 %, el cual conlleva mayores montos, y por ende, aquellos que repercuten en una operación más cara del sistema según la Sección 5.3. Mientras que las diferencias en los montos de reservas dentro del intervalo de confianza del 95 %, el cual es el utilizado actualmente en la metodología aplicada al sistema, no sobrepasan el 10 %.

- A partir de los diferentes análisis realizados, se recomiendan tres tópicos a tener en cuenta al momento de manipular los datos: Separación por bloques horarios, filtros a aplicar y cantidad mínima de datos a utilizar. El primero ayuda a dividir la cantidad de datos, permitiendo representar la naturaleza del sistema de la manera más fiel posible. Los filtros son necesarios para evitar la manipulación de datos erróneos y aislados, como por ejemplo, desviaciones excesivas de potencia en los errores de pronósticos. Finalmente, la cantidad mínima de datos recomendada es de suma importancia, pues de acuerdo a lo presentado en la Sección 4.3.1, se generan dificultades para ajustar los datos si se tienen menos de 1000 observaciones.
- En base a los diferentes resultados obtenidos, se recomienda el cambio de la actual metodología de determinación de reservas por la propuesta en el presente trabajo. Esta ayudará a aumentar la confiabilidad con la que se opera el Sistema Eléctrico Nacional, pues considera nuevas variables que inciden en los montos finales de reservas, al igual que nuevas formas de analizar y dividir los datos, con el fin de representar la naturaleza estocástica del sistema de la manera más fiel posible, sin dejar de lado la rigurosidad que es requerida al implementar nuevas soluciones a problemáticas que son intrínsecas en el estudio de los sistemas eléctricos.

6.2. Trabajo Futuro

- Con el tiempo habrá una mayor cantidad de datos disponibles para realizar diversos análisis actualmente no son posibles, tales como verificar qué relación existe entre los parámetros de los ajustes entre diferentes años para ver la posibilidad de que se pueda extrapolar la distribución de alguna variable para meses o años posteriores.
- Para futuras líneas de trabajo, queda pendiente el analizar qué otras variables pueden entrar al modelo, puesto que con el avance de la tecnología, a futuro existirán otros tipos de centrales generadoras que puedan afectar la operación normal del sistema aumentando el factor “variabilidad” de este, por ejemplo las energías undimotriz y mareomotriz.
- Tal como fue mencionado en la Sección 6.1, la división por bloques horarios ayuda a representar de mejor manera el comportamiento del sistema, lo que en particular se rigió en base al horario de generación solar fotovoltaica. Para complementar lo anterior, se puede realizar subdivisiones para crear nuevos bloques horarios, con el fin de, por ejemplo, seguir el comportamiento de la “curva pato” y sus notorias rampas de potencia.
- Verificar las reales diferencias en los montos de reservas aplicando la metodología propuesta a datos que consideren el redespacho en las variables utilizadas; lo que *a priori* debiese resultar en una disminución de las reservas previamente obtenidas.
- Analizar el impacto en la repartición de reservas de las distintas unidades utilizando los montos obtenidos con la metodología propuesta, y los costos reales que se incurren en la operación del sistema. Esto con el fin de reflejar los costos reales de las reservas y establecer un intervalo de confianza óptimo, considerando las variables seguridad y costo en el sistema eléctrico chileno.
- En este documento no se realizó el análisis de cuáles unidades deben ser las encargadas de operar con reserva de potencia ni cuál porcentaje de dichas reservas

será dirigido al AGC, por lo que se requiere un estudio más a fondo de la presente metodología y la capacidad que tiene en la aplicación real. Además, la metodología propuesta tampoco realiza el análisis de cómo se deben repartir las reservas entre los sistemas del norte y sur, tal como se hace en [12], dadas las posibles limitaciones en transmisión actualmente existentes.

Apéndice A

Estadística Inferencial

A.1. Test de Hipótesis

A modo de breve ejemplo, el test puede especificar que se rechaza la hipótesis nula si es que la media de la muestra es distinta de 0. Por lo cual la región de rechazo será $\{(x_1, \dots, x_n) : \bar{x} \neq 0\}$, donde $x_1, \dots, x_n$ son los valores de la muestra y $\bar{x}$ es la media de dichos valores.

Existen ciertas discusiones filosóficas acerca de las diferencias existentes entre las frases “rechazar la hipótesis nula” y “aceptar la hipótesis alternativa”. De manera similar, se realizan distinciones entre dictar “se acepta la hipótesis nula” y “no rechazar la hipótesis nula”. Para el objetivo de este documento, no es menester indagar en tal problemática, por lo que no será preocupación y, las últimas dos frases se entenderán como el mismo veredicto.

Hay diversos métodos para escoger los estadísticos de un test y las regiones de rechazo, entre ellos está el test de la razón de verosimilitud, el test bayesiano, los test de unión-intersección e intersección-unión, entre otros, donde el primero es el más general y casi siempre aplicable [6]. En este documento no se hará un análisis en mayor profundidad de estos métodos, pues no es necesario detallar en profundidad dado que la

metodología a utilizar no lo precisa.

A.1.1. Significación Estadística y el p -valor

Para concluir sobre el veredicto de un test es necesario tener una forma estadísticamente significativa para contrastar las hipótesis, con el fin de validar de manera “cuantitativa” la decisión. Para esto se elige el nivel de significación α , el cual se selecciona en base a la seriedad de *rechazar equivocadamente* la hipótesis nula (o en caso contrario, de *aceptar equivocadamente* la hipótesis alternativa). En ese sentido, el valor de significancia es arbitrario, pero en el ámbito científico es habitual el uso de los valores 0.05, 0.01 e incluso 0.001 [7].

A partir de lo anterior, se entiende que cuanto más pequeño sea el nivel de significancia, más difícil será rechazar la hipótesis nula cuando esta sea cierta. Entonces, se define el p – *valor* como aquel mínimo α para el cual es posible rechazar la hipótesis nula con cierta muestra en estudio.

Por ejemplo, si con la muestra el valor mínimo de α que conduce al rechazo de la hipótesis nula es de 0.02, quiere decir que sería posible rechazar dicha hipótesis incluso exigiendo un riesgo del 2 % de rechazarla aún siendo cierta; pero no se rechaza si el riesgo asumible fuese del 1 %. Entonces, es posible dictar lo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Aceptar hipótesis nula} & \quad \text{si } p - \text{valor} \geq \alpha \\ \text{Rechazar hipótesis nula} & \quad \text{si } p - \text{valor} < \alpha \end{aligned} \tag{A.1}$$

Es de suma importancia tener en cuenta que el p – *valor* ayuda a discriminar y no a cuantificar, es decir, el p – *valor* obtenido al realizar el test en dos muestras diferentes ayudará a discriminar cuál de ellas cumple o no con la hipótesis nula, pero no dicta cuál de las dos la cumple con mayor seguridad o de mejor manera. A modo de ejemplo, si la hipótesis nula de un test es verificar si $\bar{x} > 0$ en base al análisis de dos muestras, y

se obtiene $p - valor_1 = 0,68$ y $p - valor_2 = 0,79$, considerando un nivel de significancia de 0.05 se acepta la hipótesis nula en ambos casos, pero no quiere decir que la media de la población es más cercana a cero en la muestra 1 respecto de la 2, ni viceversa.

El concepto del p -valor es de alta importancia, pues como se mencionó previamente, ayuda a discriminar las hipótesis entre sí, pero también es útil saber lo que representa, puesto que en variados *softwares* con bondades para el análisis estadístico de datos, se usa dicho valor para la lectura de sus resultados. Por ejemplo, el *software* R de “*The R Foundation for Statistical Computing*” permite realizar una variedad de test, tales como el *Shapiro-Wilk test*, el cual es utilizado para contrastar la hipótesis nula de que una serie de datos sigue el comportamiento de una distribución normal, en otras palabras, ayuda a verificar si la muestra proviene de una población normalmente distribuida. Lo anterior, lo hace entregando el $p - valor$:

```
>shapiro.test(rnorm(1000, mean = 5, sd = 3))
Shapiro-Wilk normality test
data:  rnorm(100, mean = 5, sd = 3)
W = 0.98738, p-value = 0.4638
```

El ejemplo anterior realiza el test sobre una serie de datos generados aleatoriamente a partir de una distribución normal de media 5 y desviación estándar 3, obteniendo un $p - valor$ de 0.4638. Si el nivel de significancia se hubiese fijado en 0.05, se puede decir que la muestra analizada proviene de una población distribuida normalmente, lo que claramente coincide con la fuente que generó los datos.

Para ilustrar los datos generados, se presenta el siguiente histograma, el cual tiene cierta similitud a una distribución normal:

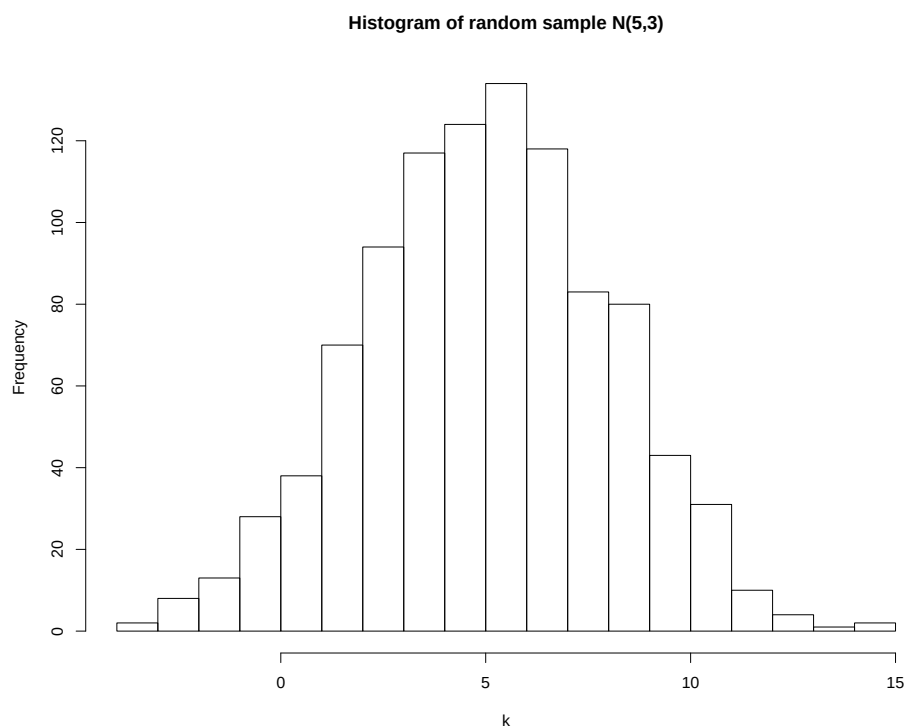


Figura A.1: Histograma de los datos generados aleatoriamente a partir de una distribución $\mathcal{N}(5, 3)$.

Realizando otro ejemplo, se aplica el mismo test pero a una serie de datos generados aleatoriamente a partir de una distribución uniforme, lo que debiese llevar a la conclusión de rechazar la hipótesis nula si el p – *valor* es inferior a 0.05:

```
>shapiro.test(runif(100, min = 2, max = 4))
```

```
Shapiro-Wilk normality test
```

```
data: runif(100, min = 2, max = 4)
```

```
W = 0.94589, p-value = 0.0004493
```

Esquemáticamente, el histograma de los datos generados entrega información visual clara de la no normalidad de la muestra analizada:

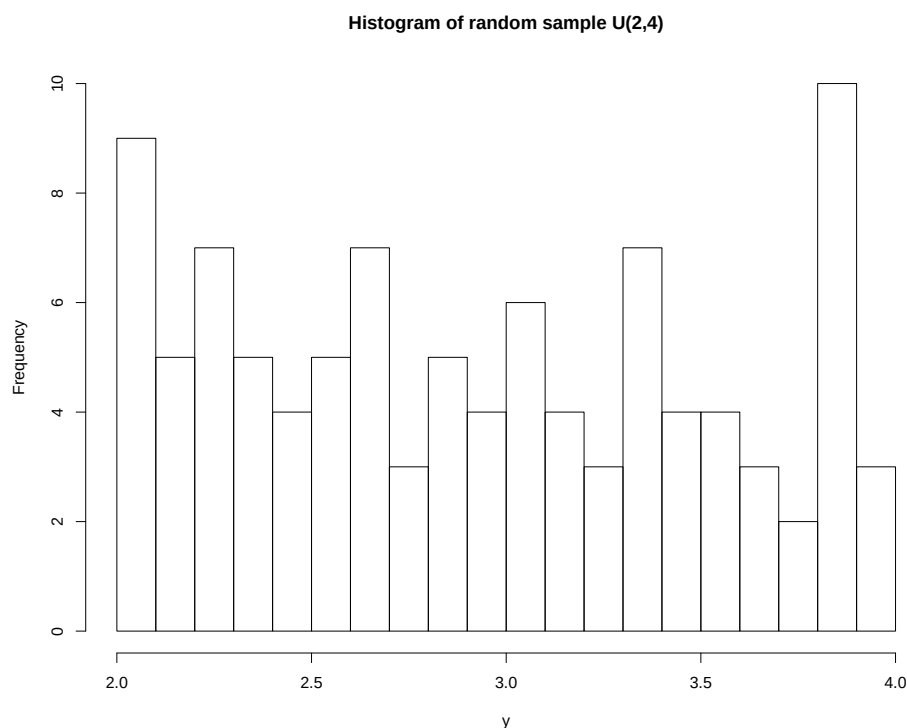


Figura A.2: Histograma de los datos generados aleatoriamente a partir de una distribución $U(2,4)$.

Es importante tener en consideración que el ancho (o el número) de las barras de un histograma es un parámetro esencial, pues afecta constructivamente la forma del histograma, lo que podría resultar en una interpretación errónea de los datos. Existen diversos estudios acerca de la cantidad de barras que debiese tener un histograma en función de la cantidad de datos disponibles, uno de los más notables es [8].

Además, existen otros test no paramétricos, los cuales se mencionarán en la siguiente sección.

A.2. Estadística No Paramétrica

Es una de las ramas de la estadística, que a pesar de no tener una definición clara [9], cubre técnicas utilizadas en datos que no necesariamente pertenecen a una distribución en particular. También se habla de que se utilizan datos para inferir sobre una cantidad desconocida, realizando la menor cantidad de suposiciones posibles. En general, se usan modelos estadísticos con infinitas dimensiones [9].

Al igual que la estadística paramétrica, en esta rama existen aplicaciones para los test de hipótesis, que de vez en cuando son llamados test sin distribución, pues se basan en menores cantidades de suposiciones (tales como no asumir que la muestra es normalmente distribuida). Como ejemplo, se encuentra el test Kolmogorov-Smirnov, el cual es utilizado para comparar una muestra con alguna de distribución de probabilidad de referencia. Esto lo hace cuantificando la distancia existente entre la distribución acumulada empírica (en base a la muestra a disposición) y la acumulada de la referencia.

A.3. Gráficos Cuantil-Cuantil

Es bastante común observar este tipo de gráficos para realizar la comparación visual de si una muestra proviene o no de una distribución teórica con parámetros dados, por lo que es común dibujar la recta de pendiente 1 que cruza por el origen sobre los puntos del gráfico; mientras más puntos estén sobre la recta, más propensos son los datos a comportarse como la distribución teórica a contrastar. Es por lo anterior que el análisis no es cuantitativo, pues el análisis se basa por simple inspección y no en función de un parámetro numérico.

Ejemplificando lo anterior, se aprecian dos gráficos cuantil-cuantil de dos muestras diferentes, los cuales se contrastan con una distribución $\mathcal{N}(0, 1)$:

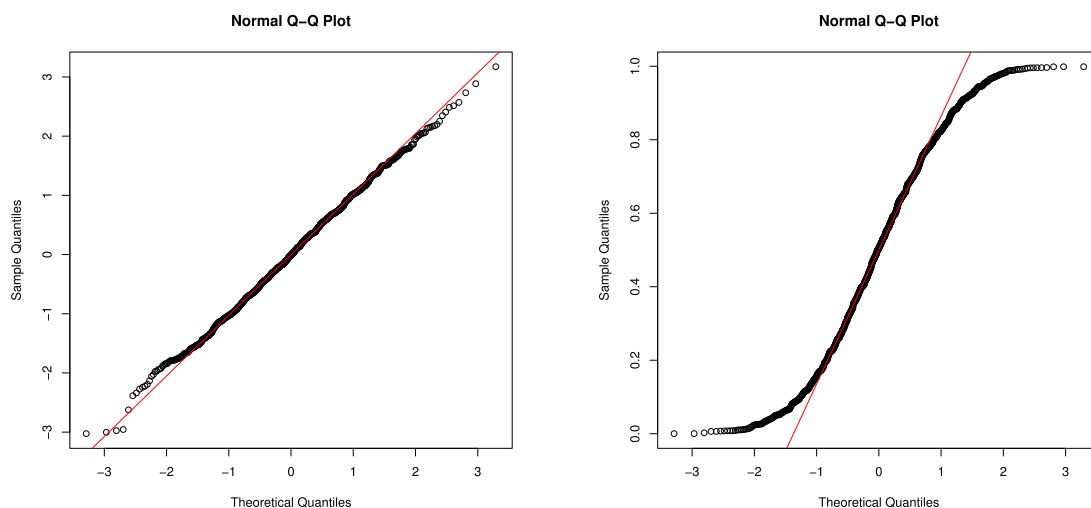


Figura A.3: Gráficos cuantil-cuantil de dos muestras. La distribución de referencia es gaussiana.

En la figura de la izquierda prácticamente todos los puntos se encuentran sobre la recta “ideal”, por lo que es posible considerar dicha muestra como proveniente de una población normalmente distribuida, mientras que la figura de la derecha tiene notorias diferencias en los extremos de la curva, por lo que no correspondería a una distribución de la misma naturaleza.

En resumen, el gráfico cuantil-cuantil permite obtener por simple inspección si una muestra proviene tentativamente de una población con una distribución conocida de parámetros dados. Esto, en función de qué tan superpuestos estén los puntos de dicha muestra en la recta de la distribución de referencia. Lo anterior puede resultar en diferentes conclusiones dependiendo de qué zonas de la recta tengan menor concentración de puntos, pues en general, las colas de una distribución son las partes más complicadas de medir con precisión [10], y desafortunadamente son las cuales proveen evidencia suficiente para rechazar la hipótesis nula. Por lo cual, los extremos de la curva son los que ayudarán principalmente a realizar el análisis en este tipo de gráficos en función de la desviación que tengan respecto de la recta “ideal”.

Apéndice B

Distribuciones de Probabilidad

B.1. Distribución Hiperbólica Generalizada

Las distribuciones hiperbólicas generalizadas fueron introducidas por Barndorff-Nielsen en 1977 [50].

Definición B.1.1. Para $x \in \mathbb{R}$ la distribución hiperbólica generalizada se define como:

$$gh(x; \lambda, \alpha, \beta, \delta, \mu) = a(\lambda, \alpha, \beta, \delta)(\delta^2 + (x - \mu)^2)^{(\lambda-1/2)/2} \\ \times \mathbf{K}_{\lambda-1/2}(\alpha\sqrt{\delta^2 + (x - \mu)^2})\exp(\beta(x - \mu))$$

Donde:

$$a(\lambda, \alpha, \beta, \delta) = \frac{(\alpha^2 - \beta^2)^{\lambda/2}}{\sqrt{2\pi}\alpha^{\lambda-1/2}\delta^\lambda \mathbf{K}_\lambda(\delta\sqrt{(\alpha^2 - \beta^2)})}$$

y $\mathbf{K}_\lambda$ es la función de Bessel (de tercera especie modificada) con índice λ . El dominio de variación de los parámetros es $0 \leq |\beta| < \alpha$, $\mu, \lambda \in \mathbb{R}$ y $\delta > 0$.

Existen diversas parametrizaciones alternativas que son utilizadas en la literatura, tales como:

$$\begin{array}{lll} \text{1ra parametrización:} & \zeta = \delta\sqrt{\alpha^2 - \beta^2} & \varrho = \beta/\alpha \\ \text{2da parametrización:} & \xi = (1 + \zeta)^{-1/2} & \chi = \xi\varrho \\ \text{3ra parametrización:} & \bar{\alpha} = \alpha\delta & \bar{\beta} = \beta\delta \end{array}$$

Casos particulares de esta distribución se obtienen al fijar el valor de λ , como por

ejemplo, con $\lambda = 1$ se obtiene la distribución hiperbólica que se caracteriza por el hecho de que el logaritmo de su densidad es una hipérbola. Y para $\lambda = -1/2$ se obtiene la distribución normal inversa gaussiana.

B.1.1. Función de Bessel

Son aquellas soluciones canónicas $y(x)$ de la ecuación diferencial de Bessel:

$$x^2 \frac{d^2 y}{dx^2} + x \frac{dy}{dx} + (x^2 - \lambda^2)y = 0 \quad (\text{B.1})$$

con un número complejo cualquiera λ .

Dependiendo del dominio de las soluciones $y(x)$ se definen tres especies de funciones de Bessel [51]:

Definición B.1.2. *Las funciones de Bessel de primera especie denotadas como $J_\lambda(x)$ son aquellas soluciones de la ecuación diferencial (B.1) que son finitas en $x = 0$ para λ entero o positivo y divergen en el origen para aquellos λ no enteros negativos.*

Definición B.1.3. *Las funciones de Bessel de segunda especie denotadas como Y_λ son las soluciones de la ecuación diferencial (B.1) que son singulares en el origen y epiyectivas.*

Definición B.1.4. *Otras dos soluciones linealmente independientes de la ecuación diferencial (B.1) se logran con las formulaciones:*

$$\begin{aligned} H_\lambda^{(1)} &= J_\lambda(x) + iY_\lambda(x) \\ H_\lambda^{(2)} &= J_\lambda(x) - iY_\lambda(x) \end{aligned}$$

donde i es la unidad compleja.

Como las funciones de Bessel son válidas incluso para argumentos complejos de x , existen importantes casos, particularmente donde el argumento es puramente imaginario. Para estos casos se conoce como las funciones de Bessel modificadas, y se definen como:

Definición B.1.5. Para α no entero, o el límite de ser el caso contrario se tiene:

$$I_\lambda(x) = i^{-\lambda} J_\lambda(ix)$$

$$K_\lambda(x) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{I_{-\lambda}(x) - I_\lambda(x)}{\sin(\lambda\pi)}$$

Si $-\pi < \arg x \leq \pi/2$, $K_\lambda(x)$ se puede expresar como la función Bessel de tercera especie:

$$K_\lambda(x) = \frac{\pi}{2} i^{\lambda+1} H_\lambda^{(1)}(ix)$$

y si $-\pi/2 < \arg x \leq \pi$, $K_\lambda(x)$ se expresa también como:

$$K_\lambda(x) = \frac{\pi}{2} (-i)^{\lambda+1} H_\lambda^{(2)}(-ix)$$

B.2. Distribuciones de Johnson

Las distribuciones de Johnson fueron publicadas por el estadístico N. L. Johson en 1949 [52].

Definición B.2.1. Para normalizar una variable x , formalmente se tiene:

$$z = f(x)$$

donde z es una variable normal. A partir de lo anterior se tiene definido una infinidad de curvas, correspondientes a las posibles funciones $f(x)$ que se pueden elegir.

Con el fin de obtener un sistema de distribuciones a partir de variables normales análogo a los sistemas de Pearson [53], se añaden cuatro parámetros:

$$z = \gamma + \delta f\left(\frac{x - \varepsilon}{\lambda}\right) = \gamma + \delta f(y)$$

donde λ y δ son positivos y la función f debe ser monótona respecto a x . En dicha transformación es posible observar que los parámetros γ y δ determinan la forma de la

distribución de x , mientras que λ y ε afectan como escala y localización respectivamente.

Las funciones utilizadas en [52] corresponden a:

$$z = \gamma + \delta f\left(\frac{x - \varepsilon}{\lambda}\right) = \gamma + \delta \ln(f(y))$$

mostrando tres sistemas:

Tabla B.1: Funciones definidas para los sistemas de distribuciones de Johnson.

Sistema	S_L	S_B	S_U
Transformación $f(y)$	y	$y/(1 - y)$	$y + \sqrt{1 + y^2}$

Cada una de ellos posee diferentes características, puesto que S_L corresponde al sistema log-normal, S_B a un sistema acotado, y S_U a uno no acotado (que es de especial interés en este documento).

Apéndice C

Conceptos Matemáticos

C.1. Convolución

La convolución entre dos funciones $f_1(t)$ y $f_2(t)$ y que da como resultado una función $y(t)$, se denota simbólicamente como $f_1(t)*f_2(t)$ y se define matemáticamente según [20]:

$$y(t) = \int_{-\infty}^{\infty} f_1(\tau) \cdot f_2(t - \tau) d\tau \quad (\text{C.1})$$

La integral de la convolución cumple varias propiedades bastante importantes, tales como conmutatividad, asociatividad, distributividad, entre otras que son de utilidad para la implementación en las metodologías del presente documento.

C.1.1. Aplicación

En el plano temporal, para un sistema lineal con entrada $x(t)$ y salida $y(t)$, se puede representar mediante la ecuación:

$$y(t) = \{h_1(t) * h_2(t) * \dots * h_n(t)\} * x(t) \quad (\text{C.2})$$

La ecuación anterior se representa en el plano de Laplace, según la definición anterior, como:

$$Y(s) = \{H_1(s) \cdot H_2(s) \cdots H_n(s)\} \cdot X(s) \quad (C.3)$$

En donde las funciones $H_i(s)$ corresponden a funciones de transferencia.

Esquemáticamente, se puede representar lo anterior en diagramas de bloques como un bloque equivalente del sistema al ir multiplicando las diferentes funciones $H_i(s)$ entre sí:

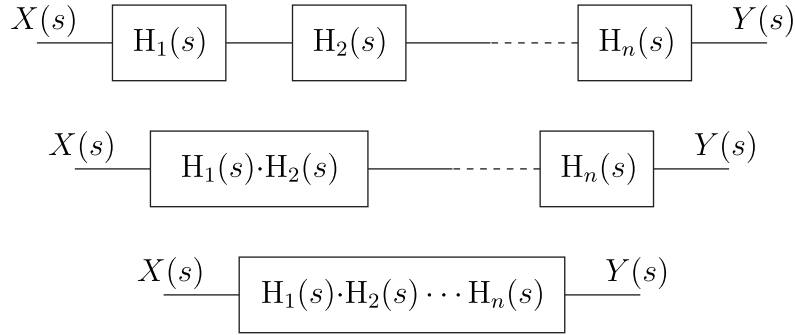


Figura C.1: Reducción del diagrama de bloques de un sistema cualquiera.

En consecuencia, la propiedades mencionadas previamente pueden ser aplicadas para cualquier sistema lineal.

C.2. Desigualdad Triangular

La demostración comienza con que $u \cdot v$ representa el producto escalar entre los vectores u y v , entonces se tiene que:

$$\|u + v\|^2 = (u + v) \cdot (u + v) = \|u\|^2 + 2(u \cdot v) + \|v\|^2 \quad (C.4)$$

Luego, a partir de la desigualdad de Cauchy Schwartz que dicta:

$$\left(\sum_{i=1}^n u_i \cdot v_i \right)^2 \leq \sum_{i=1}^n u_i^2 \cdot \sum_{i=1}^n v_i^2 \quad (C.5)$$

y que se puede escribir como:

$$u \cdot v \leq \|u\| \cdot \|v\| \quad (\text{C.6})$$

queda:

$$\begin{aligned} &\leq \|u\|^2 + 2\|u\| \cdot \|v\| + \|v\|^2 \\ &\leq (\|u\| + \|v\|)^2 \quad (\text{C.7}) \\ \therefore \|u + v\| &\leq \|u\| + \|v\| \end{aligned}$$

Luego, el método es aplicable para la suma de n vectores, pues la suma vectorial cumple la propiedad asociativa.

Apéndice D

Costos Asociados a las Reservas

D.1. Comparación por Bloque Horario

La siguiente tabla comparativa muestra los costos referenciales de las reservas para cada tipo de división de datos propuestas en este trabajo, los que corresponden a:

- BH: datos divididos exclusivamente por bloque horario, no se distinguen tipos de días.
- Sem: datos correspondientes a días de semana, también divididos por bloque horario.
- Fds: datos correspondientes a días de fin de semana, también divididos por bloque horario.

Tabla D.1: Costos de las reservas por bloque de las diferentes divisiones de datos, para diferentes intervalos de confianza.

IC	Bloque Día						Bloque Noche					
	Subida [USD]			Bajada [USD]			Subida [USD]			Bajada [USD]		
	BH	Sem	Fds	BH	Sem	Fds	BH	Sem	Fds	BH	Sem	Fds
90 %	1214	1114	1265	2508	2556	2422	1443	1541	1396	1462	1465	1545
91 %	1267	1160	1333	2578	2625	2500	1494	1607	1436	1518	1529	1596
92 %	1334	1231	1409	2650	2687	2567	1560	1662	1490	1577	1592	1668
93 %	1424	1289	1480	2739	2771	2628	1628	1729	1546	1636	1653	1749
94 %	1514	1375	1582	2850	2878	2730	1721	1815	1610	1699	1737	1831
95 %	1638	1466	1668	2973	2984	2840	1808	1941	1700	1794	1795	1922
96 %	1745	1576	1786	3126	3111	2983	1928	2048	1793	1875	1911	2054
97 %	1905	1715	1935	3280	3273	3134	2068	2177	1946	2019	2047	2175
98 %	2141	1889	2132	3494	3487	3324	2269	2369	2098	2188	2257	2404
99 %	2478	2138	2550	3841	3883	3705	2630	2801	2527	2526	2602	2725

Bibliografía

- [1] CDEC-SIC. *Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas - Informe Final* (2016) [en línea].

<https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/estudio-de-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>

- [2] Coordinador Eléctrico Nacional, *Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas - Informe año 2016* [en línea].

http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=4017

- [3] Prabha Kundur *et al.* *Definition and Classification of Power System Stability*. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. [en línea].

<http://ieeexplore.ieee.org/document/1318675/>

- [4] Pablo Ledesma, *Regulación de frecuencia y potencia*, Universidad Carlos III de Madrid. [en línea].

http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RFP.pdf

- [5] CDEC-SIC, *Esquema de Regulación Distribuida de Frecuencia en el SIC*, Proyecto ES-2009-58, 2009. [en línea]. Disponible en:

https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2013/12/regulac_distrib_frec_verdic09.pdf

- [6] George Casella, Roger L. Berger, *Statistical Inference*. Duxbury Advanced Series. Second Edition.
- [7] John A. Rice. *Mathematical Statistics and Data Analysis*. Duxbury Advanced Series. Third Edition.
- [8] D. Scott, *On Optimal and data-based Histograms*. Biometrika, vol.66, pp. 605-610, 1979.
- [9] Larry Wasserman. *All of Nonparametric Statistics*. Springer texts in statistics.
- [10] University of California, Berkeley, *Using T-Tests in R*. Department of Statistics. [en línea].

<https://statistics.berkeley.edu/computing/r-t-tests>
- [11] Ministerio de Energía. *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio* [en línea].

<https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas>
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional, Gerencia de Operación, *Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas*, Informe Final Etapas 1 y 2, 2017.
- [13] ENTSO-E. Registro de demanda, Alemania (2017). Recuperado de:

<https://transparency.entsoe.eu/>
- [14] ENTSO-E Data. Power Statistics (2016). *Net Generation Capacity Report*. Recuperado de:

<https://transparency.entsoe.eu/>
- [15] Sofía Alonso Delgado. *El mercado de la energía solar fotovoltaica en Alemania - Resumen ejecutivo* (2016). Recuperado de:

<http://www.icex.es/icex/es/navegacion-principal/todos-nuestros-servicios/informacion-de-mercados/sectores/industria-y-tecnologia/documentos/DOC2016625098.html>

- [16] Consentec GmbH. *Description of load-frequency control concept and market for control reserves* (2014) [en línea]. Disponible:

<https://transparency.entsoe.eu/>
- [17] UCTE. *UCTE Operation Handbook: Policy 1 Load-Frequency Control and Performance* [en línea].

https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf
- [18] Christoph Maurer, Simon Krahl and Holger Weber. *Dimensioning of Secondary and Tertiary Control Reserve by Probabilistic Methods*. Recuperado de:

<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/etep.326/abstract>
- [19] Rahmann, Heinemann and Torres. *Quantifying Operating Reserves with Wind Power: Towards Probabilistic-Dynamic Approaches*. [en línea]. Recuperado de:

<http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/139146/Quantifying-operating-reserves-with-wind-power.pdf?sequence=1>
- [20] B. P. Lathi. *Signal Processing & Linear Systems*. Berkeley Cambridge Press, Carmichael, California.
- [21] Lion Hirth, Inka Ziegenhagen. *Control Power and Variable Renewables – A Glimpse at German Data* [en línea].

https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/AAEE-PhD-Day-2013/02_hirth.pdf
- [22] WECC. *State of the Interconnection* (2016) [en línea]. Recuperado de:

<https://www.wecc.biz/Reliability/2016%20SOTI%20Final.pdf>
- [23] WECC. *Standart BAL-STD-002-1 - Operating Reserves* [en línea]. Recuperado de:

<http://www.nerc.com/files/bal-std-002-0.pdf>

- [24] CAISO. *Spinning Reserve and Non-Spinning Reserve - Settlements Guide* (2006). [en línea]. Disponible en:

<https://www.caiso.com/Documents/SpinningReserveandNonSpinningReserve.pdf>

- [25] E. Ibanez, I. Krad, E. Ela. *A Systematic Comparison of Operating Reserve Methodologies* NREL. [en línea]. Disponible en:

<https://www.nrel.gov/research/publications.html>

- [26] I. Krad and E. Ibanez. *Quantifying the Potential Impacts of Flexibility Reserve on Power System Operations* NREL. [en línea]. Disponible en:

<https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63402.pdf>

- [27] SAAC meeting, *Proposed Approach for Assessing Balancing and Flexibility Reserves in the Region*. [en línea]. Disponible en:

<https://www.nwcouncil.org/sites/default/files/balancingflexibilitymethodologysaac20150804.pdf>

- [28] NERC. *BALANCING AND FREQUENCY CONTROL. A Technical document Prepared by the NERC Resources Subcommittee* (2011) [en línea]. Recuperado de:

<http://www.nerc.com/docs/oc/rs/NERC%20Balancing%20and%20Frequency%20Control%20040520111.pdf>

- [29] WECC. *Variable Generation Planning Reference Book* [en línea]. Recuperado de:

http://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-22142_1.pdf

- [30] D. Lew, G. Brinkman, E. Ibanez. *The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2* NREL. [en línea]. Disponible en:

<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/55588.pdf>

- [31] EnerNex Corporation. *Eastern Wind Integration and Transmission Study* NREL. [en línea]. Disponible en:
<https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/47078.pdf>
- [32] ERCOT. *Report on the Capacity, Demand and Reserves* (2016-2017) [en línea]. Recuperado de:
<http://www.ercot.com/content/wcm/lists/114798/CapacityDemandandReserveReport-May2017.pdf>
- [33] ERCOT. *Quick Facts* (2017) [en línea]. Recuperado de:
www.ercot.com/content/wcm/lists/114739/ERCOT_Quick_Facts_11117.pdf
- [34] ERCOT. *Future Ancillary Services*. [en línea]. Disponible en:
http://www.ercot.com/content/wcm/lists/89476/FAS_TwoPager_April2016_FINAL.pdf
- [35] ERCOT. *Adjustment Period and Real-Time Operations*. Nodal Protocols - Section 6. [en línea]. Disponible en:
<http://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current>
- [36] ERCOT. *Methodologies for Determining Ancillary Service Requirements* (2012) [en línea]. Recuperado de:
<http://www.ercot.com/content/wcm/key_documents_lists/76349/9_2017_Methodology_for_Determining_Minimum_Ancillary_Service_Requirements.pdf>
- [37] Registro de demanda en Suiza. Disponible en:
<https://transparency.entsoe.eu/>
- [38] CIGRE. Swiss Power System – 2015. [en línea]. Disponible en:
<http://www.cigre.org/var/cigre/storage/original/application/83e31f4ae67254914219c6804e35d199.pdf>

- [39] Swissgrid. Overview of Ancillary Services – 2010. [en línea]. Disponible en:
https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/Dokumente/D100412_AS-concept_V1R0_en.pdf
- [40] The Swiss Reserve Market: Stochastic programming in practice.
- [41] R. Billinton, R. N. Allan. Reliability evaluation of power systems (Plenum Press, New York, 1996, 2nd edition)
- [42] R Core Team, *R: A Language and Enviroment for Statistical Computing*, R Foundation for Statistical Computing.
<https://www.R-project.org/>
- [43] Bob Wheeler, *SuppDists: Supplementary Distributions*, R package version 1.1-9.4, 2016.
<https://CRAN.R-project.org/package=SuppDists>
- [44] D. Luethi, W. Breymann, *ghyp: A Package on Generalized Hyperbolic Distribution and Its Special Cases*, R package version 1.5.7.
<https://CRAN.R-project.org/package=ghyp>
- [45] W. N. Venables and B. D. Ripley, *Modern Applied Statistics with S*, Fourth Edition. Springer, New York.
<http://www.stats.ox.ac.uk/pub/MASS4>
- [46] M. L. Delignette-Muller, C. Dutang, *fitdistrplus: An R Package for Fitting Distributions*, Journal of Statistical Software, 2015.
<http://www.jstatsoft.org/v64/i04/>
- [47] B. Hodge, D. Lew, M. Miligan, *et al*, *Wind Power Forecasting Error Distribution, An International Comparison*, 11th Anual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants Conference. [en línea]. Disponible en:

<https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/56130.pdf>

- [48] B. Hodge, D. Lew, and M. Miligan, *Short-Term Load Forecasting Error Distributions and Implications for Renewable Integration Studies*, NREL. [en línea].

<https://ieeexplore.ieee.org/document/6520086/>

- [49] Ernst Eberlein and Karsten Prause, *The Generalized Hyperbolic Model: Financial Derivates and Risk Measures*, Freiburg Center for Data Analysis and Modelling, 1998.[en línea].

https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-662-12429-1_12

- [50] O. Barndorff-Nielsen, *Exponentially Decreasing Distributions for the Logarithm of Particle Size*, 1977. [en línea].

<http://rspa.royalsocietypublishing.org/content/353/1674/401>

- [51] National Bureau of Standards Applied Mathematics Series, *Handbook of Mathematical Functions with Formulas, Graphs, and Mathematical Tables*. [en línea]. Disponible en:

http://people.math.sfu.ca/~cbm/aands/abramowitz_and_stegun.pdf

- [52] N. L . Johson, *Systems of Frequency Curves Generated By Methods of Translation*, Biometrika. [en línea].

<https://www.jstor.org/stable/2332539>

- [53] J. K. Ord, *Pearson System of Distributions*, 2006. [en línea].

<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/0471667196.ess1939.pub2>