



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**APLICACIÓN DEL ESPECTRO DE
POTENCIA PARA ESTIMAR
REQUERIMIENTOS DE LOS SERVICIOS
DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PRESENTA:
DIEGO ESAU ESTRADA HERNANDEZ**



CIUDAD DE MÉXICO 2017

RESUMEN

En un sistema eléctrico de potencia reestructurado los servicios de reserva de potencia activa tienen como objetivo principal mantener el balance entre la carga y la generación del sistema eléctrico, manteniendo la frecuencia dentro de su valor nominal de 60 Hz, o con variaciones máximas de ± 0.2 Hz. Los servicios de reserva de potencia activa son suministrados por centrales eléctricas o por recursos de demanda controlable, los cuales reciben la instrucción directa por parte del operador independiente del sistema, para modificar su generación o consumo de potencia activa.

En este trabajo se consideran cinco servicios de reserva de potencia activa: servicio de reserva de regulación secundaria; servicio de reserva rodante de diez minutos; servicio de reserva no rodante de diez minutos; servicio de reserva rodante y no rodante suplementaria de treinta minutos.

Se utiliza una clasificación en el dominio de la frecuencia de los servicios mencionados, convirtiendo su tiempo de respuesta en anchos de banda expresados en Hz. Se describe una primera etapa de pre procesamiento de datos correspondientes al pronóstico de demanda de una semana del Sistema Interconectado Nacional. De esta primera etapa se obtienen dos modelos probabilísticos de variación del error (Logistic y Pearson 5) así como un patrón horario del pronóstico con varianza maximizada.

Se describe una metodología para utilizar los datos pre procesados del pronóstico y estimar los requerimientos mínimos de los servicios de reserva de potencia activa en estado operativo normal del SEP, esto se realiza para veinticuatro periodos, aplicando el espectro de potencia. Dichos requerimientos mínimos sirven como referencia para el operador independiente ya que este deberá adquirirlos en el mercado de día en adelante.

Con esta metodología el requerimiento promedio horario del servicio de regulación secundaria es de 127.82 MW (modelo Pearson 5) y de 147.34 MW (modelo Logistic). El requerimiento promedio de los servicios de reserva rodante y no rodante de 10 minutos es de 169.82 MW (modelo Pearson 5) y de 196.50 MW (modelo Logistic). El requerimiento promedio de los servicios de reserva rodante y no rodante suplementaria de 30 minutos fue de 28.10 MW (modelo Pearson 5) y de 30.83 MW (modelo Logistic).

Finalmente se realiza la simulación el control automático de generación con cuatro centrales eléctricas participantes del servicio de regulación secundaria en dos áreas de control. Se evalúa el índice de rendimiento de control 1 y 2, establecidos por la Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (NERC), encontrando que los índices se satisfacen cuando la carga eléctrica tiene una variación superior a 30 segundos.

ABSTRACT

In a restructured power electrical system, the active power reserve services have as main objective to maintain the balance between the load and generation of the electrical system. Maintaining the frequency within its nominal value of 60 Hz, or with maximum variations of ± 0.2 Hz. Active power reserve services are supplied by power plants or by controllable demand resources, which receive direct instruction from the Independent System Operator, to modify their generation or consumption of active power.

In this work, five active power reserve services are considered: secondary regulation reserve; ten minute spinning reserve; ten minute non spinning reserve; thirty minute supplementary spinning and non spinning reserve.

A classification is used in the frequency domain of the aforementioned services, converting their response time into bandwidths expressed in Hz. A first stage of pre-processing of data corresponding to the one-week demand forecast of the National Interconnected System is described. From this first stage, two probabilistic models of error variation are obtained (Logistic and Pearson 5) as well as a forecast time pattern with maximized variance.

A methodology is described to use the pre-processed forecast data and estimate the minimum requirements of the active power reserve services in the normal operating state of the electrical power system, this is done for twenty-four periods, applying the power spectrum. These minimum requirements serve as a reference for the independent operator since it must acquire them in the day-ahead market.

With this methodology, the average hourly requirement of the secondary regulation service is 127.82 MW (Pearson 5 model) and 147.34 MW (Logistic model). The average hourly requirement of the 10-minute rolling and non-rolling reserve services is 169.82 MW (Pearson 5 model) and 196.50 MW (Logistic model). The average hourly requirement of the 30-minute supplementary rolling and non-rolling reserve services was 28.10 MW (Pearson 5 model) and 30.83 MW (Logistic model).

Finally, the automatic generation control is carried out with four power plants participating in the secondary regulation service in two control areas. The performance index of control 1 and 2, established by the North American Electric Reliability Corporation (NERC), is evaluated, finding that the indices are satisfied when the electric charge has a variation greater than 30 seconds.

DEDICATORIA

Con amor, a mis padres:

Carmen

y

Roberto

Con amor, a mi hermana:

Bere

Con amor, para ti:

Aline

Gracias por ser y estar en cada instante.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme vida y salud.

Al Dr. David Romero Romero, por su apoyo, paciencia y motivación durante mis estudios de maestría.

Al Dr. Jaime Robles García por motivarme a hacer estudios de posgrado.

A mis padres, Carmen Hernández y Roberto Estrada por nunca dejarme solo y apoyarme en todo momento de mi vida.

A mi hermana, Bere Estrada por darme su amor y apoyo, y ser un motivante para superarme.

A Aline Zamorano por su comprensión y apoyo durante este tiempo.

A mis amigos de la sección de estudios de posgrado Jesús Pacheco, Arturo Maisse, Silvia Pérez, Edgar Oidor, Irving Valladares, Víctor Reséndiz, Pablo Vázquez, Carlos Arellano, Octavio Aldrete, Carlos Rentería, Lorena Rojas y Lucía Añorve por las experiencias y los buenos momentos compartidos.

A la Comisión Revisora de Tesis por hacer sugerencias para el mejoramiento de este trabajo, Dr. Raúl Cortés Mateos, Dr. Daniel Olguín Salinas, Dr. Ricardo Mota Palomino, Dr. Jaime Robles García, y Dr. David Sebastián Baltazar.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por la beca de estudios de maestría otorgada durante dos años.

A la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica por brindarme el espacio y conocimiento en mi formación de ingeniero.

Al Instituto Politécnico Nacional por la beca tesis otorgada durante el último semestre y por brindarme una enseñanza técnica y de alta calidad.

CONTENIDO

RESUMEN	VII
ABSTRACT	IX
DEDICATORIA	XI
AGRADECIMIENTOS	XIII
CONTENIDO	XV
LISTA DE FIGURAS	XIX
LISTA DE TABLAS	XXIV
GLOSARIO	XXIX
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1. PRELIMINARES.....	1
1.2. PANORAMA GENERAL.....	1
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.4. OBJETIVO.....	3
1.5. JUSTIFICACIÓN.....	3
1.6. LIMITACIONES Y ALCANCES.....	4
1.7. ESTADO DEL ARTE.....	4
1.7.1. Trabajos desarrollados a nivel internacional sobre servicios de reserva.....	4
1.7.2. Trabajos desarrollados en la SEPI-ESIME sobre servicios de reserva.....	9
1.8. APORTACIONES.....	9
1.9. PUBLICACIONES DERIVADAS DE LA TESIS.....	10
1.10. ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	10
CAPÍTULO 2: SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA	13
2.1. INTRODUCCIÓN.....	13
2.1.1. LA NUEVA INDUSTRIA ELÉCTRICA.....	13
2.1.1.1. Los primeros países.....	13
2.1.1.2. La nueva industria eléctrica en México.....	14
2.1.2. CONCEPTOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	18
2.1.2.1. Introducción.....	18
2.1.2.2. Precios de potencia, energía y capacidad.....	18
2.1.2.3. Mercado de día en adelante.....	19
2.1.2.4. Mercado de tiempo real.....	19
2.1.2.5. Mercado de reservas operativas.....	20
2.1.2.6. Tipos de mercados eléctricos.....	20
2.2. CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN.....	21
2.2.1. Introducción.....	21
2.2.2. Jerarquía de los servicios de control de frecuencia.....	22
2.2.2.1. Control primario.....	22
2.2.2.2. Control secundario.....	23
2.2.2.3. Control terciario.....	24
2.2.3. Agentes del control automático de generación en un mercado eléctrico.....	24
2.2.4. Organización técnica del control automático de generación.....	26
2.2.5. Simulador del control de frecuencia en un ambiente de mercado.....	26
2.2.6. Estándares de rendimiento del control de frecuencia.....	28

2.3.	DEFINICIÓN DE LOS SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA.....	31
2.3.1.1.	Introducción.....	31
2.3.1.2.	Reserva rodante.....	32
2.3.1.3.	Clasificación y definición de los servicios de reserva de potencia activa.....	32
2.4.	REQUERIMIENTOS DE LOS SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA.....	39
2.4.1.1.	Introducción.....	39
2.4.1.2.	Criterio de seguridad N-1.....	39
2.4.1.3.	Criterios probabilísticos.....	39
2.4.1.4.	Análisis costo beneficio.....	40
2.4.1.5.	Fórmulas para calcular la reserva de regulación.....	41
2.4.1.6.	Variabilidad de la demanda eléctrica.....	43
2.5.	MÉTODOS DE OBTENCIÓN Y PAGO DE LOS SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA EN EL MERCADO ELÉCTRICO.....	45
2.5.1.1.	Introducción.....	45
2.5.1.2.	Entidad responsable de la obtención.....	45
2.5.1.3.	Métodos de obtención.....	45
2.5.1.4.	Métodos de remuneración.....	46
2.6.	COSTOS DE LOS SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA.....	47
2.6.1.1.	Introducción.....	47
2.6.1.2.	Costos Fijos.....	48
2.6.1.3.	Costos variables.....	48
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA PARA ESTIMACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA.....		51
3.1.	INTRODUCCIÓN.....	51
3.2.	PRE PROCESAMIENTO DE DATOS.....	53
3.2.1.	<i>Introducción.....</i>	<i>53</i>
3.2.2.	<i>Análisis de componentes principales aplicado a la demanda.....</i>	<i>53</i>
3.2.3.	<i>Estimación del error aleatorio.....</i>	<i>60</i>
3.2.4.	<i>Tratamiento de datos atípicos.....</i>	<i>67</i>
3.2.5.	<i>Interpretación de incertidumbre y riesgo.....</i>	<i>70</i>
3.2.6.	<i>Aplicación de la prueba Kolmogorov-Smirnov.....</i>	<i>71</i>
3.2.7.	<i>Aplicación de técnicas para simular modelos probabilísticos.....</i>	<i>73</i>
3.2.8.1	Transformación inversa para distribución Logistic.....	73
3.2.8.2	Relación Gamma inversa para distribución Pearson 5.....	74
3.2.8.	<i>Estimación de probabilidades con los modelos del error aleatorio.....</i>	<i>79</i>
3.3.	DESCRIPCIÓN Y BASES DE LA METODOLOGÍA.....	89
3.3.1.	<i>Introducción.....</i>	<i>89</i>
3.3.2.	<i>Verificación del teorema de Nyquist.....</i>	<i>90</i>
3.3.3.	<i>Muestreo estratificado.....</i>	<i>92</i>
3.3.4.	<i>Estimación del espectro de potencia de la demanda.....</i>	<i>96</i>
3.3.4.1.	Métodos de obtención del espectro de potencia.....	97
3.3.4.2.	Funciones de correlación (Relación Wiener Kinchine).....	97
3.3.4.3.	Relación Wiener Kinchine discretizada.....	99
3.3.4.4.	Algoritmo para estimar el espectro de potencia.....	100
3.3.4.5.	Potencia del proceso estocástico.....	102
3.3.5.	<i>Respuesta de los servicios de reserva de potencia activa en el dominio de la frecuencia. 103</i>	<i>103</i>
CAPÍTULO 4: PRUEBAS Y RESULTADOS.....		115
4.1.	INTRODUCCIÓN.....	115
4.2.	RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL ESPECTRO DE POTENCIA.....	115
4.2.1.	<i>Introducción.....</i>	<i>115</i>
4.2.2.	<i>Área espectral en cada ancho de banda por categoría de servicio de reserva de potencia activa.....</i>	<i>116</i>
4.2.2.1.	Servicio de regulación secundaria.....	116
4.2.2.2.	Servicios de reserva rodante y no rodante de 10 minutos.....	118
4.2.2.3.	Servicios de reserva rodante y no rodante suplementaria.....	119

4.2.3.	Área espectral iterativa por cada servicio de reserva de potencia activa.....	121
4.2.3.1.	Servicio de regulación secundaria	121
4.2.3.2.	Servicios de reserva rodante y no rodante de 10 minutos	123
4.2.3.3.	Servicios de reserva rodante y no rodante suplementaria de 30 minutos	125
4.2.4.	Comparación de los requerimientos de regulación estimados con criterios determinísticos 127	
4.3.	SIMULACIÓN Y MEDICIÓN DEL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA EN EL TIEMPO 129	
4.3.1.	Introducción.....	129
4.3.2.	Cambio de carga en intervalos de 1 segundo.....	130
4.3.3.	Cambio de carga en intervalos de 2 segundos	136
4.3.4.	Cambio de carga en intervalos de 30 segundos	142
4.3.5.	Cambio de carga en intervalos de 1 minuto.....	149
4.3.6.	Cambio de carga en intervalos de 2 minutos	155
4.3.7.	Cambio de carga en intervalos de 5 minutos	161
4.3.8.	Cambio de carga en intervalos de 10 minutos	167
4.3.9.	Análisis de resultados de los índices de rendimiento de control	173
	CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES	175
5.1.	CONCLUSIONES	175
5.2.	APORTACIONES	177
5.3.	RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	177
	REFERENCIAS.....	179
	ANEXOS.....	189
	ANEXO A. LA DEMANDA ELÉCTRICA COMO UN PROCESOS ESTOCASTICO ESTACIONARIO	189
	ANEXO B. ANÁLISIS DE COMPONENTES PRINCIPALES.....	193
	B.1 Introducción.....	193
	B.2 Desarrollo del Análisis de Componentes Principales.....	193
	ANEXO C. DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA DE DOS AREAS DE CONTROL	196
	ANEXO D. ESTIMACIÓN PUNTUAL DE LA VARIANZA DEL ERROR ALEATORIO	201
	ANEXO E. PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE KOLMOGOROV SMIRNOV	203
	ANEXO F. FUNCIONES DE DENSIDAD Y DISTRIBUCIÓN ACUMULADA LOGISTIC Y PEARSON 5.....	204
	ANEXO G. CÓDIGO FUENTE DE SUBROUTINAS EN FORTRAN	206
	G.1 Código fuente para calcular el espectro de potencia utilizando la función de auto covarianza ...	206
	G.2 Código fuente para calcular el espectro de potencia utilizando la función de auto correlación ..	210
	G.3 Código fuente para generar números aleatorios de una distribución Logistic	214
	G.4 Código fuente para generar números aleatorios de una distribución Pearson 5.....	216
	G.5 Código fuente para calcular el estándar de rendimiento de control (1 y 2)	218
	G.6 Código fuente para muestrear la curva de demanda en minutos con el modelo probabilístico	223
	G.7 Código fuente para calcular los requerimientos de servicios de reserva.	227

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema nuevo de la CFE de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica. [37].....	15
Figura 2.2. Competencia en la cadena de valor de la nueva industria eléctrica. [37]	17
Figura 2.3. Área de control en un sistema de potencia reestructurado. [2]	25
Figura 2.4. Control descentralizado jerárquico. [5].....	26
Figura 2.5. Simulador de control de frecuencia en un mercado eléctrico. [52].....	27
Figura 2.6 Ejemplo de máquina térmica con modelo lineal que suministra el servicio de regulación secundaria.	
FUENTE: Elaboración propia.	34
Figura 2.7 Ejemplo de máquina térmica con modelo lineal que suministra el servicio de regulación secundaria,	
FUENTE: Elaboración propia.	34
Figura 2.8 Comportamiento de la frecuencia ante el suministro del servicio de regulación secundaria. FUENTE:	
Elaboración propia.	35
Figura 2.9 Ejemplo de máquina térmica con modelo lineal que suministra el servicio de reserva rodante de 10	
minutos. FUENTE: Elaboración propia.	36
Figura 2.10 Ejemplo de máquina térmica con modelo lineal que suministra el servicio de reserva rodante	
suplementaria de 30 minutos. FUENTE: Elaboración propia.	37
Figura 2.11. Clasificación de los servicios de reserva de potencia activa de acuerdo con su respuesta en el	
tiempo. [28].....	38
Figura 2.12. Estrategia de planeación de la generación convencional.	43
Figura 2.13. Componentes de la demanda en el intervalo de una hora. [76].....	44
Figura 2.14. Diagrama de clasificación de los costos de los servicios de reserva de potencia activa. [11].....	49
Figura 3.1 Metodología para estimación de los requerimientos de servicios de reserva de potencia activa. ...	52
Figura 3.2. Demanda de energía eléctrica del SIN, del lunes 05 al domingo 11 de mayo del 2017.	53
Figura 3.3. Componentes principales y varianza porcentual de la demanda eléctrica del SIN en una semana.58	
Figura 3.4. Demanda de energía eléctrica del SIN en el nuevo espacio de datos.	60
Figura 3.5. Demanda del lunes 05 al viernes 09 de mayo del 2017.....	61
Figura 3.6. Componente de tendencia de la demanda en una semana.	62
Figura 3.7. Variación estacional de la demanda en una semana.....	63
Figura 3.8. Índices estacionales de la demanda en una semana.	65
Figura 3.9. Componente de variación aleatoria de la demanda en una semana.....	65
Figura 3.10. Componente irregular en MW.	66
Figura 3.11. Función de autocorrelación del componente irregular.	67
Figura 3.12. Diagrama de dispersión del error aleatorio estandarizado.	68
Figura 3.13. Histograma de frecuencia del error aleatorio (estandarizado) con atípicos.	69
Figura 3.14. Histograma de frecuencia del error aleatorio (estandarizado) sin atípicos.	70
Figura 3.15. Comparación de la función de densidad Logistic, $x = -25$ a $+25$	76
Figura 3.16. Comparación de la función de densidad Logistic, $x = -3.0$ a $+3.0$	76
Figura 3.17. Comparación de la función de distribución Logistic, $x = -25.0$ a $+25.0$	77
Figura 3.18. Comparación de la función de distribución Logistic, $x = -3.0$ a $+3.0$	77
Figura 3.19. Función de densidad Pearson 5 con parámetro de ubicación cero, parámetro de escala 10.0 y de	
forma de 5.0.	78
Figura 3.20. Función de distribución Pearson 5 con parámetro de ubicación cero, parámetro de escala 10.0 y de	
forma de 5.0.	78
Figura 3.21. Función de densidad de probabilidad Pearson 5 y Logistic representativas de la variación aleatoria	
de la demanda.....	79
Figura 3.22. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 1 del modelo Logistic.	82
Figura 3.23. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 2 del modelo Logistic.	82
Figura 3.24. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 3 del modelo Logistic.	83
Figura 3.25. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 4 del modelo Logistic.	83
Figura 3.26. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 5 del modelo Logistic.	84
Figura 3.27. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 1 del modelo Pearson 5.	84
Figura 3.28. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 2 del modelo Pearson 5.	85
Figura 3.29. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 3 del modelo Pearson 5.	85
Figura 3.30. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 4 del modelo Pearson 5.	86

Figura 3.31. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 5 del modelo Pearson 5.....	86
Figura 3.32. Límite inferior derecho para valores extremos en el modelo Logistic.	88
Figura 3.33. Límite inferior izquierdo para valores extremos en el modelo Logistic.	89
Figura 3.34. Curva de demanda pico porcentual como señal discreta.	91
Figura 3.35. Muestreo estratificado.....	93
Figura 3.36. Diagrama del muestreo estratificado.....	94
Figura 3.37 Realización de demanda con muestreo estratificado, modelo Pearson 5 y 4320 muestras.	95
Figura 3.38 Realización de demanda con muestreo estratificado, modelo Logistic y 4320 muestras.	95
Figura 3.39 Realización de demanda con muestreo estratificado, modelo Logistic (probabilidad mínima de eventos atípicos) y 4320 muestras.	96
Figura 3.40. Diagrama de flujo para estimar el espectro de potencia a partir de la función de correlación. ...	100
Figura 3.41. Señal aleatoria proveniente de un proceso estocástico con distribución normal estándar.	101
Figura 3.42. Espectro de potencia de una señal aleatoria de un proceso aleatorio estacionario con distribución normal estándar.	101
Figura 3.43. Propiedades del espectro de potencia.....	103
Figura 3.44 . Realizaciones pico porcentual de la demanda con variación fija de 20 segundos.....	107
Figura 3.45 Espectro de potencia de la realización de la demanda con modelo Pearson 5.	109
Figura 3.46. Estimación de la media en la realización de la demanda con modelo Pearson 5.	109
Figura 3.47. Estimación de la varianza en la realización de la demanda con modelo Pearson 5.....	110
Figura 3.48. Espectro de potencia de la realización de la demanda con modelo Logistic.	110
Figura 3.49. Estimación de la media en la realización de la demanda con modelo Logistic.....	111
Figura 3.50. Estimación de la varianza en la realización de la demanda con modelo Logistic.	111
Figura 3.51. Espectro de potencia con la realización de la demanda con modelo Logistic y probabilidad de atípicos.....	112
Figura 3.52. Estimación de la media en la realización de la demanda con el modelo Logistic y probabilidad de atípicos.....	112
Figura 3.53. Estimación de la varianza en la realización de la demanda con el modelo Logistic y probabilidad de atípicos.	113
Figura 4.1 Área espectral con modelo Pearson 5 en ancho de banda del servicio de regulación secundaria.	116
Figura 4.2. Área espectral con modelo Logistic en ancho de banda del servicio de regulación secundaria... ..	117
Figura 4.3. Área espectral con modelo Pearson 5 en ancho de banda de los servicios de 10 minutos.....	118
Figura 4.4. Área espectral con modelo Logistic en ancho de banda de los servicios de 10 minutos.	119
Figura 4.5. Área espectral con modelo Pearson 5 en ancho de banda de los servicios de 30 minutos.....	120
Figura 4.6. Ancho de banda con modelo Logistic en ancho de banda de los servicios de 30 minutos.	121
Figura 4.7. Requerimientos de servicio de reserva de regulación, con modelos de probabilidad.....	122
Figura 4.8. Requerimientos de servicios de reserva de 10 minutos, con modelos de probabilidad.	124
Figura 4.9. Requerimientos de servicios de reserva de 30 minutos, con modelos de probabilidad.	126
Figura 4.10. Sistema de prueba de dos áreas de control interconectadas, con nueve compañías de generación.	129
Figura 4.11. Servicio de regulación y carga medida cada segundo en el área de control A, acercamiento de 60 segundos.	131
Figura 4.12. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada segundo en el área de control A, simulación completa 15 minutos.....	131
Figura 4.13. Cambio del error de área de control A (superior), cambio de frecuencia en el área de control A (inferior), medición de 1 segundo.....	132
Figura 4.14. Servicio de regulación y carga medida cada segundo en el área de control B, acercamiento de 60 segundos.	134
Figura 4.15. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control B, simulación 15 minutos.	134
Figura 4.16. (a) Error de área de control B, (b) variación de frecuencia en el área de control B, medición de 1segundo.....	135
Figura 4.17. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 2 segundos en el área de control A, acercamiento 60 segundos.	137
Figura 4.18. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 2 segundos en el área de control A, simulación 15 minutos.	137
Figura 4.19. (a) Error de área de control A, (b) variación de la frecuencia en el área de control A, medición cada 2 segundos.	138

Figura 4.20. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 2 segundos en el área de control B, acercamiento de 60 segundos.....	140
Figura 4.21. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 2 segundos en el área de control B, simulación de 15 minutos.....	140
Figura 4.22. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada 2 segundos.....	141
Figura 4.23. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 30 segundos en el área de control A, acercamiento de 60 segundos.....	143
Figura 4.24. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 30 segundos en el área de control A, simulación 15 minutos.....	143
Figura 4.25. (a) Error de área de control A, (b) variación de la frecuencia en el área de control A, medición cada 30 segundos.....	144
Figura 4.26. Efecto del control primario y secundario en la frecuencia del área de control A.....	146
Figura 4.27. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 30 segundos en el área de control B, acercamiento de 60 segundos.....	147
Figura 4.28. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 30 segundos en el área de control B, simulación 15 minutos.....	147
Figura 4.29. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada 30 segundos.....	148
Figura 4.30. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control A, acercamiento de un minuto.....	150
Figura 4.31. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control A, simulación de 15 minutos.....	150
Figura 4.32. (a) Error de área de control A, (b) variación de frecuencia en el área de control A, medición cada minuto.....	151
Figura 4.33. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control B, acercamiento de un minuto.....	153
Figura 4.34. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control B, simulación de 15 minutos.....	153
Figura 4.35. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada minuto.....	154
Figura 4.36. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control A, acercamiento de 2 minutos..	156
Figura 4.37. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control A, simulación 15 minutos.....	156
Figura 4.38. (a) Error de área de control A, (b) variación de la frecuencia en el área de control A, medición cada 2 minutos.....	157
Figura 4.39. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control B, acercamiento de 2 minutos.....	159
Figura 4.40. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control B, simulación 15 minutos.....	159
Figura 4.41. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada 2 minutos.....	160
Figura 4.42. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 5 minutos en el área de control A, acercamiento 5 minutos.....	162
Figura 4.43. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 5 minutos en el área de control A, simulación 15 minutos.....	162
Figura 4.44. (a) Error de área de control A, (b) variación de la frecuencia en el área de control A, medición cada 5 minutos.....	163
Figura 4.45. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control B, medición cada 5 minutos, acercamiento 5 minutos.....	165
Figura 4.46. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 5 minutos en el área de control B, simulación 15 minutos.....	165
Figura 4.47. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada 5 minutos.....	166
Figura 4.48. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control A medición cada 10 minutos, acercamiento de 10 minutos.....	168

Figura 4.49. Servicio de regulación y demanda eléctrica en el área de control A, medida cada 10 minutos, simulación 15 minutos.	168
Figura 4.50. (a) Error de área de control A, (b) variación de la frecuencia en el área de control A, medición cada 10 minutos.	169
Figura 4.51. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control B, medición cada 10 minutos.	171
Figura 4.52. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control B, medición cada 10 minutos, simulación de 15 minutos.	171
Figura 4.53. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada 10 minutos.	172
Figura A.1. Proceso estocástico de la demanda en una semana. Fuente: ERCOT	190

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Unidades de precio para la potencia, energía y capacidad. [1]	18
Tabla 2.2. Valores de ϵ de cuatro sistemas interconectados en EUA. [67].....	30
Tabla 2.3 Clasificación de los servicios de reserva de potencia activa bajo el marco de referencia de control de frecuencia.....	33
Tabla 2.4. Características técnicas de los servicios de reserva de potencia activa. [71]	37
Tabla 2.5 Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN. [10] 42	42
Tabla 3.1. Eigenvalores o varianza maximizada de componentes principales.	57
Tabla 3.2. Valores y estadísticos Z modificados.	68
Tabla 3.3. Análisis estadístico de una variable del error aleatorio con y sin atípicos.	69
Tabla 3.4. Resultados de la prueba Kolmogorov-Smirnov para el error aleatorio con atípicos.	71
Tabla 3.5. Valores extrapolados sustituyendo los datos atípicos.....	72
Tabla 3.6. Resultados de la prueba Kolmogorov Smirnov para el error aleatorio con datos extrapolados.	72
Tabla 3.7. Coeficientes de los modelos probabilísticos de variación aleatoria de la demanda.....	72
Tabla 3.8. Coeficientes de distribución Logistic.	73
Tabla 3.9. Coeficientes de distribución Pearson 5.....	74
Tabla 3.10. Parámetros de los modelos de probabilidad del error aleatorio sin estandarizar.	79
Tabla 3.11. Expresiones de media y varianza de los modelos de probabilidad.	80
Tabla 3.12. Media y varianza de los modelos de probabilidad en MW.	80
Tabla 3.13. Intervalos de integración para estimación de probabilidad del error aleatorio.	81
Tabla 3.14. Probabilidades estimadas por intervalo y en cada modelo del error.	87
Tabla 3.15. Características hipotéticas del patrón de demanda.	90
Tabla 3.16. Tamaño de la muestra y dimensión en el tiempo.	94
Tabla 3.17. Clasificación de servicios de reserva empleando periodo y frecuencia.	104
Tabla 3.18. Frecuencia de muestreo en cada intervalo de variación.....	104
Tabla 3.19. Cumplimiento del teorema de Nyquist en cada intervalo de variación.....	105
Tabla 3.20. Verificación del teorema de Nyquist en cada frecuencia del servicio de reserva.	105
Tabla 3.21. Frecuencia de muestreo normalizada con frecuencia de muestreo de 0.05 Hz.	106
Tabla 3.22. Ancho de banda por categoría de servicio.	106
Tabla 3.23 Valores de demanda máximos para realizaciones de 20 segundos.....	108
Tabla 3.24 Resultados del estimador de la media y varianza poblacional.	108
Tabla 3.25 Valor del área espectral de las realizaciones de la demanda con modelos probabilísticos.	113
Tabla 4.1. Comparación del nivel de requerimiento de reserva de regulación, demanda máxima 41,738.00.	127
Tabla 4.2 Comparación del nivel de requerimiento de reserva de regulación, demanda máxima 44,420.2724.	128
Tabla 4.4. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición 1 segundo.	133
Tabla 4.5. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B. medición 1 segundo.....	136
Tabla 4.6. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición 2 segundos.	139
Tabla 4.7. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición 2 segundos.....	142
Tabla 4.8. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición de 30 segundos.	145
Tabla 4.9. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición 30 segundos.	149
Tabla 4.10. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición de 1 minuto.....	152
Tabla 4.11. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B, medición 1 minuto.....	155
Tabla 4.12. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición de 2 minutos.	158
Tabla 4.13. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B, medición 2 minutos.	161
Tabla 4.14. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición 5 minutos.	164
Tabla 4.15. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B, medición de 5 minutos.....	167
Tabla 4.16. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B, medición 5 minutos.	170
Tabla 4.17. Índice de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B, medición 5 minutos.....	173
Tabla A.1. Variación de la media, en el proceso estocástico de la demanda.	191
Tabla C.2. Parámetros de sistema de prueba de dos áreas de control.	196
Tabla C.3. Parámetros del modelo lineal de la turbina hidráulica y turbina térmica.	196
Tabla C.4. Parámetros del modelo lineal del gobernador hidráulico y el gobernador de la turbina térmica. .	197
Tabla C.5. Estadismo de las máquinas con control primario.	197

Tabla C.6. No linealidades y parámetros de control secundario. 197

NOMENCLATURA

f	Frecuencia [Hz].
Δf	Cambio de frecuencia [Hz]
ΔF_1	Valor promedio por minuto de variación de frecuencia [Hz]
ΔF_{10}	Valor promedio por cada 10 minutos de variación de frecuencia [Hz]
P	Potencia activa [MW]
ΔP	Cambio de potencia activa [MW]
λ	Característica de frecuencia [MW pu/Hz]
β	Sesgo de frecuencia [MW pu/Hz]
$RMS\{\cdot\}$	Raíz del valor medio cuadrático
ϵ_1	Valor límite RMS de variación de frecuencia en un año (Hz)
R_{sec}	Servicio de reserva de regulación secundaria (MW)
V	Espacio vectorial
x_j	Vector aleatorio
\mathbf{x}	Matriz de vectores aleatorios
$\boldsymbol{\alpha}$	Matriz de eigenvectores
$var()$	Varianza del vector aleatorio
\mathbf{z}_t	Vector de componente principal
T	Componente de tendencia
S	Componente estacional
I	Componente irregular
$AVG\{\cdot\}$	Promedio móvil
\bar{X}	Valor con media aritmética de la variable aleatoria
σ^2	Valor con varianza de la variable aleatoria
α	Parámetro continuo de forma
β	Parámetro continuo de escala
γ	Parámetro continuo de ubicación
$P[\cdot]$	Valor de probabilidad
f_m	Frecuencia de muestreo (Hz)
N_h	Tamaño de la población
n_h	Tamaño de la muestra
S_{xx}	Espectro de potencia continuo
G_{xx}	Espectro de potencia continuo
c_{xx}	Función de auto covarianza
$I(f)$	Magnitud de frecuencia
$E[\cdot]$	Esperanza matemática
ψ_x^2	Valor medio cuadrático

GLOSARIO

<i>SIN</i>	Sistema Interconectado Nacional.
<i>SEP</i>	Sistema Eléctrico de Potencia
<i>AGC</i>	Control Automático de Generación (Automatic Generation Control*).
<i>CPS 1</i>	Estándar de Rendimiento de Control 1 (Control Performance Standard 1*)
<i>CPS 2</i>	Estándar de Rendimiento de Control 2 (Control Performance Standard 2*).
<i>PCA</i>	Análisis de Componentes Principales (Principal Component Analysis*)
<i>SCADA</i>	Supervisión, Control y Adquisición de Datos (Supervisory Control and Data Acquisition*).
<i>FORTRAN</i>	Traductor de Fórmulas (Formula Translator*) Lenguaje de programación de alto nivel.
<i>IEEE</i>	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers*).
<i>ISO</i>	Operador Independiente del Sistema (Independent System Operator*)
<i>ERCOT</i>	Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (Electric Reliability Council of Texas*).
<i>EPRI</i>	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (Electric Power Research Institute*)
<i>NERC</i>	Consejo Norteamericano de Confiabilidad Eléctrica (North American Electric Reliability Corporation*)
<i>MISO</i>	Operador Independiente del Sistema de Midcontinent (Independent System Operator Midcontinent)
<i>CFE</i>	Comisión Federal de Electricidad
<i>LIE</i>	Ley de la Industria Eléctrica
<i>CENACE</i>	Centro Nacional de Control de Energía
<i>CRE</i>	Comisión Reguladora de Energía
<i>SENER</i>	Secretaría de Energía
<i>MDA</i>	Mercado de Día en Adelanto

*Por sus siglas en inglés.

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN

1.1. PRELIMINARES

En este capítulo se presenta un breve panorama histórico sobre el trabajo desarrollado en la estimación de requerimientos de servicios de reserva de potencia activa empleando técnicas probabilísticas. De igual manera se describe el problema que motivo a su investigación, las metas a alcanzar y los límites de este trabajo. Finalmente se muestra la estructura general del contenido por capítulo.

1.2. PANORAMA GENERAL

En este trabajo se presenta un análisis en el dominio de la frecuencia destinado a estimar los requerimientos de los servicios de reserva de potencia activa en estado operativo normal del SEP, para veinticuatro periodos de una hora; aplicando el espectro de potencia sobre la serie de tiempo de la demanda.

Es importante en primer lugar reconocer que, en los sistemas eléctricos verticalmente integrados, la industria eléctrica consistía en cuatro bloques, generación, transmisión, distribución y el usuario final. Las funciones relacionadas con el control automático de frecuencia estaban embebidas en el bloque de transmisión. Así también, el papel del operador en la red eléctrica estaba incluido en la transmisión. [1, 2]

Actualmente, ante la expansión de una política neoliberal y el crecimiento de la globalización, algunos países efectuaron cambios en su política interna, impactando la organización de toda la industria energética. Los sistemas eléctricos dejaron de estar administrados por una sola compañía, poniéndole fin al monopolio, que había prosperado por años. La promesa reformista de los gobiernos se centra ahora en la competencia. Esta idea también ha sido acompañada de intenciones relacionadas con la reducción costos y un esfuerzo por mejorar la eficiencia. [3]

De tal suerte que, ahora la electricidad se convierte en una mercancía sujeta a las leyes de la oferta y la demanda, aunque por su naturaleza física, enfrenta varios problemas técnicos. Por lo

tanto, se debe contar con un diseño apropiado de mercado eléctrico, que garantice la seguridad del sistema eléctrico. [4]

En el afán de cumplir este objetivo se debe contar con la suficiente reserva de potencia activa, después de un desbalance entre la carga y la generación. Cualquier herramienta que administre las reservas de potencia activa, requiere del conocimiento de la demanda eléctrica. Ahora, las reservas deben ser planeadas y compradas económicamente, de tal manera que estén disponibles para cuando el operador las requiera. El operador del sistema debe activar estas reservas de potencia para cumplir con los estándares de confiabilidad, establecidos por consejos como el NERC en Estados Unidos y la CRE en México. El servicio de regulación secundaria es proporcionado principalmente por estaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, turbinas de gas y estaciones térmicas que puedan incrementar su nivel de potencia de generación. [5]

El estimar adecuadamente los requerimientos de los servicios de reserva de potencia activa, es un problema con cierto grado de dificultad. La razón de esto es porque las variables involucradas tienen una naturaleza estocástica, por ejemplo, se han empleado metodologías basadas en tasas de fallas forzadas, evaluación de índices de riesgo como energía no servida y pérdida de carga. [6] Actualmente también se investigan métodos basados en análisis de costo beneficio y técnicas de optimización estocástica. [7]

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Estimar la cantidad de servicios de reserva de potencia activa necesarios para mantener los estándares de confiabilidad en el sistema eléctrico de potencia es responsabilidad del operador independiente del sistema. [8] La estimación de servicios de reserva de potencia activa se realiza con un intervalo horario y es una actividad previa al MDA. [9]

Actualmente en [10] se establecen los requerimientos mínimos de reservas operativas de potencia activa (reserva rodante y no rodante) para los estados operativos del SEP (Normal, Alerta, Emergencia y Restaurativo), los cuales están basados en un criterio determinístico, es decir un indicador porcentual, sin embargo, los fenómenos que ocasionan el desbalance entre la carga y la generación son de tipo aleatorio.

En este sentido el problema consiste en considerar la probabilidad de eventos aleatorios como el incremento de carga y el error en el pronóstico de la demanda, los cuales contribuyen mayormente al uso de reservas de potencia activa en el estado operativo normal del SEP. [11]

Ya que los requerimientos se deben satisfacer con las ofertas de venta de los propietarios de las centrales eléctricas, el mercado mismo deberá proveer al operador independiente de la cantidad suficiente de servicios de reserva de potencia activa. El problema surge cuando la cantidad de servicios de reserva no es suficiente, entonces el SEP será forzado a operar fuera de

los límites y reglas del mercado con tal de mantener su seguridad y estabilidad de frecuencia. [11]

1.4. OBJETIVO

Desarrollar e implementar una metodología para estimar los requerimientos mínimos de los servicios de reserva de potencia activa en estado operativo normal del SEP, para veinticuatro periodos de una hora; aplicando el espectro de potencia sobre la serie de tiempo de la demanda. La metodología debe contemplar cinco tipos de servicios de reserva de potencia activa: reserva de regulación secundaria, reserva rodante de diez minutos, reserva no rodante de diez minutos, reserva rodante suplementaria y reserva no rodante suplementaria.

1.5. JUSTIFICACIÓN

Los requerimientos de los servicios de reserva de potencia activa son importantes para el operador independiente del sistema por dos razones: la primera, el costo que adquiere cada servicio en el mercado eléctrico depende de los requerimientos, esto es porque las ofertas deben cubrir la cantidad estimada de MW de potencia activa. [11, 12, 13, 14], la segunda, los requerimientos deben de ser suficientes para garantizar los estándares de confiabilidad del SEP. [2, 15]

Por lo tanto, es importante contar con una herramienta para la clasificación cuantitativa de los servicios de reserva [11]. Un enfoque descrito en [16] convierte el tiempo de respuesta del servicio de reserva al dominio de la frecuencia, de tal manera que es posible diferenciar los servicios con anchos de banda expresados en Hz y los cuales se pueden medir aplicando el espectro de potencia [11].

El espectro de potencia es una herramienta matemática, que estima la potencia de una serie de tiempo de banda limitada. [17, 18] La relación de Wiener Khinchine permite estimar el espectro para una serie de tiempo a través de función de correlación. [17, 18] El área espectral estima el segundo momento de la variable aleatoria, por lo que es posible obtener el valor de la varianza en anchos de banda de frecuencia diferentes. [17, 18] Con estos principios se desarrolla una herramienta computacional que mide la varianza de la demanda pronosticada y la cual es utilizada para estimar los requerimientos de los servicios de reserva.

La variabilidad y el error de pronóstico en la demanda se pueden modelar con una función de densidad de probabilidad diferente a la distribución normal, con el objetivo de representar su comportamiento real [19].

La aplicación del análisis de componentes principales permite maximizar la varianza del pronóstico de demanda de cualquier número de días, de tal manera que se obtiene un patrón de

variación, el cual resulta útil en la estimación de requerimientos para el mercado de día en adelanto. [20]

1.6. LIMITACIONES Y ALCANCES

En el desarrollo de la metodología para estimar los requerimientos mínimos de los servicios de reserva de potencia activa en estado operativo normal del SEP con el espectro de potencia no se considera:

- Tasas de interrupción forzada de las centrales eléctricas.
- Salidas no planeadas de líneas de transmisión.
- Error del pronóstico de la generación intermitente.

Con el desarrollo de esta tesis se pretende alcanzar los siguientes puntos:

- Incluir la distribución de probabilidad de la variación de la demanda.
- Estimar los requerimientos factibles por tipo de servicio.
- Estimar los requerimientos factibles por tipo de servicio durante veinticuatro periodos.

1.7. ESTADO DEL ARTE

1.7.1. Trabajos desarrollados a nivel internacional sobre servicios de reserva

Hoy en día el trabajo relacionado con el cálculo de los requerimientos de servicios de reserva comprende diferentes enfoques. Existen criterios determinísticos, los cuales están basados en la experiencia de operar el sistema eléctrico. También hay metodologías específicas adoptadas por diferentes centros de control alrededor del mundo. Otro enfoque ha sido la evaluación de índices riesgo, aplicando la teoría de probabilidad. A continuación, se describen brevemente los trabajos realizados.

En [21] se propone una fórmula básica que calcula la esperanza de una interrupción de n número de máquinas o más; la fórmula considera el promedio de duración de la interrupción y el promedio del intervalo de tiempo entre cada interrupción. Los dos promedios anteriores deben de ser obtenidos directamente de un registro de eventos del sistema bajo estudio. Si no hay registros, se puede utilizar la información de otros sistemas, o estos deben de ser estimados con la experiencia. El autor señala que es probable que con mayor frecuencia se desee tener la capacidad de reserva en términos de carga del sistema.

En [22] se dice que no existen métodos disponibles que permitan obtener una solución exacta de los problemas relacionados con las reservas. Se propone el uso de la teoría de la probabilidad,

sin embargo, está sujeta a ciertas limitaciones. Por ejemplo, se asume que las fallas forzadas son eventos independientes y solo se puede predecir la interrupción promedio de varias unidades sobre un periodo largo de tiempo. El método desarrollado está dividido en ocho pasos. En primer lugar, se calcula la tasa promedio de interrupción forzada para un grupo de unidades y se utiliza como la cantidad básica del método. En segundo lugar, se calcula la probabilidad de falla de varias combinaciones de unidades utilizando la ley binomial. En tercer lugar, se verifica la independencia de las interrupciones individuales. En cuarto lugar, se evalúa la probabilidad de que la interrupción exceda la reserva. En quinto lugar, se considera el efecto de las conexiones en la probabilidad de interrupciones. En sexto lugar, se calcula la probabilidad de pérdida de carga con la curva de duración de carga. En séptimo lugar, se calcula la esperanza de la pérdida de kilowatt horas. Y, por último, se considera el efecto de las interconexiones de las estaciones en su confiabilidad.

En [23] se discute que, aunque exista una determinación exacta de la probabilidad de cierta interrupción en la capacidad, es en esencia, un límite del promedio aproximado de ciertos eventos futuros durante un largo período de tiempo. La esperanza para un año o incluso para un periodo de cinco años, variara considerablemente de su valor medio más probable. También se describe un método directo para calcular la probabilidad de interrupciones de generación, dicho método es aplicable para sistemas con unidades de diferentes tamaños. Se evalúan tasas de falla equivalentes para diferentes tipos de turbina y calderas. Se explica un método que combina dos o más curvas de probabilidad de interrupción. Estudia el efecto de agregar unidades de generación a la curva de probabilidad. Finalmente se desarrollan aproximaciones de tasas de falla con diferentes equipos.

En [24] se presenta una lista de factores involucrados en la solución de los problemas de capacidad, entre los más importantes se encuentran: carga pico de un año entero, reducciones de capacidad estacionales en las turbinas de vapor, capacidad y fallas en las líneas de transmisión, patrón de demanda (curva de duración o curvas pico porcentuales), interrupciones forzadas de las unidades hidráulicas.

En [25] se describe por primera vez el concepto de juego operativo en la planeación de sistemas de potencia. El concepto emplea una combinación de un sistema análogo, técnicas de Monte Carlo, y simulación de decisiones humanas. Los métodos de Monte Carlo son aplicados al modelo de sistema de potencia (demanda y capacidad) para simular eventos aleatorios. En el problema de planeación estos pueden ser interrupciones forzadas de unidad, desviaciones del pronóstico de demanda, variaciones aleatorias en el pico de demanda etc. Se presenta un nuevo método para evaluar los modelos de interrupción forzada, el nuevo método consiste en utilizar una distribución de probabilidad, la cual puede ser estimada con datos de la compañía eléctrica. Con el uso de las funciones de distribución, el historial de interrupciones de una unidad y grupos de unidades pueden ser simulados con la computadora y pueden ser usados para evaluar la consecuencia de una decisión.

En [26] se presenta la segunda parte del artículo anterior y se desarrollan las distribuciones exponenciales para modelar la duración de los periodos activos e inactivos de las unidades de generación. Para una unidad de generación la duración de los periodos disponible y no disponible son modelados como cantidades aleatorios independientes.

En [6] se desarrolla la metodología para determinar las reservas operativas, la cual hace uso de la teoría de probabilidad. Se propone evaluar dos índices de riesgo: riesgo de asignación de unidades y riesgo de respuesta. El riesgo de asignación de unidades está asociado con la evaluación de las unidades comprometidas en cualquier periodo de tiempo. El riesgo de respuesta está asociado con las decisiones tomadas por el operador sobre aquellas unidades que han sido comprometidas.

En [27] se utilizan, asumen y analizan datos de doce compañías eléctricas de Estado Unidos, para estimar los costos de los servicios auxiliares. El rango de costo estimado es desde 0.15 a 0.68 centavos/kWh, con un promedio de 0.41 centavos/kWh para las doce compañías. El costo va desde el 5% al 25% con respecto a los costos totales de transmisión. Basados en la generación de 2,900 GWh en 1994, los servicios auxiliares costaron \$12 billones de dólares en un año. Se dice que hay una falta de correlación entre los costos de los servicios y los costos de generación y transmisión. Los autores aseguran que existe más trabajo por hacer, por ejemplo, se necesita identificar cuanto de cada servicio es requerido, así como establecer costos fijos y variables por cada uno.

En [11] se proporciona una revisión de los conceptos de servicios auxiliares y prácticas en varios mercados y describe como los costos de varios servicios pueden ser medidos, cuantificados y asignados. Se presenta una metodología general de la asignación de costos de los servicios auxiliares.

En [16] se propone una técnica en el dominio de la frecuencia para caracterizar los servicios de las reservas. Asegura que la distinción entre la reserva de regulación, reserva rodante, suplemental y de respaldo depende de la naturaleza de las variaciones en el sistema de potencia. La técnica en el dominio de la frecuencia permite una separación de los servicios sin que exista transposición. El autor sugiere que la disponibilidad no es suficiente para determinar el contenido espectral, también es importante considerar el tiempo promedio de falla. El tiempo de reparación tiene un efecto despreciable en la reserva rodante, ya que dependen más de la tasa de falla. La necesidad de reservas se puede correlacionar con la capacidad de reservas.

En [5] se desarrolla los aspectos técnicos asociados con el control de carga frecuencia en sistemas reestructurados. Se utilizan metodologías basadas en los conceptos fundamentales del control y los esquemas del control de carga frecuencia ya probados para así desarrollar controles más robustos en sistemas de potencia de múltiples áreas.

En [28] se realiza una evaluación comprensiva de los mercados de servicios auxiliares de frecuencia y de voltaje. Se definen las necesidades de frecuencia y de voltaje en un sistema de potencia, así como los servicios auxiliares que pueden cubrirlas. Se evalúa el costo de los

servicios desde quien lo produce y se discuten diseños de mercados para una obtención eficiente de los servicios auxiliares.

En [7] se describe un método fuera de línea para fijar los requerimientos de reserva, basados en el costo de su obtención y el beneficio derivado de su disponibilidad. El costo de las reservas rodantes consiste en asignar unidades de generación adicionales y operar unidades a una salida menos óptima. Se propone una técnica que equilibra el costo de suministrar reserva rodante con el beneficio en un mercado eléctrico centralizado con asignación de unidades. Conforme la reserva rodante se incrementa, el costo de operación del sistema se incrementa, mientras que el costo socioeconómico de interrupción decrece. La planeación de reservas es llevada a cabo en dos pasos. En primer lugar, la cantidad de reserva rodante que minimiza la suma de los dos costos anteriores es calculada en cada periodo del horizonte de planeación. En segundo lugar, los requerimientos horarios, son usados como entrada del programa de asignación de unidades con restricciones.

En [15] se presenta una revisión de un enfoque complejo para planeación óptima de los servicios auxiliares asegurando un balance de potencia en el sistema de transmisión en condiciones de mercado. El área de planeación de servicios auxiliares debe contar los requerimientos de confiabilidad en el control de balance de potencia, como entrada y debe de dar recomendaciones para una composición óptima de los servicios auxiliares, que el operador deberá adquirir en el mercado, como una salida. Se propone un algoritmo para la planeación de servicios auxiliares que incluye el modelo estocástico del error de área de control, posteriormente los requerimientos necesarios mínimos de servicios auxiliares, simulación de ofertas de las compañías de generación, la compra óptima de los servicios auxiliares en el mercado, la disponibilidad de las unidades de generación, simulación del balance de control con Monte Carlo y una evaluación de confiabilidad.

En [29] se presenta un manual que comprende metodologías para medir seis servicios auxiliares, los cuales son regulación secundaria, seguimiento de carga, arranque negro, reservas operativas (rodante y suplemental). Enfatiza la necesidad de que en cualquier contrato de compra venta de servicios auxiliares es necesario certificar y medir la calidad de los mismos, así como la cantidad que debe ser comprada. Las metodologías están basadas en diferentes herramientas, por ejemplo, listas de verificación y detalles de responsabilidades para los propietarios de las centrales eléctricas privadas. Se estima que las centrales eléctricas de carga base con capacidad de suministrar regulación o reserva rodante pueden ganar hasta 40% de sus ingresos normales. Las centrales que operan en carga máxima capaz de suministrar reserva no rodante de 10 minutos pueden incrementar sus ganancias en un 48% más.

En [30] se describen las obligaciones del operador independiente del sistema para mantener el balance entre generación y carga. Define los criterios que debe cumplir el área de control: Estándar de Rendimiento de Control 1, Estándar de Rendimiento de Control 2, Estándar de Control de Perturbaciones. Describe la llamada “Política 1” establecida por el NERC; la cual precisa que las reservas operativas consisten en reservas de regulación y de contingencia. Este

tipo de reservas pueden conformarse de capacidad disponible de recursos que suministran servicios de regulación y seguimiento de carga y capacidad disponible de respuesta en la frecuencia. Los requerimientos de las reservas de regulación y seguimiento de carga deben de ser determinadas por el operador independiente del sistema, los cuales deben incluir cantidad, ubicación, y capacidades de respuesta. El operador es responsable de asegurar suficientes capacidades de reserva para cumplir con los estándares de rendimiento. El operador deberá monitorear el suministro de reservas de regulación y seguimiento de carga.

En [31] se describe el proceso para certificar recursos que suministran servicios auxiliares, como: centrales eléctricas y demanda controlable. El proceso definido se basa en una serie de pruebas que incluyen diferentes aspectos. La duración de la prueba es el primer aspecto, se argumenta que deberá de ser de una a dos horas y dependerá del tipo de servicio, el tipo de central eléctrica y las condiciones del sistema en el momento de la prueba. La prueba de tiempo de respuesta y tiempo de comunicación inicia con el contacto entre el operador y la central eléctrica. La prueba del servicio de regulación incluye el tiempo requerido de la telemetría que afecta la salida de la unidad de generación. La prueba para centrales eléctricas que ofertan reserva no rodante debe *obligatoriamente* iniciar cuando la central no está sincronizada con la red; la prueba de reserva rodante no debe de ser usada como una adecuada habilidad para reserva no rodante. Si la central eléctrica alcanza su potencia máxima en menos de 30 minutos, entonces esa prueba puede ser usada para reserva suplementaria.

En [32] se establecen las responsabilidades y obligaciones que debe cumplir el operador independiente del sistema en el sistema interconectado de Texas. Menciona estándares que deben cumplirse en la determinación de la cantidad de servicios auxiliares; por ejemplo, las metodologías de estimación de requerimientos mínimos de servicios auxiliares para la confiabilidad deben estimarse anualmente. Todo tipo de metodología debe de ser revisada y aprobada, posteriormente debe de ser publicada en el sistema de información de mercado. Los requerimientos una vez especificados en periodos de hora no deberán ser decrementados. Se deberá incluir la capacidad que se encuentra bajo el control automático de frecuencia para cumplir los estándares NERC. Se especifica que el pronóstico de demanda de un día en adelante será utilizado para estimar la cantidad de servicios auxiliares necesarios en cada hora del día siguiente. Se mencionan recomendaciones para la obtención de los servicios auxiliares. Así como diferentes escenarios de ofertas de venta.

En [33] se explica cómo funciona el mercado de reservas; como los costos y los precios de las reservas son interdependientes con los de la energía; y como los miembros de EPRI pueden desarrollar y usar la información para propósitos de estrategias comerciales, valoración de inversiones en generación y operación del sistema de potencia. Se empieza definiendo los tipos de servicios y se describe la asignación de unidades y despacho en el sistema de potencia. Se proporciona un procedimiento para estimar los costos marginales de reserva para centrales individuales y para portafolios de generación. Se identifican maneras en las cuales los miembros de EPRI pueden aplicar la información a sus negocios en el mercado. Las ganancias por

concepto de servicios de reserva fueron del 4.1% de las ganancias por concepto de energía durante tres años, del 2000-2002 o 2.1% excluyendo la crisis de California en los años de 2000-2001. Esto implica que, en un mercado con un pico anual de carga de 10,000 MW, la ganancia anual por servicios de reserva pudo ser aproximadamente de \$130 millones (incluyendo los datos de la crisis en California) o de \$41 millones (excluyendo los datos de la crisis). En cualquier caso, los beneficios más grandes provinieron del servicio de regulación. La valoración eficiente de los servicios induce una maximización de las ganancias de las centrales eléctricas para cumplir los requerimientos de reserva al mínimo costo. Los precios del mercado más eficientes pueden ser calculados encontrando el costo incremental más barato para suministrar la siguiente unidad de energía. Se proponen dos enfoques para estimar los costos de las reservas. El primero es el *enfoque ex post* el cual calcula el costo incremental de cada generador que suministra reservas en el despacho vigente, y después fija el costo marginal de reserva del sistema igual al costo incremental más alto entre los generadores que suministran reserva. El *enfoque con modelo de despacho y asignación* usa información detallada de las centrales para encontrar el costo mínimo del sistema de potencia, proporciona estimaciones exactas de los costos marginales y precios eficientes de energía y servicios de reserva, la desventaja es la cantidad de datos y el cálculo de requerimientos.

1.7.2. Trabajos desarrollados en la SEPI-ESIME sobre servicios de reserva

En [34] se utiliza el método del gradiente para solucionar el despacho de potencia reactiva y determinar el costo por soporte de voltaje de cada generador participante del sistema. Establecen que el costo total por soporte de voltaje de cada generador está formado por un costo fijo y un costo variable. El costo fijo se calcula a partir del factor de recuperación anual del capital invertido en el generador. El costo variable depende de las condiciones de operación y del costo por pérdida de oportunidad del generador.

1.8. APORTACIONES

Las principales aportaciones de esta tesis son:

- Aplicación de componentes principales para caracterizar la variación aleatoria de la demanda durante una semana.
- Aplicación de distribuciones numéricas de probabilidad para simular la variación aleatoria de la demanda.
- Desarrollo y aplicación de una clasificación en el dominio de la frecuencia de los servicios de reserva de potencia activa.

- Desarrollo y aplicación de una herramienta computacional para estimar el espectro de la potencia de la demanda expresada como serie de tiempo.
- Desarrollo y aplicación de una herramienta computacional para estimar los requerimientos de los servicios de reserva, en veinticuatro periodos, empleando el espectro de potencia.

1.9. PUBLICACIONES DERIVADAS DE LA TESIS

Durante el desarrollo de este trabajo se realizaron las siguientes publicaciones:

Diego E. Estrada Hdez. y David Romero R., “Análisis Estocástico de Precios del Mercado de Día en Adelanto Mexicano”, *VIII Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas*, Ciudad de México, México, octubre del 2016.

Diego E. Estrada Hdez. y David Romero R., “Identificación de Datos Atípicos y Reconstrucción de Precios Máximos del Mercado de Día en Adelanto Mexicano”, *Trigésima Reunión de Verano de Potencia de la IEEE Sección México*, Acapulco, Gro. México agosto del 2017.

Diego E. Estrada Hdez. y David Romero R., “Computing Ancillary Service Requirements with Power Spectrum”, *XVI Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas*, Ciudad de México, México, noviembre del 2017.

1.10. ESTRUCTURA DE LA TESIS

Capítulo 1. Este capítulo expone los aspectos generales de la tesis, se establece en primer lugar el planteamiento del problema. En el objetivo se describe el estado final que se desea alcanzar con la investigación. En la justificación se expresan la razón que motiva el uso del espectro de potencia para solucionar el problema. También se hace una investigación documental, con los trabajos más importantes sobre la estimación de requerimientos de reservas empleando varios enfoques.

Capítulo 2. En la sección 2.1 de este capítulo, se explica en forma breve y general como se encuentra organizada la nueva industria eléctrica en México. En la sección 2.2 se describen los actores del control de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia reestructurado. Se describen los estándares de rendimiento de control, los cuales son establecidos por el NERC. En la sección 2.3 se definen los servicios reserva tratados: reserva de regulación secundaria, reserva rodante de diez minutos, reserva no rodante de diez minutos, reserva rodante suplementaria y reserva no rodante suplementaria. Se presenta una clasificación de los servicios

considerando el control jerárquico de frecuencia. En la sección 2.4 se describen los enfoques y reglas más utilizadas para estimar sus requerimientos (criterio N-1, formulas determinísticas). En la sección 2.5 se describe la forma de obtención y métodos de pago o remuneración. En la sección 2.6 de describen los principales costos de los servicios de reserva de potencia activa definidos.

Capítulo 3. En este capítulo se describe la metodología para estimar los requerimientos de reserva de potencia activa con el espectro de potencia. En la sección 3.2 se describe la etapa de pre procesamiento de datos. Se efectúa un análisis de componentes principales para maximizar la varianza del pronóstico de demanda de una semana. Se realiza la estimación del error aleatorio con la técnica multiplicativa de series de tiempo. Posteriormente se aplica una prueba de identificación de valores extremos. Una vez identificados se efectúa una prueba de bondad de ajuste y se seleccionan dos distribuciones de probabilidad (con y sin los valores extremos). Se presentan ejemplos de las funciones de distribución y de densidad de los números pseudo aleatorios por cada distribución de probabilidad.

En la sección 3.3 se continua con la metodología para efectuar la estimación de los requerimientos de reservas. En primer lugar, se verifica el teorema de Nyquist considerando la frecuencia de la señal de demanda fija. Se describe el muestreo estratificado utilizado para incluir el patrón de demanda y los modelos de probabilidad. Se describen las relaciones utilizadas para estimar el espectro de potencia de un proceso estocástico estacionario. Finalmente, se describe la clasificación de los servicios de reserva de potencia activa en la frecuencia.

Capítulo 4. En este capítulo se exponen los resultados de este trabajo. En la sección 4.2 se muestran los resultados de estimar los requerimientos de reserva de potencia activa, en veinticuatro periodos. Considerando la clasificación en la frecuencia de los servicios de reserva, el área es calculada en cada intervalo del espectro de la demanda. Los valores obtenidos se estiman para los 24 periodos de la demanda. Los resultados son comparados con las fórmulas determinísticas y reglas basadas en criterios empíricos para determinar el nivel de reserva de regulación. En la sección 4.3 se utiliza un sistema de prueba de dos áreas de control para simular el control automático de generación, con nueve compañías eléctricas participantes. Se considera la banda muerta del gobernador y tasa de rampa en los modelos de máquinas térmicas controladas. Se simulan diferentes escenarios cambiando el periodo de muestreo de la demanda. Así mismo, se calculan los dos estándares de rendimiento de control, establecidos por el NERC.

Capítulo 5. En este capítulo se expresan las conclusiones a las que se llegaron con la estimación de los requerimientos de reserva de potencia. También se realizan las recomendaciones para trabajos futuros y se detallan las aportaciones obtenidas con el desarrollo de la tesis.

Anexo A. En este anexo se aplica el concepto de proceso estacionario al proceso estocástico de la demanda.

Anexo B. En este anexo se presentan las interpretaciones matemáticas sobre el análisis de componentes principales y se detalla su desarrollo matemático estándar.

Anexo C. En este anexo se describen mediante tablas los valores utilizados en el simulador del control automático de generación, con dos áreas de control interconectadas. Se presentan los parámetros del modelo lineal de turbina térmica con un solo recalentamiento y el modelo lineal de primer orden de la turbina hidráulica.

Anexo D. Se describe el desarrollo matemático correspondiente a la estimación puntual de la varianza del error aleatorio en la demanda empleando el teorema de la mitad normal.

Anexo E. Se presenta la prueba matemática de Kolmogorov-Smirnov. La cual es utilizada para determinar si los datos de una muestra provienen de una distribución de datos predeterminada (Pearson 5, Logistic, para este trabajo).

Anexo F. Se presentan las funciones de densidad y distribución acumulada, de los modelos probabilísticos Pearson 5 y Logistic.

Anexo G. Se presentan los códigos fuente programados en el lenguaje FORTRAN. El código fuente G.1 obtiene el espectro de potencia de una señal aleatoria utilizando la función de auto covarianza. Con el código fuente G.2 se obtiene el espectro de potencia de una señal aleatoria utilizando la función de auto correlación (auto covarianza normalizada). El código G.3 obtiene números provenientes de una distribución Logistic. El código G.4 obtiene números provenientes de una distribución Pearson 5. En el código G.5 se programa el algoritmo para calcular los estándares de rendimiento de control NERC. En el código G.6 se programa el algoritmo para muestrear el patrón de demanda con las distribuciones de probabilidad Logistic y Pearson 5. En el código G.7 se programa el algoritmo para estimar los requerimientos de reservas de potencia activa.

CAPÍTULO 2:

SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA

2.1. INTRODUCCIÓN

Se presenta la estructura de la nueva industria eléctrica en México, reconociendo los nuevos papeles que desempeñan las instituciones en el mercado eléctrico. Con respecto al control de frecuencia en la nueva industria eléctrica, primero se reconocen los actores participantes, y se describe como las transacciones bilaterales pueden cambiar el concepto de área de control. Se describen los estándares de rendimiento de control establecidos por el NERC. Dichos estándares toman una importancia mayor cuando la confiabilidad debe ser evaluada en cada diseño del mercado eléctrico. [35]

Se definen los servicios de reserva de potencia activa y se presenta una clasificación. La clasificación considera el tiempo de respuesta y el tiempo de duración del servicio. También se presenta una clasificación alternativa considerando el control jerárquico de frecuencia (control primario, secundario y terciario). A través del concepto de confiabilidad se explican las necesidades de los servicios. Se describen los enfoques y reglas más utilizadas para estimar sus requerimientos. Finalmente, se discuten aspectos sobre su obtención y costos.

2.1.1. LA NUEVA INDUSTRIA ELÉCTRICA

2.1.1.1. Los primeros países

Uno de los primeros países en adoptar la reforma orientada al mercado eléctrico fue Chile. Gran Bretaña fue el primer país industrializado importante que hizo lo mismo en 1990, en seguida varios países lo hicieron en diversos grados: desde Suecia y Finlandia en el norte, hasta Australia y Nueva Zelanda en el sur. La desregulación en Estados Unidos recibió el impulso de los grandes consumidores industriales de electricidad. Puesto que la electricidad es un ingrediente vital para la mayoría de los negocios y hogares, tradicionalmente el precio no ha sido un factor importante, excepto en los hogares más pobres y en las industrias con el uso más intenso de energía. En Europa, la Comisión Europea ha estado presionando para lograr la liberalización de la electricidad desde 1999. Francia resistió la presión sin embargo en 2002, el

gobierno francés finalmente aceptó abrir sus mercados y privatizar parcialmente la Electricité de France. En América Latina, Asia y África las privatizaciones eléctricas fueron introducidas por presiones del Banco Mundial, el Fondo Monetario Internacional y bancos regionales de desarrollo que actúan como agentes del neoliberalismo. [36]

2.1.1.2. La nueva industria eléctrica en México

Es conveniente revisar el contexto actual de la industria eléctrica en México por lo que se mencionan algunos los aspectos clave de manera cronológica.

En la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) publicada en 1975 y hasta antes de la reforma efectuada en 1992-1993, el Artículo 27 Constitucional decía:

“Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público. En esta materia, no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieren para dichos fines”.

Esta referencia del artículo 27, garantizaba que solamente el estado, a través de la CFE, prestaba el servicio público de energía eléctrica. Sin embargo, a partir de la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) de 1993, se permite mayor participación privada en la generación. [37]

Con esto, se creó un organismo descentralizado para la resolución de las cuestiones derivadas de la interacción entre el sector público y el privado, producto de dicha reforma; este organismo fue llamado CRE. [37]

La CFE también llevaba a cabo el control del sistema eléctrico nacional a través CENACE. El cual emite las instrucciones para la asignación y el despacho de las unidades de generación que permitan la seguridad del suministro con calidad y eficiencia operativa. [8, 38]

La reforma de 1992-1993 a la LSPEE permitió la participación privada siempre y cuando la producción fuera para sus propios asociados. Esta primera reforma dio lugar a la creación de los Productores Independientes de Energía (PIE), aunque tuvieron que transcurrir ocho años para la entrada en operación del primer PIE, en 2000. En ese año se entregaron 22 contratos para centrales eléctricas del tipo ciclo combinado, quemando gas natural, con vigencia de 25 años. A partir de 2011 entraron en operación PIE eólicos, con vigencia de 20 años. Desde 1995 la CRE regulaba seis modalidades de participación privada [39]:

- Producción Independiente de Energía (PIE)
- Pequeña Producción (PP)
- Autoabastecimiento (AUT.)

- Cogeneración (COG.)
- Exportación
- Importación

A los titulares de los permisos se les llamo permisionarios.

En el 2014 la LSPEE fue abrogada y se publicó la nueva Ley de la Industria Eléctrica (LIE). Con esta nueva ley la CRE otorga solo un tipo de permiso y se llama [40]:

- Generación

La nueva ley, para dar continuidad, no cancelo los antiguos permisos bajo la antigua ley, los respetara hasta que tenga vigencia el contrato de interconexión. Estos también son llamados Contratos de Interconexión Legados (CIL). [40]

Es importante tener en cuenta que bajo la LIE la CFE se convirtió en una Empresa Productiva del Estado (EPE), bajo este formato deberá obtener ganancias para el Estado. [37, 40]

La CFE ahora está formada por un corporativo que controla varias empresas subsidiarias y filiales [37]:

- Empresa Filial (EF): es una empresa que pudiera tener participación privada, siempre y cuando el Estado sea dueño mayoritario.
- Empresa Productiva Subsidiaria (EPS): es 100% del Estado no puede tener participación privada. Las empresas productivas de generación, transmisión y distribución y de suministro de servicios básicos serán subsidiarias.

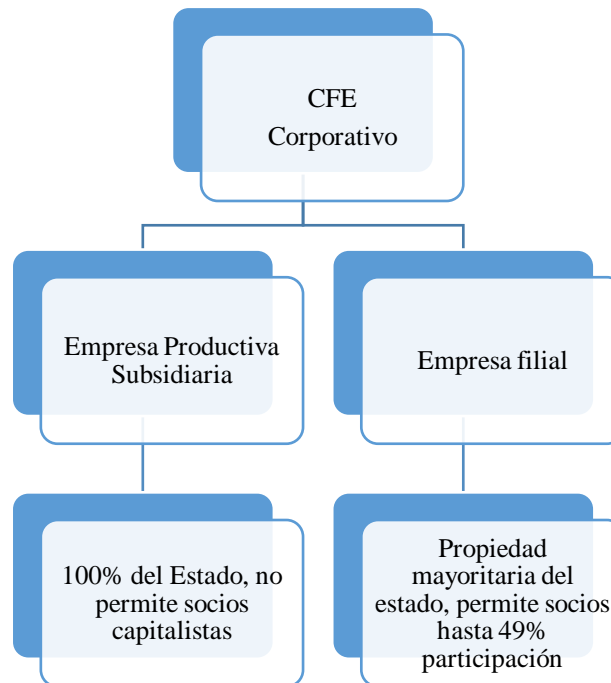


Figura 2.1 Esquema nuevo de la CFE de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica. [37]

Estos dos esquemas de empresas también se aplicarán para proveeduría de insumos primarios, generación y comercialización. [37]

A la red para el servicio público de transmisión, se llama Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las redes para el servicio público de distribución, se les llama Redes Generales de Distribución (RGD). [38, 8, 9]

La comercialización involucra la compra de energía y productos asociados para a su vez venderlos y generar ganancias. Las empresas dedicadas a la comercialización deben de ser rentables y competitivas. [37]

La LIE define dos tipos de usuarios: el usuario de suministro básico y el usuario calificado. [8, 38]

- Un usuario de suministro básico es el que desde antes de la LIE recibía suministro de la CFE.
- Un usuario calificado es uno que tiene una demanda mayor a un cierto umbral, el cual va evolucionando con el tiempo.

En resumen, la cadena de valor de la industria eléctrica se compone de siete etapas:

- **Planeación:** La planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), es una de las actividades estratégicas para la nación y por lo tanto es exclusiva del estado y la realizan la Secretaría de Energía y el CENACE. [38, 37, 40]
- **Proveduría de insumos primarios:** La proveeduría de insumos primarios es sumamente amplia, abarca los combustibles, refacciones, entre otros; pero lo más importante es la proveeduría de combustibles y de estos, el principal es el gas natural. Es por ello que la planeación del SEN va coordinado con este combustible. La CFE ahora es una empresa de energía y comercializará combustibles tanto en el ámbito internacional como nacional, para ello ha creado dos empresas filiales: CFE Internacional y CFE Energía. Estas empresas competirán con muchas más en ambos ámbitos. [37, 38, 40]
- **Control:** El control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y la operación del mercado mayorista son realizados por el CENACE, el cual es un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía. Depende de la SENER y que no es una empresa productiva, por lo que no tiene que generar ganancia. Si un generador desea interconectarse, o una carga desea conectarse a la red deberá ser autorizado por el CENACE. Es así que el llamado acceso abierto no discriminatorio a la red es responsabilidad del CENACE. Este organismo no tiene competencia, por lo que sus costos de operación son cubiertos por los participantes del mercado mediante tarifa regulada. [37, 38, 40]
- **Generación:** La generación será actividad sujeta a competencia, por ahora el mayor participante es CFE con 160 centrales registradas y capacidad autorizada de casi

43,000 MW. El total de permisos de generación es de poco más de 1300, con más de 100,000 MW de capacidad autorizada, de los cuales 72,000 MW están en operación. [37, 40, 38]

- **Servicios públicos de transmisión y distribución:** Los servicios públicos de transmisión y distribución son estratégicos y exclusivos para la Nación y los realiza la empresa productiva del estado a través de dos de sus subsidiarias CFE Transmisión y CFE Distribución. Debido a que no hay competencia, este servicio debe ser cubierto mediante tarifa regulada. CFE Transmisión y CFE Distribución deben obtener ganancia y además requieren de un convenio con el CENACE. [37, 38, 40]
- **Comercializador:** Un comercializador no suministrador es un participante del mercado mayorista, que no vende energía ni representa al usuario final en el mercado mayorista, sino que compra y vende al mercado y a otros participantes. Requiere contrato con el CENACE. [37, 38, 40]
- **Suministro:** Un suministrador es un comercializador que requiere de un contrato con CENACE, ya que es un participante del mercado, también requiere de un permiso de la CRE ya que vende al usuario final. Hay dos tipos de suministradores: uno de servicios calificados y otro de básicos. Para el suministro de servicios calificados ya hay una decena de empresas con el permiso de la CRE, entre ellas está CFE suministro calificado. [37, 38, 40]

La competencia propuesta en la LIE se dará en la proveeduría de insumos primarios, la generación, la venta a ciertos usuarios (usuarios calificados) y la comercialización.

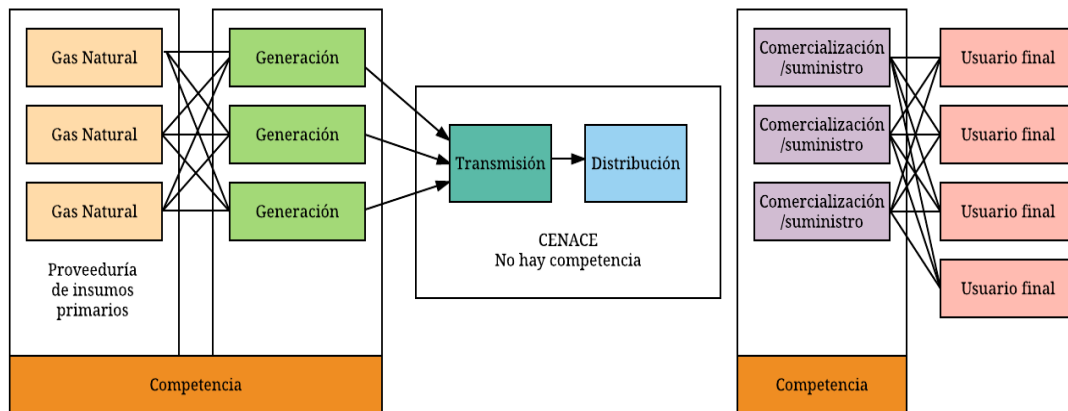


Figura 2.2. Competencia en la cadena de valor de la nueva industria eléctrica. [37]

2.1.2. CONCEPTOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

2.1.2.1. Introducción

Se presentan las unidades de precio utilizadas en los mercados eléctricos mayoristas, así como los conceptos básicos concernientes al mercado de día en adelante, mercado de tiempo real y mercado de reservas operativas. Se presentan los dos tipos de mercado eléctricos más importantes, el mercado centralizado y el mercado bilateral.

2.1.2.2. Precios de potencia, energía y capacidad

Es importante conocer los conceptos de energía, potencia y capacidad, por lo que en la tabla 2.1 se elabora un cuadro comparativo con la definición, las unidades de medida y las unidades de precio para estos bienes.

Tabla 2.1. Unidades de precio para la potencia, energía y capacidad. [1]

	Potencia	Energía	Capacidad
Definición	Taza de flujo de energía	Flujo de potencia sobre un periodo de tiempo	Habilidad para producir potencia
Unidades de medida	MW	MWh	MW
Unidades de precio	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh

En cuanto a las unidades de precio se considera que la potencia es un flujo, por lo que su costo total es medido en pesos por hora, no solamente en pesos, consecuentemente el precio de la potencia es medido en pesos por hora por MW de flujo de potencia, mientras que el precio de la energía es medido en pesos por MWh, así que las unidades son las mismas para potencia y energía [1]:

$$(\$/h) / MW = \$/MWh$$

En cuanto a la capacidad, se sabe que el tamaño de un generador es medido por el máximo flujo de potencia que puede producir y por lo tanto es medida en MW, la capacidad de producir un flujo de potencia es mejor conceptualizado como un flujo, así como un MW de potencia es un flujo de energía. La capacidad por tanto es considerada un flujo medido en MW y usar las unidades de precio de \$/MWh ayuda a lidiar con distintos problemas económicos [1].

2.1.2.3. Mercado de día en adelante

El mercado de día en adelante es operado con ofertas. Las ofertas son seleccionadas de tal manera que maximizan el excedente total. Los precios de energía locales se fijan iguales al cambio marginal en el excedente total cuando se inyecta potencia en cada nodo. Puede ser centralizado o bilateral. [1, 41, 35, 42, 13]

En este mercado, hay dos enfoques diferentes para las subastas de energía y servicios auxiliares [12, 41, 35]:

- Secuencial
- Simultáneo

El enfoque secuencial implica cálculos secuenciales, en el cual el resultado de un mercado representa el punto inicial para el siguiente mercado. [12, 41, 35]

El enfoque simultáneo, implica cálculos simultáneos de suministro, demanda y precios en todas las ofertas. En una subasta de mercado simultánea, el operador no tendría que volver a despachar la generación en un mercado que ya está cerrado para ajustar la segunda subasta de mercado. El enfoque simultáneo podría simplificar los procesos de subasta de mercado y reducir los precios de subastas de mercado debido a la integración de mercados de energía y servicios auxiliares. [12, 41, 35, 42]

2.1.2.4. Mercado de tiempo real

El mercado de tiempo real consiste en transacciones que no están bajo un contrato. [12] Por lo tanto, las desviaciones de las cantidades especificadas en el mercado de día en adelante pueden comprender las transacciones de este mercado. [1] Es decir, se emite un precio para que tanto suministradores como consumidores respondan. Si el mercado no tiene un precio de cierre, un nuevo precio es emitido. El tiempo de liquidación es de cinco minutos. Es un mercado centralizado. [1, 12, 41, 35, 42]

En este mercado es responsabilidad del operador mantener el balance entre energía y suministro. Una de las herramientas indispensables para esta tarea es el control automático de generación. [1, 12, 41, 35, 42]

2.1.2.5. Mercado de reservas operativas

De acuerdo con [1] un mercado de reservas operativas les paga a los participantes para que se comporten de manera diferente a como el mercado de energía les dicta. Si un generador es barato y debe operar con potencia máxima, este mercado puede otorgarle ganancia si genera menor potencia. Si hay generadores caros, este mercado otorga la oportunidad para que se sincronicen y puedan vender potencia a un nivel considerable. El objetivo del mercado de reservas operativas es incrementar la confiabilidad y moderar los precios pico. [1, 41, 35]

No maximizar las ganancias en el mercado de energía es un costo de oportunidad [1, 3] y las centrales eléctricas deben de ser pagadas por esto para asegurar su participación. Existen dos filosofías:

- Hacer que el operador calcule el costo de oportunidad del precio en tiempo real y pagar. [1]
- Hacer que las centrales eléctricas supongan este valor y las incluyan en ofertas de venta. [1]

2.1.2.6. Tipos de mercados eléctricos

De acuerdo con [1, 12, 41, 35] existen dos maneras de organizar una transacción de compra venta de energía eléctrica en un mercado:

- Mercado centralizado
- Mercado bilateral

Un mercado centralizado es aquel donde se paga a los participantes. En efecto, se pagan diferentes precios, a diferentes participantes al mismo tiempo y ubicación. Estos pagos se realizan cuando un participante que fue aceptado perdería dinero en su oferta de costos marginales, dado el precio del mercado. [1] Un mercado centralizado puede implementar completamente un precio nodal. Comúnmente se usan múltiples ofertas que cubren costos de operación y restricciones físicas del participante. [1, 12, 35]

Un mercado bilateral es aquel en el cual centrales de generación y comercializadores de energía, interactúan directamente y negocian los precios. Las transacciones pueden ser organizadas por un agente. [1, 12, 41, 35]

2.2. CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN

2.2.1. Introducción

En una industria eléctrica verticalmente integrada, la operación del control automático de generación consistía en satisfacer *únicamente* los criterios de funcionamiento y confiabilidad del control de frecuencia [43, 44]:

- Mantener la frecuencia del sistema cercana al valor especificado.
- Mantener el valor correcto de intercambio de potencia entre las áreas de control.
- Mantener cada unidad de generación al valor más económico.

La implementación del AGC se encuentra típicamente en un área centralizada donde la información perteneciente al sistema, como la generación, flujo de potencia en las líneas de transmisión y la frecuencia del sistema son monitoreados. [2]

Finalmente, la señal del AGC es transmitida a cada unidad de generación para cumplir con los puntos mencionados anteriormente. [2]

La premisa básica de tener una industria eléctrica reestructurada es crear un ambiente competitivo donde los servicios de generación y transmisión son comprados y vendidos bajo las condiciones de oferta y demanda del mercado. [5, 45]

Después de la reestructuración del sector eléctrico, el AGC, sigue manteniendo su importancia y objetivos iniciales, pero ahora con algunas modificaciones, un ejemplo es la incorporación de los contratos bilaterales. [1, 46]

En los mercados de tiempo real, el operador independiente del sistema es responsable de mantener el balance entre generación y carga, así como minimizar las desviaciones de frecuencia y regular los flujos de potencia en las líneas de transmisión, lo cual facilitará la realización exitosa de los contratos bilaterales en varias áreas de control. [12]

En esta nueva estructura el concepto de área de control es diferente, porque ahora un área de control está determinada por estos contratos bilaterales, es decir que los límites físicos del área pueden cambiar, ya que se pueden agrupar compañías de generación, compañías de transmisión y compañías de distribución por cada contrato. [5]

Este concepto de área de control permite entender que en un mercado eléctrico hay una relación entre el aspecto técnico y el económico. [47, 48]

2.2.2. Jerarquía de los servicios de control de frecuencia

2.2.2.1. Control primario

El control de frecuencia primario es un control automático local que ajusta la generación de potencia activa de las unidades generadoras y el consumo de las cargas controlables para restaurar rápidamente el balance entre carga y generación y contrarrestar las variaciones de frecuencia. [28]

Todos los generadores localizados en un área síncrona son ajustados con un gobernador de velocidad. El lado de demanda también participa de este control a través del efecto de regulación propia de las cargas sensibles a la frecuencia tales como los motores de inducción o la acción de relevadores que conectan o desconectan algunas cargas en cierto umbral de frecuencia. Sin embargo, la contribución del lado de la demanda no siempre es tomada en cuenta en el cálculo de la respuesta del control primario. [49]

Algunas unidades generadoras que incrementan su salida en respuesta a la caída de frecuencia no pueden sostener esta respuesta por un periodo indefinido de tiempo. Su contribución tiene que ser remplazada antes de que salga de operación. También es importante que los contribuyentes del control primario estén distribuidos a lo largo de la red interconectada para reducir los transitorios de potencia indeseados y mejorar la seguridad del sistema. Además, una repartición uniforme ayuda a mantener la estabilidad de los sistemas aislados en caso de una separación del sistema. [28]

Para un cambio de frecuencia (Δf) en estado estable, de la frecuencia nominal (f_n), el generador participante del lazo de control primario cambiará su generación ΔP_G . En la ecuación 2.1 se define el *estatismo*, (s_G), el cual es la ganancia del lazo en retroalimentación del controlador primario de frecuencia:

$$s_G = - \left(\frac{\Delta f}{f_n} \right) / \left(\frac{\Delta P_G}{P_n} \right) \quad (2.1)$$

Donde:

$$f_n = \text{frecuencia nominal (Hz)}$$

$$\Delta f = \text{desviación de frecuencia (Hz)}$$

$$\Delta P_G = \text{desviación de potencia de generación (MW)}$$

$$P_n = \text{potencia nominal de salida del generador (MW)}$$

Un menor estatismo incrementa la respuesta de la unidad, pero causaría más estrés en la unidad de generación así reaccionaría más fuertemente a cada desviación. Además, una unidad con un menor estatismo es más probable que llegue al modo isla en el caso de un disturbio mayor. Ajustar el estatismo no siempre es fácil porque algunas veces requiere que la planta se apague. [49]

La *característica de frecuencia*, (λ), de un área de control se define en la ecuación 2.2:

$$\lambda = - (P_a - P_p) / \Delta f \quad (2.2)$$

Donde:

P_a = potencia actual de intercambio (MW)

P_s = potencia planeada de intercambio (MW)

Δf = desviación de frecuencia (Hz)

Por lo tanto, la característica de frecuencia representa la acción total del control primario de frecuencia proporcionado a los generadores y el efecto auto regulador de la carga. [19]

2.2.2.2. Control secundario

El control de frecuencia secundario es un control centralizado automático que ajusta la producción de potencia activa de las unidades generadoras, para restaurar la frecuencia y los intercambios con otros sistemas hacia sus valores de referencia después de un desequilibrio. [49]

En otras palabras, mientras el control primario limita y detiene a la frecuencia el control secundario regresa el valor de la frecuencia a su valor objetivo. [50] Solamente las unidades generadoras que se encuentran en el área donde ocurrió el desbalance deberían participar de este control. Las cargas no participan de este control y tampoco es indispensable, por lo tanto, este control puede no ser implementado en algunos sistemas de potencia, en donde la frecuencia es regulada solo con el control automático primario y el control manual terciario. [49] Sin embargo, el control de frecuencia secundario es usado en todos los sistemas grandes interconectados porque el control manual no alivia la congestión en las líneas de transmisión lo suficientemente rápido. [2]

En los sistemas pertenecientes a la Coordinación de Transmisión Europea, el control de frecuencia secundario también es llamado control carga frecuencia mientras que el término control automático de generación es preferido en Norte América. Sin embargo, en Europa, el término AGC designa la combinación del control de frecuencia secundario y el despacho de unidades [28]. En México se conoce como control automático de generación.

Un parámetro importante en el control secundario es el error de área de control, EAC , el cual se calcula con la siguiente relación:

$$EAC = P_a - P_p + \beta(f_m - f_t) \quad (2.3)$$

Donde:

$P_a =$ potencia actual de intercambio (MW)

$P_p =$ potencia planeada de intercambio (MW)

$\beta =$ Sesgo de frecuencia $\left(\frac{MW \text{ pu}}{Hz}\right)$

$f_m =$ frecuencia actual (Hz)

$f_t =$ frecuencia de referencia (Hz)

2.2.2.3. Control terciario

El control de frecuencia terciario se refiere a los cambios manuales en el despacho y la asignación de unidades de generación. [51] Este control es usado para restablecer las reservas de control primario y secundario, manejar congestionamientos en la red de transmisión y traer la frecuencia y los intercambios a su valor de referencia cuando el control secundario es incapaz de realizar esta tarea. Algunos aspectos del control terciario se relacionan con el comercio de energía para propósitos de balance. [28]

2.2.3. Agentes del control automático de generación en un mercado eléctrico

En la práctica, las configuraciones del AGC pueden diferir de acuerdo con los tiempos de operación, la cantidad y certeza de información de las compañías de generación, la información de la demanda proporcionada al operador del mercado y el rol de este último en la facilitación de este servicio. [19]

Los esquemas del AGC y las estrategias de control permanecen similares antes de la reestructuración, excepto que algunas definiciones han cambiado y ahora los servicios proporcionados por los participantes son clasificados como *servicios auxiliares*. [49] En primer lugar, se enlistan los participantes o agentes del mercado eléctrico y el papel que juegan en el AGC:

1. Compañías de Generación (Productores Independientes de Energía, Plantas de Energía Renovable)

Las compañías de generación (y varios productores de potencia distribuidos) deberían interactuar con el operador del mercado proporcionando ofertas para el servicio de regulación de frecuencia, es importante recalcar que dichas ofertas tienen el objetivo de maximizar sus ganancias. Las compañías de generación como industrias independientes que venden potencia y energía pueden o no participar del AGC. [50, 52, 53, 54, 55, 56, 57]

2. Compañía de Distribución

Las compañías de distribución pueden hacer contratos de manera individual con las compañías de generación, plantas de energía renovable o productores independientes de energía que se encuentren ubicadas en diferentes áreas. Esto tiene una implicación importante ya que se necesita que el control automático funcione para varios contratos los cuales son independientes entre sí e implica un *control automático descentralizado*. Sin embargo, dichos procesos de *control automático independientes* deben interactuar colectivamente para reestablecer la frecuencia del sistema interconectado y los intercambios de potencia en las líneas de transmisión. [50, 52, 53, 54, 55, 56, 57]

3. Compañías de Transmisión

Las compañías de transmisión también actualizan su información reportando la disponibilidad y la capacidad de transmisión de las líneas a través de un sistema de comunicación seguro. [50, 52, 53, 54, 55, 56, 57]

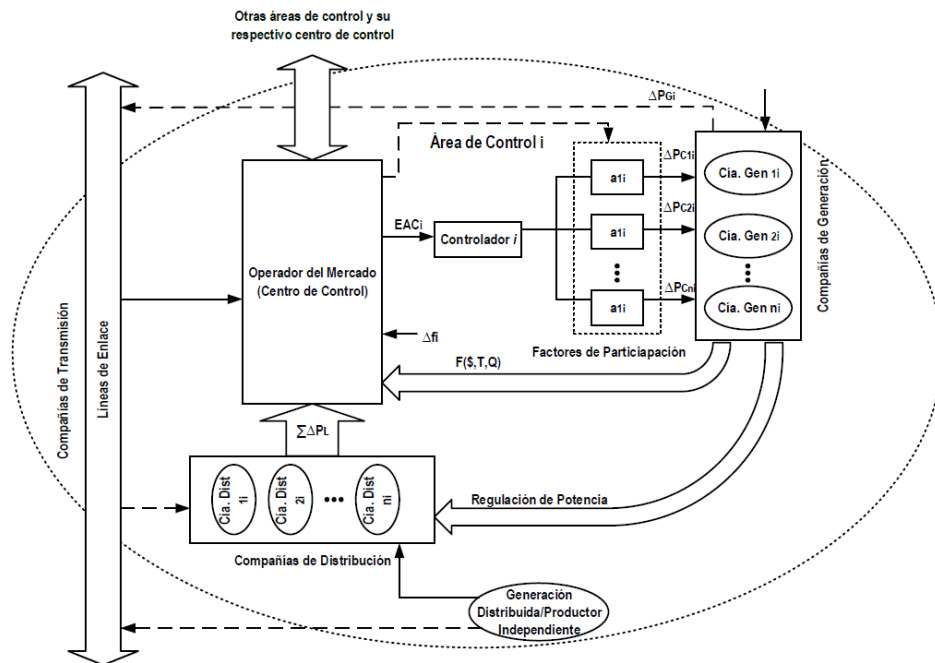


Figura 2.3. Área de control en un sistema de potencia reestructurado. [2]

2.2.4. Organización técnica del control automático de generación

El control automático de generación o control secundario puede estar organizado de tres maneras [58, 45, 59]:

- Centralizada
- Descentralizada

En la organización centralizada solo existe un controlador secundario. [46]

En la organización descentralizada, se consideran áreas de control separadas y cada área de control tiene su propio controlador individual. Se debe considerar que un bloque de control puede estar formado por una o más áreas de control, las cuales operan juntas. Esta organización se puede dividir en dos:

- Control descentralizado pluralista: cada área de control regula su frecuencia con su propio controlador, pueden unirse y formar un bloque de control.
- Control descentralizado jerárquico: cada área de control posee su propio controlador. La diferencia con el anterior es que existe un bloque de control maestro que dirige a los demás bloques de control. [5]

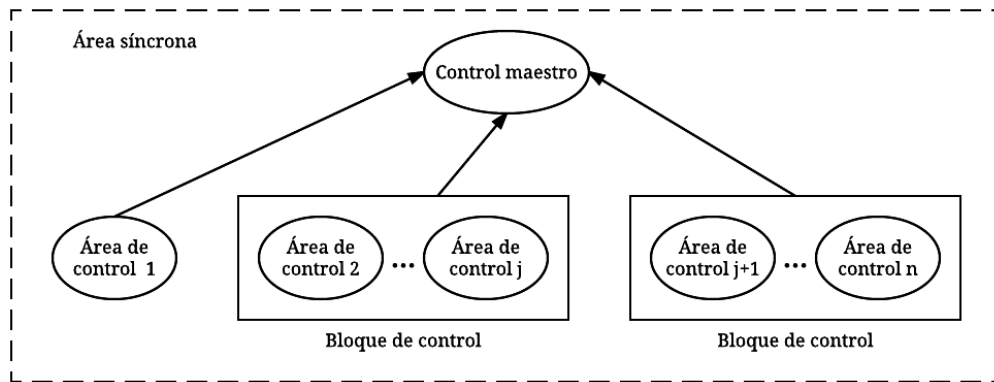


Figura 2.4. Control descentralizado jerárquico. [5]

2.2.5. Simulador del control de frecuencia en un ambiente de mercado

En el nuevo ambiente de mercado existen varias compañías de generación y distribución que pueden tener contratos bilaterales, en ese sentido las señales de error de control contendrán datos del contrato y las mediciones entre las compañías de generación y distribución sumando los errores de área de control. [60, 61, 62, 63, 64, 44, 65]

Para el caso de este trabajo no se consideran los contratos bilaterales, ni la presencia de compañías de distribución, únicamente se considera la participación de compañías de generación en el control de frecuencia secundario.

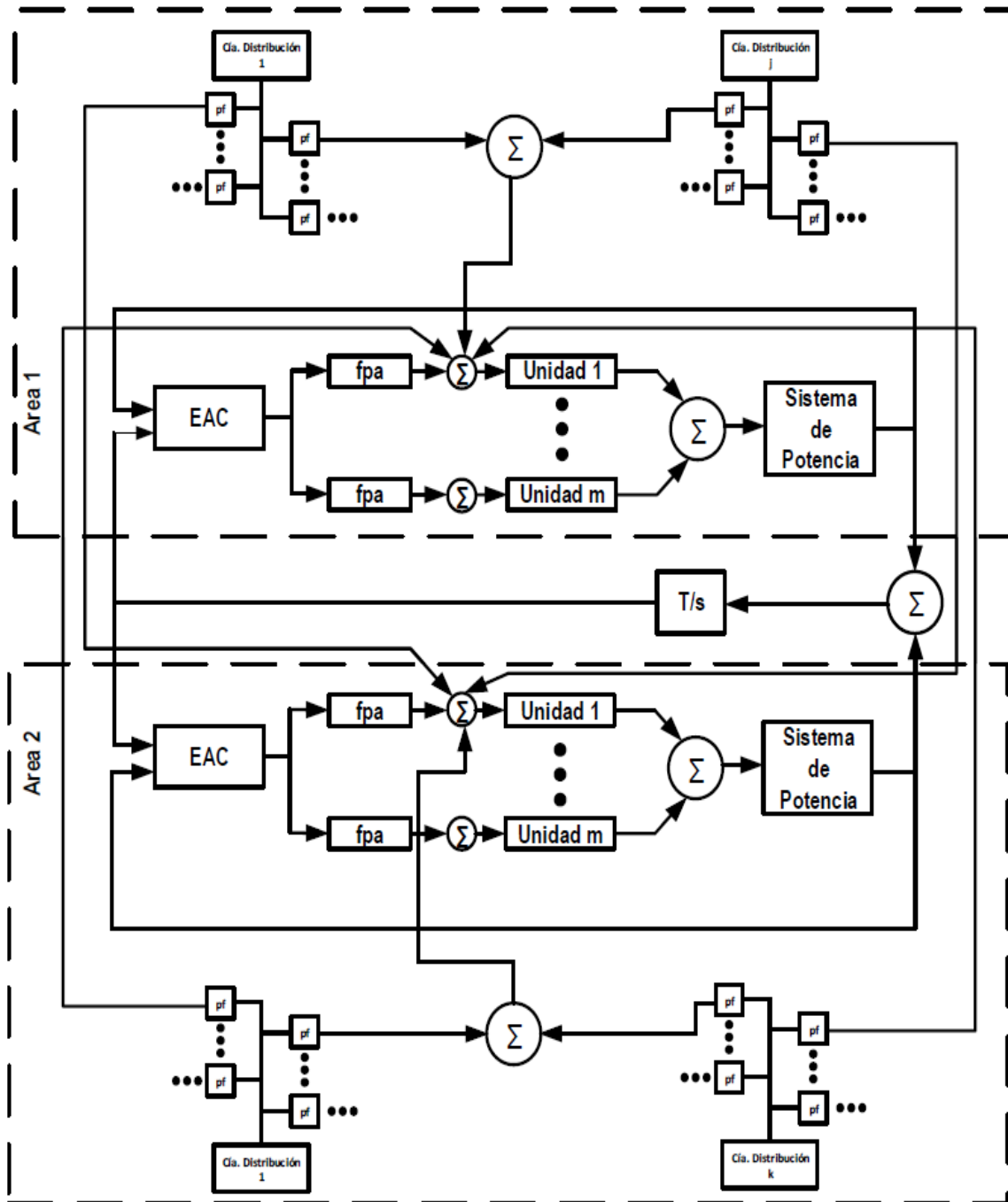


Figura 2.5. Simulador de control de frecuencia en un mercado eléctrico. [52]

2.2.6. Estándares de rendimiento del control de frecuencia

Técnicamente defendible los estándares de rendimiento de control son especialmente importantes dada la reestructuración de la industria eléctrica.

Los estándares de rendimiento de un área de control fueron establecidos por el NERC en 1997. El propósito de estos estándares es indicar si la generación está siendo controlada adecuadamente para lograr el intercambio de potencia y si se está cumpliendo con la obligación de soporte de frecuencia [66]. Si se cumplen estos estándares se puede mejorar la confiabilidad del sistema de potencia, disminuir el desgaste de las unidades de generación y ahorrar costos por consumo de combustible. [2] En un sistema de potencia reestructurado el encargado de medir continuamente estos estándares es el operador independiente del sistema, en el caso de México es el CENACE, como se describe en la sección 2.2.

De acuerdo con [66, 32, 67] los estándares más usados son:

- Estándar de Rendimiento de Control 1 (CPS1, por sus siglas en inglés)

El estándar de rendimiento de control 1 indica la relación entre el error de área de control y la frecuencia del sistema calculando promedios cada minuto durante cierto periodo, usualmente de un año.

En primer lugar, se establece una condición límite de variación en la frecuencia (ΔF), el cual está dado por:

$$RMS\{\Delta F_1\} \leq \epsilon_1 \quad (2.4)$$

Donde:

$RMS\{\cdot\}$ = Raíz del valor medio cuadrático de frecuencia en un año (Hz)

ΔF_1 = Valor promedio por minuto de variación de frecuencia (Hz)

ϵ_1 = Valor límite RMS de frecuencia en un año (Hz)

Se define el factor de cumplimiento 1 (CF1, por sus siglas en inglés) está dado por:

$$CF1 = \frac{1}{\epsilon_1^2} \left\{ \frac{EAC}{-10\beta} \right\} \times \Delta F_1 \quad (2.5)$$

Donde:

EAC = Error de Área de Control (MW pu)

β = Sesgo de frecuencia (MW pu/Hz)

$$\left\{ \frac{EAC}{-10\beta} \right\} = \text{Valor promedio por minuto}$$

Es importante recalcar que el factor de -10β es calculado para áreas de control con sesgo de frecuencia no constante, para áreas con β constante, el factor -10β no necesita ser considerado en el cálculo.

Empleando el factor de cumplimiento 1, $CF1$, se define el estándar de funcionamiento de control 1.

$$CPS1 = 100(2 - AVG(CF1)) \quad (2.6)$$

Donde:

$$AVG = \text{Promedio movil de 12 meses}$$

Cuando el $AVG\{CF1\}$ es menor o mayor a 1.0, el estándar de rendimiento de control 1 es correspondientemente mayor o menor que 100%. Un área no cumple si el estándar de control 1 es menor que 100%.

- Estándar de Rendimiento de Control 2 (CPS2, por sus siglas en inglés)

Al igual que el estándar de rendimiento de control 1, se establece una condición límite de variación en la frecuencia (ΔF) pero esta vez considerando 10 minutos como intervalo para promediar:

$$RMS\{\Delta F_{10}\} \leq \epsilon_{10} \quad (2.7)$$

Donde:

$$RMS\{\cdot\} = \text{Valor raíz medio cuadrático de variación de frecuencia en un año (Hz)}$$

$$\Delta F_{10} = \text{Valor promedio por intervalo de 10 minutos de variación de frecuencia (Hz)}$$

$$\epsilon_{10} = \text{Valor límite RMS por intervalo de 10 minutos de frecuencia en un año (Hz)}$$

Se define el factor de cumplimiento 2 ($CF2$, por sus siglas en inglés), el cual está dado por:

$$CF2 = \frac{1}{L_{10}} |\overline{EAC}_{10}| \quad (2.8)$$

Donde:

$$|\overline{EAC}_{10}| = \text{Error de Área de Control promedio en intervalos de 10 minutos (MW pu)}$$

$$L_{10} = \text{Parámetro de área de control específico}$$

El parámetro de área específico está definido por:

$$L_{10} = 1.65\epsilon_{10}\sqrt{(10\beta)(10\beta_s)} \quad (2.9)$$

Donde:

$1.65 =$ Factor de conversión estadístico, intervalo de confianza (68.3% a 90%)

$\beta_s =$ Suma de todos los valores β de las áreas de control (MW pu/Hz)

El parámetro de área específico L_{10} es válido para sistemas con sesgo de frecuencia (β) constante.

Para medir el cumplimiento con el estándar de rendimiento de control 2, primero se calcula la relación de diez minutos:

$$R = \frac{\text{Número de intervalos que } CF2 > 1}{\text{Número total de intervalos}} \quad (2.10)$$

Donde:

$R =$ Relación de diez minutos

La cuenta de intervalos (6 por hora), es considerada en un mes para propósitos de reporte y sobre un año para medidas de cumplimiento.

El estándar de rendimiento de control 2 es la medida porcentual:

$$CPS2 = 100 (1 - R) \quad (2.11)$$

El área de control no cumple si el estándar de rendimiento de control 2 es menor a 90%.

En la tabla 2.2 se muestran los valores de épsilon utilizados en cuatro interconexiones de Estados Unidos de América.

Tabla 2.2. Valores de épsilon de cuatro sistemas interconectados en EUA. [67]

Interconexión	Épsilon 1 (mHz)	Épsilon 10 (mHz)
Oriental	18.0	5.7
Hydro Quebec	21.0	24.9
Occidental	22.8	7.3
ERCOT	30.0	13.15

2.3. DEFINICIÓN DE LOS SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA

2.3.1.1. *Introducción*

En 1995 la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos de América emitió a través de la Orden 888 una lista de bienes que se desprende del único servicio de transmisión perteneciente a la anterior estructura verticalmente integrada de los sistemas eléctricos de potencia, esta lista enumera los llamados “servicios auxiliares” y en el mismo documento se dice que son aquellos servicios indispensables para mantener la transmisión de potencia desde los vendedores hacia los compradores en un mercado eléctrico, cumpliendo con las obligaciones de las áreas de control y las empresas de transmisión, para asegurar una operación confiable del sistema de potencia interconectado. [12, 68].

Conocer la lista completa de servicios auxiliares y su definición mencionados en la Orden 888 es importante, dado que en la actualidad varios países donde existe un ambiente reestructurado incluido México, el número de servicios auxiliares utilizados es menor en comparación con la lista original, esta situación obedece a que cada país tiene políticas y reglas distintas que rigen el comportamiento de sus mercados eléctricos. [28]

A continuación, se describen los servicios establecidos en la Orden 888:

- Programación, control del sistema y despacho: Funciones comerciales (programar y coordinar las transacciones entre compañías) y un operador para mantener la confiabilidad del área de control. [1, 12, 69, 70]
- Suministro de Reactivos y Control de Voltaje: Inyección o absorción de potencia reactiva para mantener un nivel de voltaje adecuado en transmisión. [1, 12, 69, 70]
- Regulación y respuesta a la frecuencia: Mantener el balance entre carga y generación minuto a minuto para cumplir con los estándares de confiabilidad (frecuencia de 60 Hz). [1, 12, 69, 70]
- Desbalance de energía: Corregir el desbalance horario de energía entre las compañías de generación y la carga. [12, 71]
- Reserva rodante: Generación que se encuentre sincronizada para producir rápidamente la energía necesaria cuando ocurre una contingencia. [1, 12, 69, 70]
- Reserva no rodante: Generación que no se encuentre sincronizada y pueda arrancar gradualmente y tomar carga para producir energía cuando el sistema está en estado de emergencia. [1, 12, 69, 70]
- Reemplazo de pérdidas de potencia real: Compensación para las pérdidas en el sistema de transmisión. [12]
- Reserva suplementaria: Es la capacidad de generación que puede estar disponible dentro de una hora para apoyar a las reservas operativas. [12, 69, 70]

- Sistema de arranque negro: Es la habilidad de la unidad de generación para arrancar y sincronizarse con la red, pero sin obtener alimentación de esta y también ayudar a otras unidades a operar después de un apagón. [1, 12, 69, 70]
- Seguimiento de carga: Uso de la generación para cubrir las variaciones inter horarias y diarias de la carga. [32, 70, 71]
- Estabilidad en la red: Uso de equipo especial (estabilizadores, FACTS) para mantener la estabilidad y confiabilidad en la red de transmisión. [32, 70, 71]

2.3.1.2. Reserva rodante

El término “reserva rodante” es usado con diferentes significados por varios autores y organismos internacionales, De acuerdo con [72] la reserva rodante es el término utilizado para describir la cantidad de generación disponible en todas las unidades sincronizadas en el sistema, menos la carga presente y las pérdidas que deben de ser suministradas.

En [19] se adopta la siguiente definición:

“La reserva rodante es la capacidad no empleada, que puede ser activada por el operador del sistema y la cual es proporcionada por equipos sincronizados con la red eléctrica y son capaces de afectar la potencia activa.”

La definición anterior dice que la reserva rodante es proporcionada por equipos, esto es porque el servicio puede ser suministrado por demanda controlable o equipos de almacenamiento de energía (baterías de almacenamiento, centrales eléctricas de bombeo). Ciertos usuarios pueden ofertar en el mercado controlando su demanda [73, 74].

2.3.1.3. Clasificación y definición de los servicios de reserva de potencia activa

En [28] se realiza una descripción detallada de los servicios de reserva que son ofertados en distintos países. También se hace una comparación bajo el mismo marco de referencia, el cual emplea el orden jerárquico del control de frecuencia tratado con anterioridad (control primario, secundario y terciario). Los aspectos utilizados para describir los servicios son:

- Definición: El nombre del servicio, es importante tomar en cuenta que el mismo término puede tener diferentes significados en distintos sistemas.
- Cantidad del servicio: Siempre que sea posible se define una fórmula para calcular la cantidad de servicio requerido, sin embargo, esto cambia con el sistema eléctrico de cada país.
- Tiempo:

- Inicio del servicio: Es el tiempo anticipado con el que el servicio de reserva será entregado, puede incluir velocidad de respuesta y tasa de rampa.
- Disponibilidad completa: El tiempo, desde el instante en que es solicitado hasta que se obtiene una respuesta completa.
- Fin del servicio: Es la duración del servicio desde que es solicitado hasta que ya no es requerido.

En la tabla 2.3 se muestra la clasificación bajo el marco de referencia de control de frecuencia.

Tabla 2.3 Clasificación de los servicios de reserva de potencia activa bajo el marco de referencia de control de frecuencia.

Control Primario	Control Secundario	Control Terciario
Respuesta a la frecuencia.	Regulación secundaria. Reserva rodante. Reserva rodante suplementaria.	Reserva no rodante. Reserva no rodante suplementaria.

A continuación, se enlistan los servicios relacionados con el control de potencia activa:

- Regulación: Servicio proporcionado por la generación sincronizada, la cual está dentro del control automático de generación, de tal manera que pueda estar disponible rápidamente (MW/min) para el operador del sistema y seguir minuto a minuto las fluctuaciones aleatorias de la carga, así como corregir las fluctuaciones no intencionales en la generación. [1, 2, 27, 11, 28, 71, 75, 51] La regulación ayuda a mantener la frecuencia de interconexión y controlar la diferencia entre el flujo de potencia entre las áreas de control. En el mercado de día en adelante se obtiene a partir de ofertas de capacidad. [11, 12].

Para ejemplificar el servicio de regulación secundaria se simula en MATLAB SIMULINK® un sistema de dos áreas de control, su descripción se encuentra en el Anexo C. En la figura 2.6 se grafica el comportamiento de la máquina térmica con un solo recalentamiento (central eléctrica 1), la cual responde al control secundario para incrementar su potencia activa ante un incremento aleatorio de carga en el sistema de potencia. Se observa que antes del segundo 7,200 su nivel de generación de potencia activa era de 0.023 MW pu. El servicio es activado en el segundo 7,200, durante los primeros 30 segundos alcanza un nivel de 0.053 MW pu, este intervalo es considerado el *tiempo de respuesta del servicio*. El *tiempo de disponibilidad completa* ocurre después del minuto 1 o 2, cuando se alcanza el nivel de generación indicado por el operador independiente.

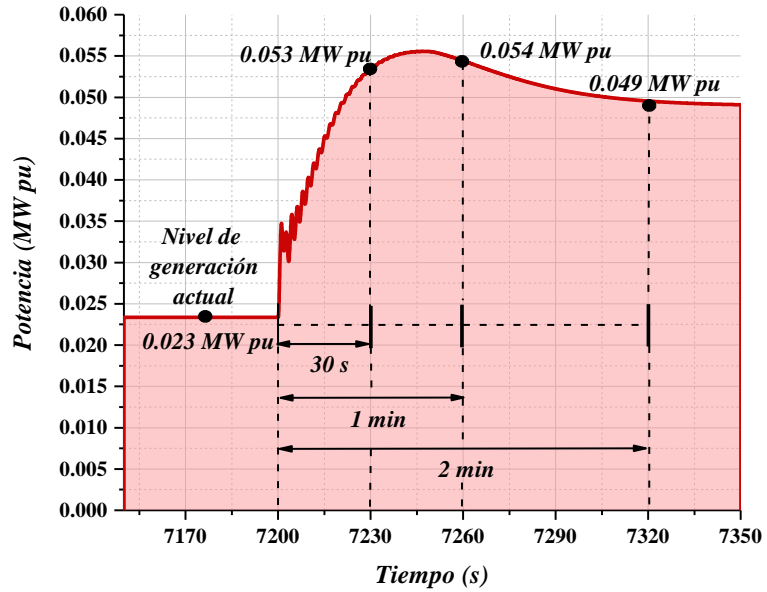


Figura 2.6 Ejemplo de máquina térmica con modelo lineal que suministra el servicio de regulación secundaria.
FUENTE: Elaboración propia.

En la figura 2.7 se muestra el *tiempo de finalización* del servicio el cual puede ser de 5 minutos o más. Esto depende de la tecnología de máquina térmica, así como del suministro de combustible para mantener ese nivel de generación.

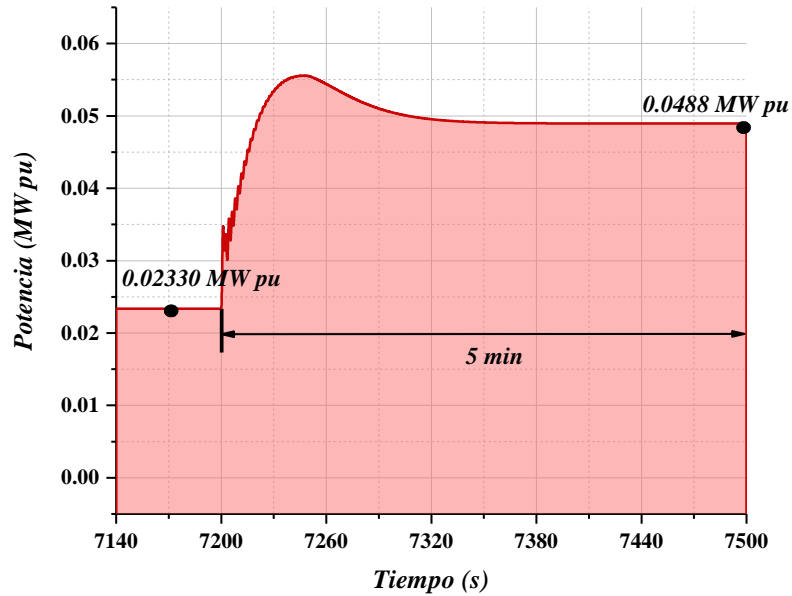


Figura 2.7 Ejemplo de máquina térmica con modelo lineal que suministra el servicio de regulación secundaria.
FUENTE: Elaboración propia.

En la figura 2.8 se muestra el comportamiento de la frecuencia del área de control A, cuando se activa el servicio de regulación secundaria.

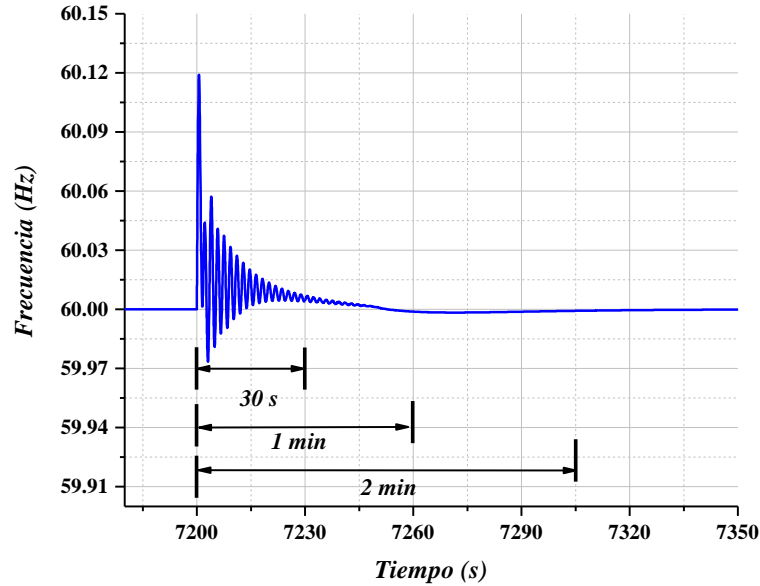


Figura 2.8 Comportamiento de la frecuencia ante el suministro del servicio de regulación secundaria.
FUENTE: Elaboración propia.

- Seguimiento de carga: Servicio que puede emplear generación sincronizada, baterías de almacenamiento o equipo de carga para seguir los cambios horarios de la carga eléctrica, es decir es más lento que el servicio de regulación. [12, 19, 76] Es común que sea proporcionado por el mercado de energía, ya que las necesidades (pico de demanda durante la mañana y la reducción de carga por la noche) pueden ser pronosticadas y atendidas por el mercado de día en adelante. [12, 71, 75]
- Reserva Rodante: Generación sincronizada al sistema, la cual puede incrementar su salida inmediatamente ante la interrupción de un generador o una línea de transmisión y puede alcanzar su máximo de generación en 10 minutos. Puede ser activada automáticamente si la frecuencia cae o si el operador lo solicita. También este servicio debe de ser capaz de mantener su respuesta típicamente durante dos horas. [2, 18, 20, 29, 56, 57, 60, 62, 64]
- Reserva No Rodante: Generación no sincronizada al sistema, no se necesita que responda inmediatamente; debe alcanzar su salida máxima en 10 minutos y mantener su respuesta durante dos horas. [2, 12, 28, 71, 51, 29]

En la figura 2.9 se muestra la simulación del mismo sistema utilizado en las figuras 2.6, 2.7 y 2.8 para ejemplificar el servicio de reserva rodante. En el segundo 1000, la central eléctrica 1 de tecnología térmica, incrementa su generación de potencia activa en un intervalo de 10 minutos o *tiempo de respuesta*.

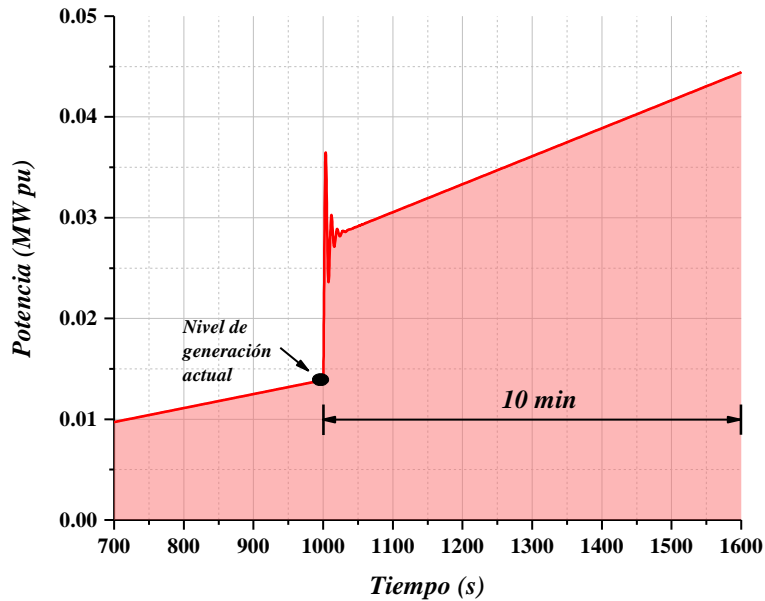


Figura 2.9 Ejemplo de máquina térmica con modelo lineal que suministra el servicio de reserva rodante de 10 minutos.
FUENTE: Elaboración propia.

En el caso del servicio de reserva no rodante, se considera que la máquina no está sincronizada y por lo tanto debe ser activada manualmente, es decir, el operador independiente del sistema debe comunicarse para instruir a la central eléctrica a que arranque y suministre potencia activa en un periodo de tiempo de 10 minutos.

- Reserva Suplementaria o de Reemplazo: Generación sincronizada o no sincronizada y carga regulada usada para restaurar la reserva rodante y no rodante y regresar al estado antes de la contingencia. Debe de estar disponible en el rango de 30 a 60 minutos y debe durar de 2 a 4 horas. Puede ser proporcionado por carga controlable. [2, 16, 18, 20, 29, 60, 62, 64, 65]

De igual forma que en la ejemplificación de la reserva rodante, en la figura 2.10 se muestra el intervalo de respuesta para aquellas centrales eléctricas que participan del servicio de reserva suplementaria o de reemplazo. En la figura 2.10 se indican 30 minutos como el tiempo para que una central eléctrica con tecnología térmica incremente su nivel de potencia activa.

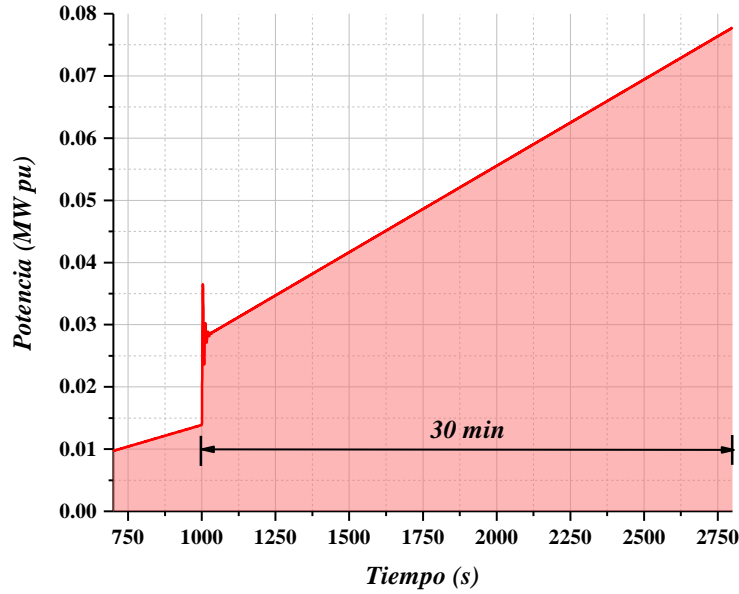


Figura 2.10 Ejemplo de máquina térmica con modelo lineal que suministra el servicio de reserva rodante suplementaria de 30 minutos. FUENTE: Elaboración propia.

En la tabla 2.4 se ubican los servicios de reserva de potencia activa considerando el estado de operación del sistema, la velocidad de respuesta, la duración, la dimensión en el tiempo, su ciclo en el mercado de cada servicio.

Tabla 2.4. Características técnicas de los servicios de reserva de potencia activa. [71]

Servicio	Velocidad de respuesta	Duración	Dimensión en el tiempo	Ciclo de vaciado en el mercado
Estado normal de operación				
Regulación	30 s a 1 min.	15 min.	Minutos	Horario
Seguimiento de carga o mercado de energía spot	<10 min.	10 min. a 2 horas	10 minutos a horas	Horario
Estado de emergencia				
Reserva rodante	30 s a 10 min.	10 min. a 2 horas	Horas a días	Horario
Reserva no rodante	1 a 10 min.	10 min. a 2 horas	Horas a días	Horario
Reserva suplementaria o de reemplazo	30 a 60 min.	2 a 4 horas	Horas a días	Horario

Las características técnicas más importantes mostradas en la tabla 2.4 son:

- Velocidad de respuesta de la unidad de generación
- Duración del servicio

En la figura 2.11 se representan las dos características anteriores con respecto a cada servicio.

La primera característica se representa con una recta inclinada, el cruce con el eje horizontal representa el inicio del intervalo en el que el servicio puede estar disponible o alcanzar su salida máxima, el punto máximo de la recta representa el fin de dicho intervalo y con ello la completa disponibilidad del servicio. [28, 77, 70]

La duración es representada con una línea horizontal, inicia cuando el servicio está completamente disponible y termina cuando la unidad de generación deja de suministrar el servicio solicitado. [28, 77, 70]

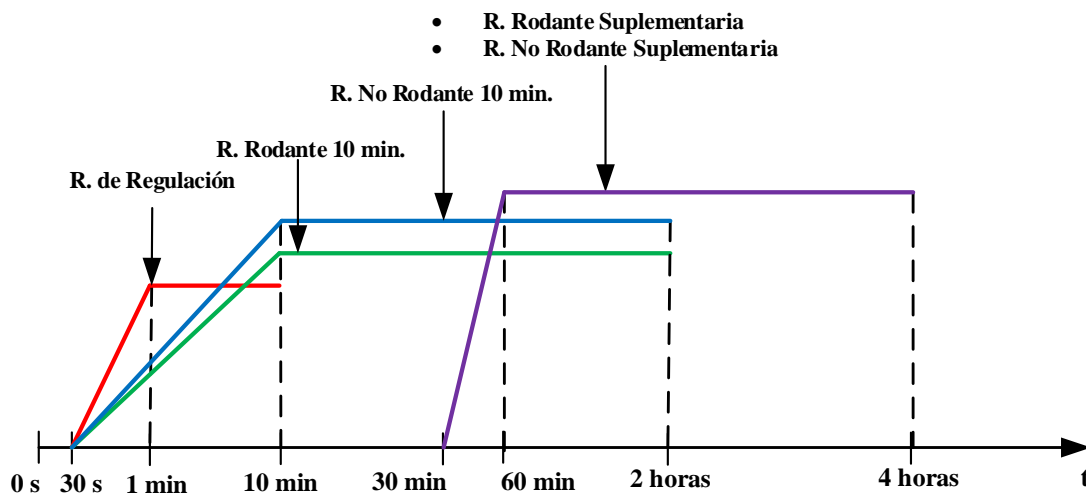


Figura 2.11. Clasificación de los servicios de reserva de potencia activa de acuerdo con su respuesta en el tiempo. [28]

El enfoque de la figura 2.12 tiene la ventaja de considerar la duración del servicio, ya que no todas las unidades de generación participantes pueden mantener por un largo tiempo su generación de potencia activa. [16] Ejemplo de esto son las unidades que emplean combustible fósil. Es posible utilizar una técnica basada en el dominio de la frecuencia para determinar los requerimientos de reserva, los cuales son impuestos por eventos de naturaleza aleatoria y patrones de uso de energía en el sistema de potencia. [16]. Actualmente en México los servicios ofertados en el MDA corresponden con la clasificación de la figura 2.12.

2.4. REQUERIMIENTOS DE LOS SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA

2.4.1.1. Introducción

La principal necesidad que obliga a un sistema de potencia a tener servicios de reserva es el de mantener la confiabilidad en la red eléctrica. Antes de la reestructuración era importante en la operación y planeación. Después de la reestructuración mantener la confiabilidad es más importante, debido a los resultados del mercado eléctrico. [1, 12, 35, 41]

En este mismo sentido la confiabilidad tiene dos componentes:

- Seguridad: es la habilidad del sistema eléctrico para resistir a disturbios repentinos tales como cortos circuitos o pérdida no anticipada de los elementos del sistema. [1]
- Adecuación: La habilidad del sistema eléctrico para suministrar la demanda eléctrica agregada y los requerimientos de energía de los usuarios todo el tiempo, tomando en cuenta las interrupciones planeadas y no esperadas de los elementos del sistema. [1]

A continuación, se describen algunos criterios deterministas y probabilísticos para estimar el nivel de requerimientos de servicios de reserva de potencia activa.

2.4.1.2. Criterio de seguridad N-1

De acuerdo con este criterio el SEP debe ser capaz de continuar operando sin el componente eléctrico de mayor capacidad (puede ser una línea de transmisión o una central eléctrica) [78] .

Una desventaja de este criterio está en considerar solo un conjunto predefinido de contingencias, e ignorar completamente los eventos con una baja probabilidad de ocurrencia. [19] Otra desventaja es considerar que los eventos son estocásticamente independientes, mientras que las experiencias en Norte América y en Europa muestran que el incremento de complejidad en el sistema de potencia multiplica la dependencia. [79]

2.4.1.3. Criterios probabilísticos

Existe un gran número de trabajos documentados que describen los requerimientos de reserva con técnicas probabilísticas. [13] Estos estudios han identificado factores influyentes, los más importantes son:

- **Demanda eléctrica:** El uso de este factor está basado en un pronóstico de la demanda. Para sistemas con centrales térmicas e hidroeléctricas es necesario tener patrones de demanda semanal, expresadas en horas, ya sean curvas de duración de carga o curvas pico porcentual. [6] Es conveniente tener una variación en una base de minutos ya que se han experimentado insuficiencias de capacidad. [11]

- **Capacidad extra disponible:** Este factor se basa en los siguientes aspectos:
 - Mantenimientos programados para las centrales eléctricas. [22]
 - Reducciones de capacidad estacionales (insuficiencia de agua, escases de gas natural). [24]
 - La disposición de calderas y turbinas que afecta la disponibilidad de capacidad. [24]
 - La probabilidad de no tener disponible la capacidad de la caldera o turbina debido a una interrupción forzada (tasa de falla). [26, 25]
 - Capacidad inadecuada de las líneas de transmisión. [26, 25]
 - Insuficiencia de potencia reactiva. [26, 25]
 - Mal funcionamiento de los relevadores de protección. [26, 25]

2.4.1.4. Análisis costo beneficio

Se puede determinar la cantidad óptima de reservas a través de un análisis de costo beneficio. Dicho análisis realiza un balance de las pérdidas que las reservas ayudan a prevenir, contra el costo de suministrarlas. [7]

Los servicios de reserva deben de ser comprados hasta el punto donde el costo marginal de suministrarlas es igual a su valor marginal. En el caso de un monopolio, el costo de sincronizar unidades adicionales y de sincronizar unidades que toman carga parcial está determinado por el despacho económico. [7, 19]

En un ambiente reestructurado, el operador independiente debe obtener la reserva de las centrales eléctricas y de las cargas interrumpibles. El costo marginal de la reserva depende de las condiciones del mercado. [11, 19] Si se asume que el mercado para suministrar reservas es competitivo y que un monopolio opera eficientemente, ambos costos tenderán a ser el mismo. [80]

2.4.1.5. Fórmulas para calcular la reserva de regulación

A continuación, se describen diferentes criterios determinísticos utilizados por centros de control a nivel mundial para obtener el nivel de *servicio de regulación secundaria*, (R_{sec}) acuerdo con la demanda máxima pronosticada.

- En Alemania se usa la siguiente fórmula [19]:

$$R_{sec} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{2500}{P_{max}}} \times h \times P_{max} \quad (2.12)$$

Donde:

$$P_{max} = \text{Demanda máxima (MW)} \text{Variación de } P_{max} \text{ en (\%)}$$

El promedio de h es de 3.5%, y el valor máximo es de 9% durante las fluctuaciones rápidas de carga (6-9 horas).

- En España se utiliza la siguiente fórmula [19]:

$$R_{sec} = 3 \times \sqrt{P_{max}} \quad (2.13)$$

O durante las fluctuaciones rápidas de demanda:

$$R_{sec} = 6 \times \sqrt{P_{max}} \quad (2.14)$$

Donde:

$$P_{max} = \text{Demanda máxima (MW)}$$

- En la Coordinación de Transmisión Eléctrica Europea (UCTE) desde el 2004 se utiliza [35]:

$$R_{sec} = \sqrt{10 \times P_{max} + 22500} - 150 \quad (2.15)$$

Donde:

$$P_{max} = \text{Demanda máxima (MW)}$$

En México de acuerdo con [10] se tienen establecidos los requerimientos para reservas operativas y se muestra en la tabla 2.5.

Tabla 2.5 Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN. [10]

Estado	Reserva Operativa (RO)		Reserva de Planeación (RP)		Acciones Remediales
	SIN	Otros	SIN	Otros	
Normal	$\geq 6\%$	$\geq 11\%$	$\geq 13\%$	$\geq 15\%$	
Alerta	$3\% \leq RO < 6\%$	$3\% \leq RO < 6\%$	$3\% \leq RO < 6\%$	$3\% \leq RO < 6\%$	<ul style="list-style-type: none"> • Adquisición de Potencia por Subastas de Confiabilidad. • Subastas de Mediano y Largo Plazo. • Adquisición de Potencia por Protocolo de Emergencia Preventivo. • Modificación a los planes de mantenimiento. • Instrucciones excepcionales de despacho. • Interrupción o modificación de transacciones interrumpibles. • Modificación a instrucciones de despacho. • Modificación en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica. • Cambio de topología del SEN. • Solicitud de Conservación de energía voluntaria.
Emergencia	$RO < 3\%$	$RO < 4\%$	$RP < 6\%$	$RP < 15\%$	<ul style="list-style-type: none"> • Adquisición de Potencia por Protocolo de Emergencia Correctivo. • Desconexión de carga.
Restaurativo					<ul style="list-style-type: none"> • Procedimientos de Restablecimiento.

Donde:

SIN: Sistema Interconectado Nacional

Otros: Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

RO: Reserva Operativa

RR: Reserva Rodante

RNR: Reserva No Rodante

2.4.1.6. Variabilidad de la demanda eléctrica

En la figura 2.12 se muestra la estrategia convencional para asignar las unidades durante un día debido a la variabilidad de la demanda. La demanda base es cubierta por centrales eléctricas que operan al 100% de su capacidad durante una base de 24 horas. Las centrales eléctricas “controlables” deben operarse la mayor parte del día, pero no necesariamente con potencia máxima. Las centrales usadas para la demanda pico solo se sincronizan durante unas pocas horas en el día. [72]

Debido a la reestructuración del sector eléctrico esta estrategia se ve afectada. El problema actual es conocer el diseño del mercado que inducirá la asignación de unidades más eficiente. [1] Por eficiencia se entiende como la reducción de los costos de transacción del operador y suministradores, así como las consecuencias en la confiabilidad debido a los errores en la asignación.

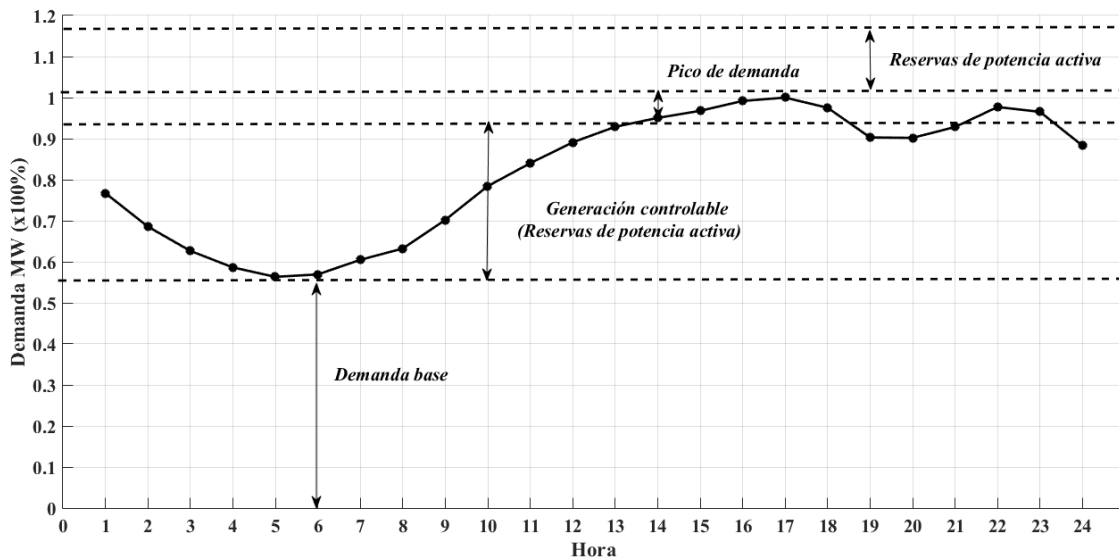


Figura 2.12. Estrategia de planeación de la generación convencional.

Dado que la demanda eléctrica se encuentra entre los factores influyentes usados para calcular el requerimiento de reserva [11], se deben reconocer los componentes de la demanda cuando es analizada en un intervalo de una hora. En [76] se reconocen tres elementos importantes:

1. Base
2. Rampa
3. Fluctuaciones aleatorias

En la figura 2.13 se muestra la carga que varía en el tiempo de un cliente hipotético de las 7:00 am a las 8:00 am en un día hábil. La base es de 80MW, la tendencia se incrementa monótonicamente desde 0 MW a las 7:00 am hasta 14 MW a las 8:00 am. El rango de las

fluctuaciones aleatorias es de ± 2 MW. Combinados los tres elementos resultan en un rango de carga desde 78 MW hasta 96 MW, con una media aritmética de 85 MW [76]

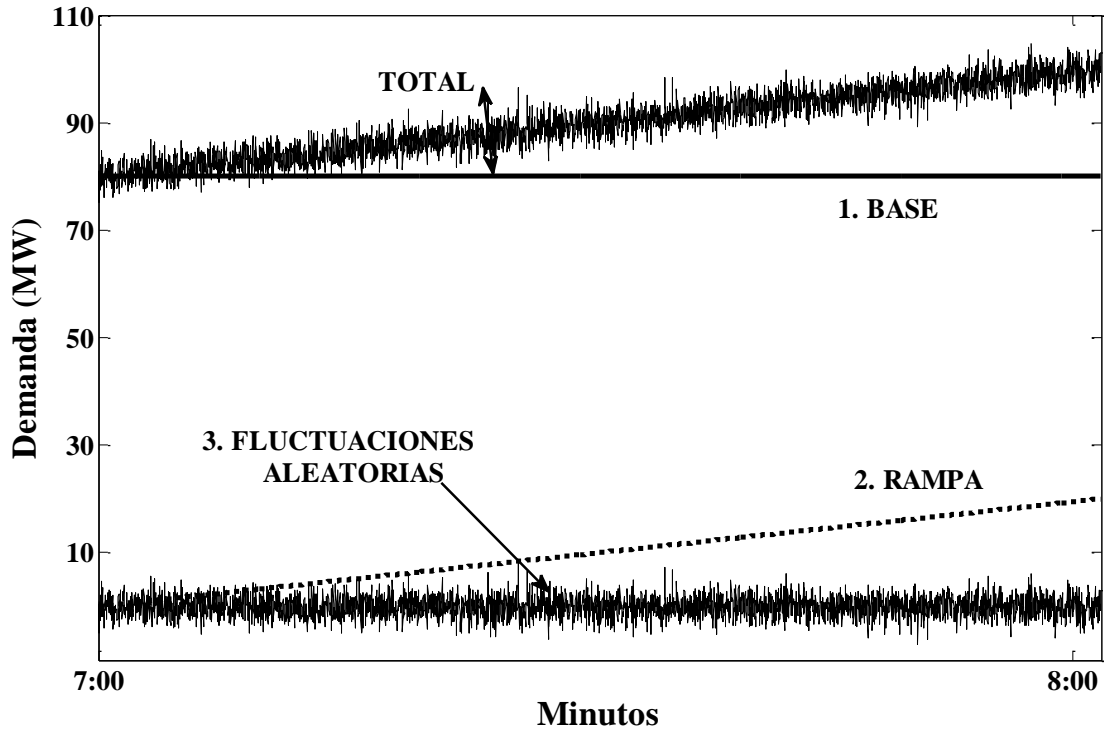


Figura 2.13. Componentes de la demanda en el intervalo de una hora. [76]

En la realidad se tiene la combinación de los tres componentes, sin embargo, los dos hechos que son reconocidos son [81]:

- El componente de fluctuaciones aleatorias existente entre cada hora está cubierto por el control primario y el control secundario (AGC). [29, 71]
- El nivel de demanda del inicio y final de cierta hora, son suministrados por el mercado de energía. [71]

La combinación de los componentes 2 y 3, no es suministrado específicamente por un servicio desde el punto de vista técnico [29]. Una solución ha sido el servicio de seguimiento de carga (la suma de rampa y fluctuaciones aleatorias). Si este servicio sigue exactamente las variaciones de carga de los clientes, los requerimientos del área de control tradicionalmente cubiertos por el control de frecuencia y la regulación de flujos en líneas de transmisión se cumplen excepto por las interrupciones de generación y pérdidas. [82]

2.5. MÉTODOS DE OBTENCIÓN Y PAGO DE LOS SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA EN EL MERCADO ELÉCTRICO

2.5.1.1. *Introducción*

La obtención de los servicios de reserva de potencia activa se entiende como el acto de asegurar la existencia de los servicios de reserva en el sistema eléctrico. [19, 83] La obtención debe contemplar los siguientes puntos:

- Permitir a los participantes recuperar sus inversiones [1, 12, 27]
- Reducir el costo total para los consumidores [1, 11, 12]
- Dar un incentivo para mejorar la calidad del servicio [1, 19]
- Encontrar un precio entre su verdadero valor y el costo. [11, 19]
- Tener un mecanismo de precios con un costo razonable de transacción. [1, 12, 35, 83]

2.5.1.2. *Entidad responsable de la obtención*

La definición y la entrega de los servicios de reserva es una responsabilidad que recae directamente sobre el operador independiente del sistema. [1, 12, 35, 41]

Si el operador es el comprador único este puede forzar a los suministradores a proporcionar los servicios. [33] Así mismo se debe contar con un mecanismo para recuperar el costo que estos generan [1, 12, 35, 41]. Las reglas de administración deben de ser claras para asegurar un trato justo de todos los participantes cualquiera que sea su posición en la industria. [19]

2.5.1.3. *Métodos de obtención*

Se pueden adquirir a través de cuatro métodos:

- Disposición obligatoria

La *disposición obligatoria* significa que, como parte de las condiciones de conexión, algunos usuarios de la red (típicamente grandes centrales eléctricas) proporcionaran una cierta cantidad del servicio de reserva de potencia activa, cuando lo pida el operador. [83]

La visión de la disposición obligatoria es justa, porque todos los usuarios de cierta clase deben proporcionar la misma cantidad absoluta o relativa de un servicio de reserva. [2] Sin embargo, por cumplir con la justicia y transparencia los requisitos para este método no abarcan

la complejidad del tema. Primeramente, el volumen de servicios proporcionados será más de los necesitados, imponiendo costos innecesarios a los proveedores. En segundo lugar, el método no necesariamente reduce los costos porque los proveedores con costos más bajos son tratados sobre la misma base que los que tienen costos altos. [83]

- **Contrato Bilateral**

En los *contratos bilaterales* de servicios auxiliares, el operador negocia con cada proveedor la cantidad, calidad y precio del servicio a ser provisto. [83]

Estas negociaciones eliminan los dos problemas asociados con la disposición obligatoria, porque el operador puede comprar solamente la cantidad que necesita y con proveedores baratos. [2] Sin embargo, se tiene desventajas. Primera, ya que sus términos no son revelados a terceros, esta forma de contratación carece de transparencia. Segunda, las negociaciones bilaterales pueden ser largas, complejas y costosas. Tercera, debido al alto costo de los contratos bilaterales, el precio y volumen son asignados a largo plazo. [83]

- **Licitación y mercado de tiempo real**

El tercero y cuarto método de obtención tienen que ver con el desarrollo de los procesos de *licitación* o la creación de un *mercado de tiempo real*. Hacer una diferencia entre estos dos métodos no siempre es fácil. [83] El término mercado de tiempo real será usado para denotar un mercado donde los productos de corta duración (una semana o menos) son intercambiados. [1] Un proceso de licitación requiere de menos productos estandarizados o productos de larga duración. Ambos procesos mejoran la transparencia y mejoran la competitividad. Por otro lado, tienen que manejar una gran cantidad de costos y pueden facilitar el mercado de energía para algunos participantes.

2.5.1.4. Métodos de remuneración

En [83] se dice que los servicios de reserva de potencia activa pueden ser no remunerados o pagados de acuerdo con tres tipos de precio:

- **Precio regulado**

Por definición el *precio regulado* es asignado por el operador y usualmente es el mismo para todos los proveedores. [13, 83] Sin embargo, un precio regulado no es deseado si refleja imperfectamente el costo actual de suministrar un servicio auxiliar, particularmente cuando el costo cambia con el tiempo y las circunstancias. [83]

- Precio de oferta

En el pago de un *sistema por oferta* el suministrador recibe el precio de su oferta aceptada. [11, 13, 83]

Este tipo de método de remuneración es adecuado cuando la calidad del servicio auxiliar ofertado está altamente diferenciada y por lo tanto las ofertas no son tan fáciles de comparar. Sin el pago por oferta no da a los proveedores un incentivo de ofertar al costo marginal, excepto cuando la concentración del mercado es baja. [83]

- Precio de equilibrio

En un sistema con *precio de equilibrio* todos los proveedores de éxito son pagados al precio de la oferta más cara aceptada o de la menos cara rechazada. [83]

Esta forma de precio da reales incentivos a los proveedores para ofrecer al precio marginal. Debido a que el control de frecuencia ayuda a mantener la frecuencia en toda la red, su valor no depende geográficamente. Los precios por zonas son preferibles para estos servicios. Sin embargo, definir la zona representa un problema. Por otra parte, debido al efecto y el valor de los servicios de control de voltaje están muy localizados, se prefiere precios por nodo. [13, 83]

2.6. COSTOS DE LOS SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA

2.6.1.1. Introducción

Un gran número de estudios se han realizado para cuantificar el valor que los usuarios le dan a la energía no servida, debido a las interrupciones no planeadas. El consenso actual asegura un valor superior al precio de la electricidad, en condiciones normales de operación. [6, 80]

Mantener los suficientes servicios de reserva puede ser visto como un seguro a pagar, el cual cubre las pérdidas en el sistema eléctrico de potencia. [4, 78]

Es importante tener una política de precios para los usuarios que otorgan más valor a los servicios de reserva y en consecuencia paguen más por ellos. Sin embargo, ofrecer contratos a usuarios calificados y precios diferenciados de confiabilidad enfrenta bastantes dificultades prácticas. [28]

Mantener el nivel adecuado de servicios de reserva ayuda a prevenir colapsos en el sistema, lapsos durante los cuales las compañías no podrían vender energía. [1, 13]

2.6.1.2. Costos Fijos

De acuerdo con [11, 19] los costos fijos se consideran aquellos costos que no dependen de la cantidad de servicios de reserva de potencia activa suministrados. Involucran los siguientes conceptos:

- Protecciones adicionales en la planta de generación. [19, 27]
- Sistema de comunicación entre el operador del sistema y el productor (SCADA). [19, 27]
- Sistema de medición para seguir la operación de la unidad de generación. [19, 27]
- Inversión en la capacidad de generación de potencia, en comparación a la usada solo para abastecer la demanda de energía. [19, 27, 68]
- Sobre dimensionamiento de equipo como transformadores de taps o alternadores. [19, 27]
- Controlar el funcionamiento de los servicios auxiliares y para operar la planta de una manera más compleja. [19, 27]
- Implementar los contratos entre compradores y suministradores de servicios auxiliares. [19, 27]

2.6.1.3. Costos variables

De acuerdo con [11, 19] los costos variables se consideran aquellos costos que dependen de la cantidad de servicios producidos.

- Costo del despacho no óptimo. Debido al suministro de servicios de reserva de potencia activa, le cuesta más a la compañía producir la misma cantidad de energía. [19]

Por ejemplo, para proporcionar servicios de reserva de potencia activa, una nueva unidad de generación tiene que arrancar, por lo que el despacho no es óptimo o la eficiencia es menor. [19, 33] El costo del despacho no óptimo es calculado restando el costo del despacho con reservas al costo de despacho sin reservas. Este costo no puede ser obtenido fácilmente debido a la presencia del mercado. [19]

- Costo de oportunidad. El excedente neto de la compañía será mayor si no suministra servicios auxiliares. A veces no puede existir. [19]

Por ejemplo, si el pago que recibe la unidad por su potencia generada es mayor que su costo marginal de operación, el costo de oportunidad para la unidad si desea suministrar también reservas es el valor perdido de operar a su potencia máxima [19, 33]. La situación contraria es cuando una unidad tiene un costo marginal mayor al precio del mercado y que debe arrancar

específicamente para suministrar reservas. Esta unidad se encuentra operando con potencia mínima. Por lo tanto, pierde más si la potencia que puede vender como reserva se reduce. El costo de oportunidad es el costo de la unidad operando bajo condiciones de potencia mínima. [19, 33]

- Costo de entrega. Es el costo directo extra para proporcionar el servicio solicitado. [19]

Por ejemplo, se puede necesitar de mayor cantidad de combustible debido a que las unidades generan potencia extra o las pérdidas de potencia activa se pueden incrementar. [19]

- Costo de mantenimiento adicional. El desgaste se incrementa, los elementos de la unidad de generación se desgastan con mayor rapidez que sin proporcionar servicios auxiliares. Este costo es particularmente alto cuando la unidad se utiliza como compensador síncrono. [19]

En la figura 2.14 se clasifican todos los costos mencionados.

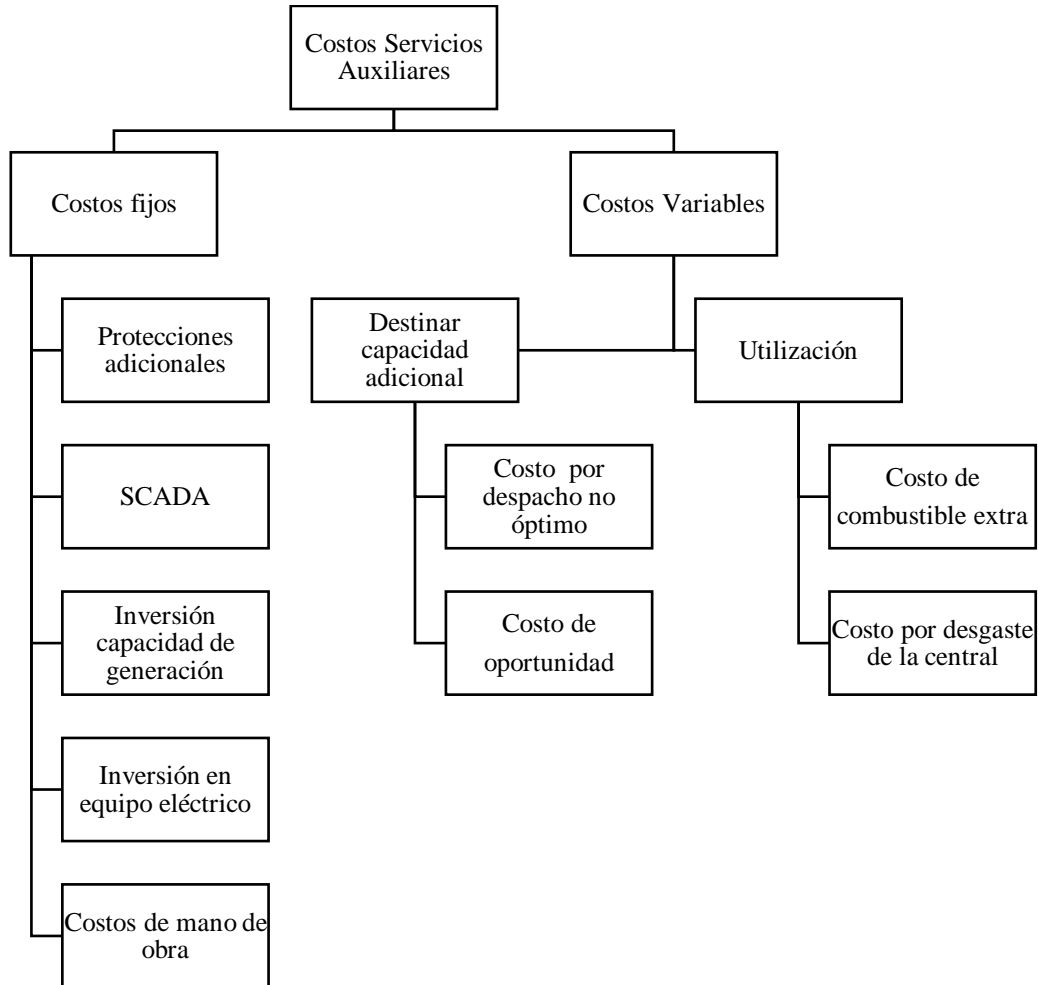


Figura 2.14. Diagrama de clasificación de los costos de los servicios de reserva de potencia activa. [11]

CAPÍTULO 3:

METODOLOGÍA PARA ESTIMACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA

3.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describen las consideraciones previas a la aplicación del espectro de potencia para estimar los requerimientos de reserva de potencia activa. La primera idea concerniente a la medición y clasificación de los servicios de reserva en el dominio de la frecuencia se encuentra en [16]. Para este trabajo se considera el mismo principio base: convertir la velocidad de respuesta de las reservas, expresadas en el dominio del tiempo, al dominio de la frecuencia.

En la sección 3.2 se describe la etapa de pre procesamiento de datos. Se efectúa un análisis de componentes principales para transformar los datos originales. Se realiza la estimación del error aleatorio con la técnica multiplicativa de series de tiempo. Posteriormente se aplica una prueba de identificación de valores extremos. Una vez identificados se efectúa una prueba de bondad de ajuste y se seleccionan dos distribuciones de probabilidad (con y sin los valores extremos). Se describe el algoritmo para generar números pseudo aleatorios de cada distribución y se muestran ejemplos.

En la sección 3.3 se describe la metodología para efectuar la estimación de los requerimientos de reservas. En primer lugar, se verifica el teorema de Nyquist considerando la frecuencia de la señal de demanda fija. Se describe el muestreo estratificado utilizado para incluir el patrón de demanda y los modelos de probabilidad. Se describe las relaciones utilizadas para estimar el espectro de potencia de un proceso estocástico estacionario. Finalmente se describe la clasificación de los servicios de reserva de potencia activa en la frecuencia.

En la figura 3.1 se muestra un diagrama de la metodología desarrollada para la estimación de los requerimientos de servicios de reserva de potencia activa.

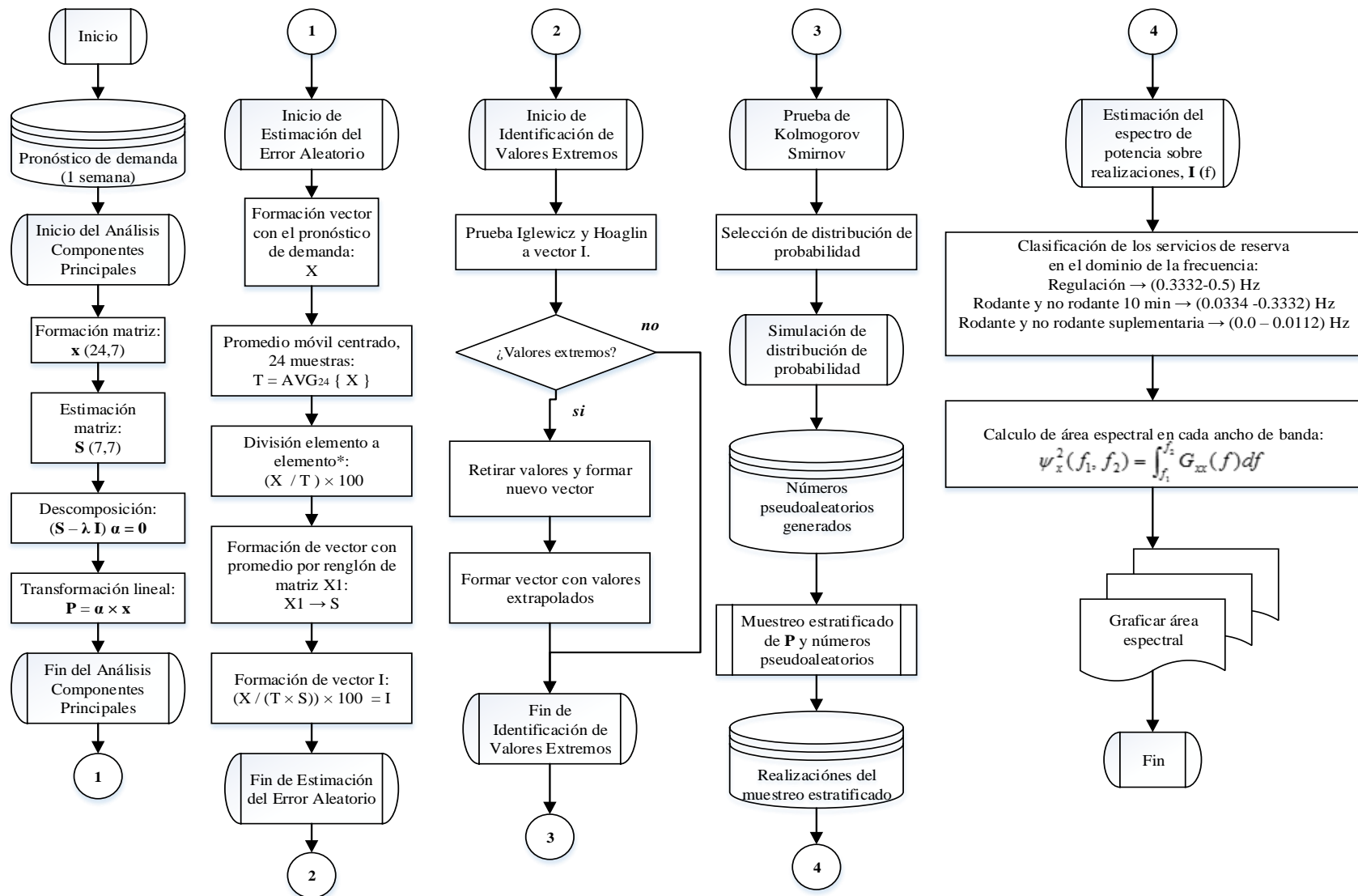


Figura 3.1 Metodología para estimación de los requerimientos de servicios de reserva de potencia activa.

3.2. PRE PROCESAMIENTO DE DATOS

3.2.1. Introducción

De acuerdo con [84] una etapa de pre procesamiento de datos comprende tres pasos: extracción, limpieza de datos y transformación. Los datos son extraídos del pronóstico de demanda publicado por CENACE del lunes 05 al domingo 11 de mayo de 2017, correspondientes al Sistema Interconectado Nacional.

3.2.2. Análisis de componentes principales aplicado a la demanda

En la figura 3.2, se presenta el pronóstico de la demanda de siete días como un proceso estocástico, el eje frontal muestra veinticuatro horas, el eje lateral los días de la semana y el eje vertical la magnitud en MW. Se observa que conforme la semana avanza la demanda aumenta en un nivel general. La demanda pico es de 41, 455 MW (miércoles 07 a las 17:00 horas).

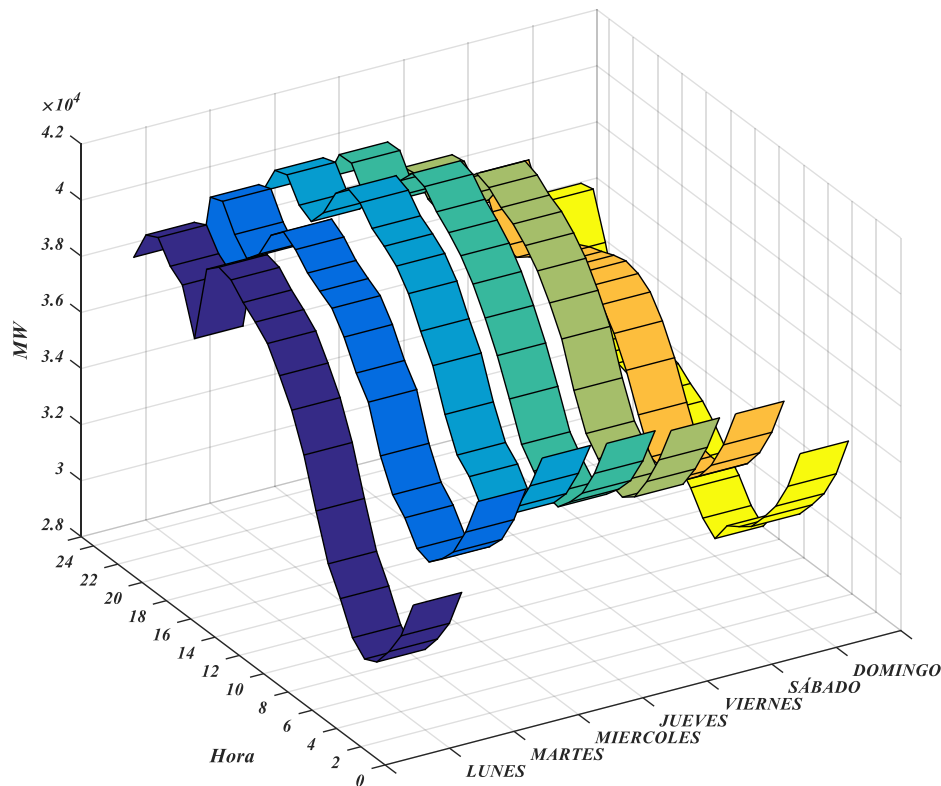


Figura 3.2. Demanda de energía eléctrica del SIN, del lunes 05 al domingo 11 de mayo del 2017.

El proceso estocástico de la figura 3.2 puede ser representado por un vector \mathbf{x} , el cual está formado con siete vectores aleatorios, donde su varianza de los siete vectores y la estructura de sus covarianzas o correlaciones son de interés. Cada uno corresponde a la realización de un día de la semana, es decir:

$$\mathbf{x} = [x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7] \quad (3.1)$$

Donde:

$$\begin{aligned} x_1 &= \text{lunes} \\ x_2 &= \text{martes} \\ x_3 &= \text{miercoles} \\ x_4 &= \text{jueves} \\ x_5 &= \text{viernes} \\ x_6 &= \text{sábado} \\ x_7 &= \text{domingo} \end{aligned}$$

La representación del vector resulta en una matriz, donde el número de renglones, n , representa el número de horas durante un día y el número de columnas, p , representa el número de días en una semana:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} 33,001 & 36,092 & 37,045 & 36,968 & 36,830 & 36,823 & 34,805 \\ 31,578 & 34,675 & 35,727 & 35,571 & 35,455 & 35,391 & 33,315 \\ 30,691 & 33,645 & 34,678 & 34,544 & 34,358 & 34,338 & 32,282 \\ 29,995 & 33,058 & 34,031 & 33,907 & 33,488 & 33,626 & 31,554 \\ 29,774 & 32,636 & 33,640 & 33,404 & 33,150 & 33,181 & 30,907 \\ 30,207 & 32,793 & 33,670 & 33,506 & 33,295 & 32,875 & 30,575 \\ 31,279 & 33,562 & 34,430 & 34,028 & 33,869 & 32,903 & 30,281 \\ 32,192 & 34,055 & 34,873 & 34,655 & 34,443 & 33,006 & 29,499 \\ 33,751 & 35,117 & 35,997 & 35,949 & 35,657 & 34,184 & 29,903 \\ 35,421 & 36,707 & 37,410 & 37,169 & 37,163 & 35,446 & 30,655 \\ 36,695 & 37,420 & 38,311 & 38,186 & 38,124 & 36,434 & 31,191 \\ 37,602 & 38,377 & 39,327 & 39,069 & 38,940 & 37,142 & 31,827 \\ 38,421 & 39,080 & 39,984 & 39,755 & 39,518 & 37,473 & 32,328 \\ 38,859 & 39,364 & 40,363 & 40,253 & 39,960 & 37,597 & 32,627 \\ 39,232 & 39,684 & 40,676 & 40,669 & 40,219 & 37,474 & 33,008 \\ 39,711 & 40,194 & 41,265 & 41,240 & 40,069 & 37,284 & 33,154 \\ 39,840 & 40,507 & 41,455 & 41,390 & 40,784 & 37,123 & 33,174 \\ 39,441 & 40,057 & 40,949 & 40,803 & 40,264 & 36,886 & 33,171 \\ 36,644 & 39,053 & 39,933 & 39,933 & 39,227 & 36,543 & 33,149 \\ 38,227 & 38,572 & 39,293 & 39,293 & 38,417 & 36,626 & 33,486 \\ 38,572 & 39,106 & 39,550 & 39,550 & 38,566 & 37,521 & 35,380 \\ 39,271 & 39,963 & 40,309 & 40,309 & 39,141 & 38,596 & 36,954 \\ 39,038 & 39,785 & 40,143 & 40,143 & 39,052 & 37,836 & 36,836 \\ 37,918 & 36,643 & 39,080 & 39,080 & 38,322 & 36,582 & 35,358 \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Cada vector aleatorio, x_1, x_2, \dots, x_7 se encuentra en un espacio vectorial V , es cual está dada por:

$$V = \mathbb{R}^{24} = \left\{ \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_{24} \end{pmatrix} : x_j \in \mathbb{R} \text{ para } i = 1, 2, \dots, 24 \right\} \quad (3.3)$$

Donde:

$$\mathbb{R}^{24} = \text{espacio vectorial}$$

$$\mathbb{R} = \text{espacio vectorial}$$

Cada vector aleatorio x , es un subespacio vectorial de V .

Entonces, cualquier vector nuevo, que tome la forma:

$$\alpha_{11}x_1 + \alpha_{12}x_2 + \alpha_{13}x_3 + \alpha_{14}x_4 + \alpha_{15}x_5 + \alpha_{16}x_6 + \alpha_{17}x_7 \quad (3.4)$$

Donde $\alpha_{11}, \alpha_{12}, \alpha_{13}, \alpha_{14}, \alpha_{15}, \alpha_{16}, \alpha_{17}$ son escalares; se considera una función o combinación lineal de $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7$.

Si los escalares forman un vector, α_1 , entonces la expresión 3.4 resulta en la siguiente función lineal:

$$\alpha'_1 x = \alpha_{11}x_1 + \alpha_{12}x_2 + \dots + \alpha_{17}x_7 = \sum_{j=1}^7 \alpha_{1j}x_j \quad (3.5)$$

El objetivo del análisis de componentes principales (PCA) consiste en encontrar una segunda función lineal $\alpha'_2 x$ independiente (correlación igual a cero) con respecto a la expresión 3.5 que tenga varianza máxima, y si es posible encontrar hasta la función lineal k , $\alpha'_k x$ con varianza máxima e independiente con $\alpha'_1 x, \alpha'_2 x, \dots, \alpha'_{k-1} x$. La k función, $\alpha'_k x$, es la k componente principal. [85], [86], [87].

Para encontrar los componentes principales, primero se estima la media aritmética de cada vector columna de la matriz descrita en 3.2:

$$\bar{x} = [35,723.3333 \quad 37,089.375 \quad 38,005.7083 \quad 37,862.5000 \quad 37,452.1250 \quad 35,953.875 \quad 32,725.7917]$$

El estimador de la matriz de covarianza muestral está dada por [88]:

$$S = \frac{1}{p-1} \sum_{i=1}^p (x_i - \bar{x})(x_i - \bar{x})' \quad (3.6)$$

Donde:

$$x_i = \text{vector renglón de } x$$

\bar{x} = vector de media aritmética

p = número de vectores columna de x

La matriz de covarianza estimada es:

$$S = \begin{bmatrix} 1.3432 & 0.9782 & 0.9678 & 0.9807 & 0.9162 & 0.5960 & 0.4255 \\ 0.9782 & 0.7501 & 0.7292 & 0.7394 & 0.6919 & 0.4583 & 0.3325 \\ 0.9678 & 0.7292 & 0.7228 & 0.7334 & 0.6881 & 0.4501 & 0.3278 \\ 0.9807 & 0.7394 & 0.7334 & 0.7450 & 0.6984 & 0.4568 & 0.3347 \\ 0.9162 & 0.6919 & 0.6881 & 0.6984 & 0.6609 & 0.4278 & 0.2884 \\ 0.5960 & 0.4583 & 0.4501 & 0.4568 & 0.4278 & 0.3252 & 0.2802 \\ 0.4255 & 0.3325 & 0.3278 & 0.3347 & 0.2884 & 0.2802 & 0.4188 \end{bmatrix} \times (1 \times 10^7) \quad (3.7)$$

Como se observa en la expresión 3.4 la matriz de covarianza muestral tiene 7 renglones y 7 columnas, ya que $p = 7$.

Una vez estimada la matriz de covarianza muestral, se sigue que para el valor de $k = 1, 2, \dots, p$, la k componente principal está dada por [85]:

$$z_k = \alpha'_k x \quad (3.8)$$

Donde:

$$\alpha_k = \text{eigenvector } k \text{ de } S$$

Se establece también que el eigenvector α_k , corresponde al eigenvalor k más grande de la matriz S [85].

Adicionalmente se considera que α_k debe cumplir con la siguiente restricción:

- Cada eigenvector k posee longitud unitaria [85]:

$$\alpha'_k \alpha_k = 1 \quad (3.9)$$

El valor del eigenvalor, λ_k , corresponde con la varianza del componente principal k [85]:

$$\text{var}(z_k) = \lambda_k$$

Donde:

$$\text{var}(z_k) = \text{varianza del componente principal } z_k$$

Una vez definidas las componentes principales, su solución está dada por el siguiente problema de optimización [85]:

$$\text{Maximizar } \{ \text{var}(z_k = \alpha'_k S \alpha_k) \} \quad (3.10)$$

Sujeto a:

$$[\alpha'_k \alpha_k = 1]$$

De acuerdo con [85] la solución estándar es posible utilizando un multiplicador de Lagrange, para encontrar el primer componente principal, se desea maximizar:

$$\alpha'_1 \mathbf{S} \alpha_1 - \lambda(\alpha'_1 \alpha_1 - 1) \quad (3.11)$$

Donde:

$$\lambda = \text{multiplicador de Lagrange}$$

Si se deriva con respecto a α'_1 resulta [85]:

$$\mathbf{S} \alpha_1 - \lambda \alpha_1 = 0 \quad (3.12)$$

O equivalentemente:

$$(\mathbf{S} - \lambda \mathbf{I}_p) \alpha_1 = 0 \quad (3.13)$$

Donde:

$$\mathbf{I}_p = \text{matriz identidad } (p \times p)$$

Para solucionar la ecuación 3.13 considerando los p vectores aleatorios se utiliza una subrutina *pca* programada en MATLAB®, con la siguiente sintaxis:

$$[\text{COEFF}, \text{SCORE}, \text{LATENT}, \text{EXPLAINED}, \text{MU}] = \text{pca}(\mathbf{X}, \text{'Centered'}, \text{true});$$

Donde:

$$\mathbf{X} = \text{Matriz de datos } x$$

$$\text{COEFF} = \text{Matriz de coeficientes } \alpha$$

$$\text{SCORE} = \mathbf{X} \times \text{COEFF}$$

$$\text{LATENT} = \text{Eigenvalores maximizados}$$

$$\text{EXPLAINED} = \text{Eigenvalores en porcentaje}$$

$$\text{pca} = \text{principal component analysis, subrutina}$$

En la tabla 3.1 se muestran los eigenvalores (*LATENT*) de la matriz de covarianza muestral, **S**.

Tabla 3.1. Eigenvalores o varianza maximizada de componentes principales.

Componente	Eigenvalor
1	46,093,013.3
2	2,853,142.6
3	400,078.1
4	176,371.3
5	129,490.7
6	4,939.1
7	2,661.7

En la figura 3.3 se grafican los eigenvalores en forma porcentual (*EXPLAINED*) correspondientes a cada componente principal. El eigenvalor de la componente principal 1, tiene una varianza de 92.82%, el 2 tiene una varianza de 5.74%, los eigenvalores 4,5,6,7 tienen una varianza menor al 1%. Este resultado significa que el espacio de datos se puede reducir a una dimensión [85].

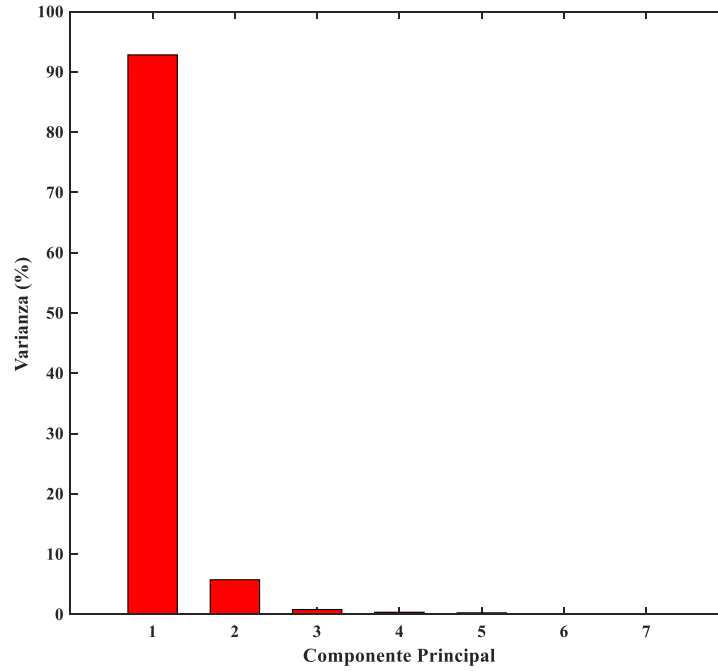


Figura 3.3. Componentes principales y varianza porcentual de la demanda eléctrica del SIN en una semana.

La matriz de eigenvectores (*COEFF*), cada columna corresponde con los coeficientes del k componente principal o eigenvector α_k .

$$COEFF = \begin{bmatrix} 0.532825 & -0.179675 & 0.776152 & 0.273017 & -0.036211 & -0.055346 & -0.049868 \\ 0.399838 & -0.071645 & -0.197086 & -0.195365 & 0.856790 & -0.1274320 & -0.087501 \\ 0.394812 & -0.076967 & -0.150272 & -0.250468 & -0.18592 & 0.068365 & 0.844773 \\ 0.400594 & -0.070464 & -0.174626 & -0.301436 & -0.242424 & 0.689427 & -0.423226 \\ 0.374539 & -0.150382 & -0.366704 & -0.031544 & -0.408691 & -0.667109 & -0.299288 \\ 0.251013 & 0.242579 & -0.38563 & 0.825700 & 0.040202 & 0.201561 & 0.073539 \\ 0.191272 & 0.932863 & 0.149931 & -0.22565 & -0.051160 & -0.122685 & -0.045964 \end{bmatrix}$$

Se verifica que se cumple la restricción dada en la ecuación 3.9 para cada columna de la matriz *COEFF*:

$$\alpha'_k \alpha_k = 1 \quad (3.14)$$

Así mismo, considerando la matriz completa:

$$COEFF' \times COEFF = I \quad (3.15)$$

Donde I es la matriz identidad.

Al efectuar la operación:

$$P = x \times COEFF \quad (3.16)$$

Donde:

$P =$ Matriz de la demanda con valores transformados

Para obtener los datos de la demanda en unidades de MW se suma cada elemento del vector de la media aritmética \bar{x} en cada columna de la matriz P .

33,519.23042	40,030.9496	36,594.6116	38092.4529	37,274.4527	35,884.3897	32,670.3574
29,955.01531	39,057.4658	37,044.4813	37929.1995	37,276.23	35,901.9209	32,717.845
27,372.22445	38,389.6233	37,549.4802	37858.8173	37,328.7062	35,948.8176	32,699.054
25,612.2325	37,930.4081	37,817.8865	37741.365	37,489.8708	36,104.9309	32,749.6351
24,607.82669	37,405.207	38,074.6692	37802.2508	37,484.2909	36,012.5905	32,778.3312
24,868.0156	36,900.9171	38,372.5358	37669.2128	37,518.2455	35,923.3142	32,674.5349
26,421.62867	36,204.1427	38,582.2839	37535.3003	37,652.0314	35,836.6203	32,818.6721
27,622.55882	35,135.6669	38,650.2306	37631.6927	37,616.564	35,919.6026	32,710.6029
30,666.87081	35,081.9988	38,4174884	38021.9807	37,478.2593	36,044.8154	32,644.8364
34,264.49091	35,254.3223	38,084.435	38,269.96	37,618.0207	35,845.0558	32,708.9606
36,701.98253	35,428.489	37,930.6924	38,610.7836	37,388.2639	35,938.7229	32,674.1636
38,927.74679	35,698.8754	37,662.2747	38,566.1415	37,434.8454	35,965.1132	32,808.3885
40,574.81421	35,863.1858	37,676.3843	38,423.0798	37,470.5109	35,967.7267	32,799.0406
41,524.73883	35,942.4158	37,651.3768	38,263.1088	37,315.8339	35,969.9886	32,724.8406
42,280.66083	36,085.701	37,767.715	37,902.9284	37,287.1703	35,972.4505	32,662.518
43,327.38995	35,908.9871	37,802.902	37,412.2904	32,784.3591	35,998.4993	32,712.5092
43,685.33429	35,791.4754	37,787.5046	37,150.5846	37,397.158	35,916.2284	32,710.5767
42,603.81364	35,994.351	38,025.5276	37,257.1116	37,465.6955	35,856.4678	32,729.3878
39,445.3032	36,766.4531	36,883.9238	36,986.6729	37,540.3826	36,029.8962	32,792.35
39,400.1445	37,061.7375	38,717.4118	37,860.879	37,643.5538	36,087.4174	32,686.155
40,558.50833	38,900.2963	38,446.7013	38,080.6298	37,908.8123	35,895.4331	32,755.7235
42,684.42264	40,240.369	38,637.9288	38,183.7828	38,007.7436	35,998.5373	32,778.4397
42,167.67614	40,028.3289	38,637.9288	37,605.3579	37,911.9675	35,927.5732	32,651.3069
38,567.36992	39,043.6331	39,276.3806	37,844.4169	36,058.032	35,946.8878	32,760.7704

En la figura 3.4 se muestra la demanda eléctrica en el nuevo espacio de datos, se confirma que la componente principal 1 contiene el mayor porcentaje de variación y por lo tanto es considerado un patrón de demanda horario. En esta nueva representación la demanda tiene un valor pico de 43, 685.33 MW.

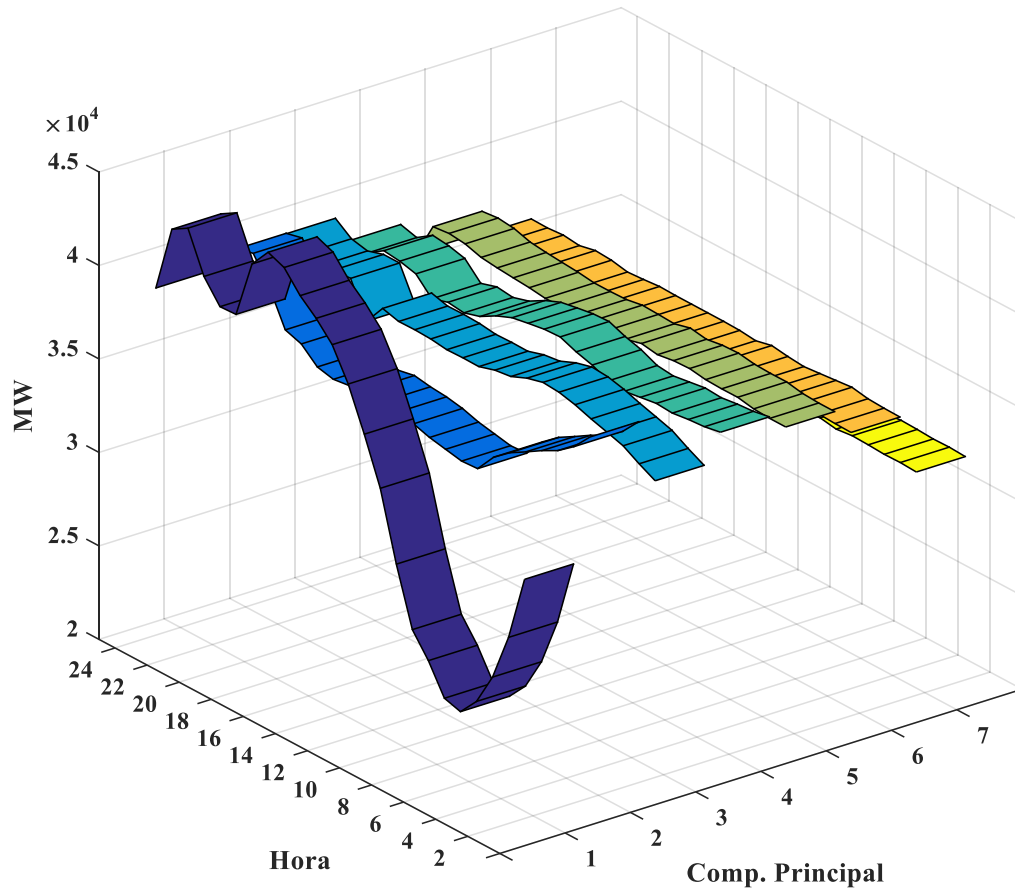


Figura 3.4. Demanda de energía eléctrica del SIN en el nuevo espacio de datos.

3.2.3. Estimación del error aleatorio

Las técnicas de descomposición de series de tiempo han sido utilizadas para realizar pronósticos de corto plazo y son usadas principalmente para identificar ciclos económicos en los negocios. [89]

El modelo multiplicativo es adecuado para series de tiempo en donde la variación estacional (o cíclica) es proporcional a la tendencia [89, 90, 91]. La técnica de descomposición con modelo multiplicativo es aplicada a la demanda de energía eléctrica en el SIN, del lunes 05 al viernes 09 de mayo del 2017.

A diferencia del análisis de componentes principales realizado en la sección anterior, se considera como variación estacional los días hábiles (lunes a viernes) sin considerar el fin de semana (sábado y domingo).

En la figura 3.5, se muestra la serie de tiempo de la demanda. Se observa que de lunes a miércoles (hora 1 a 72), la oscilación durante el día también se incrementa. De jueves a viernes (hora 72 a 120), la oscilación se mantiene durante el jueves y decrece durante el viernes.

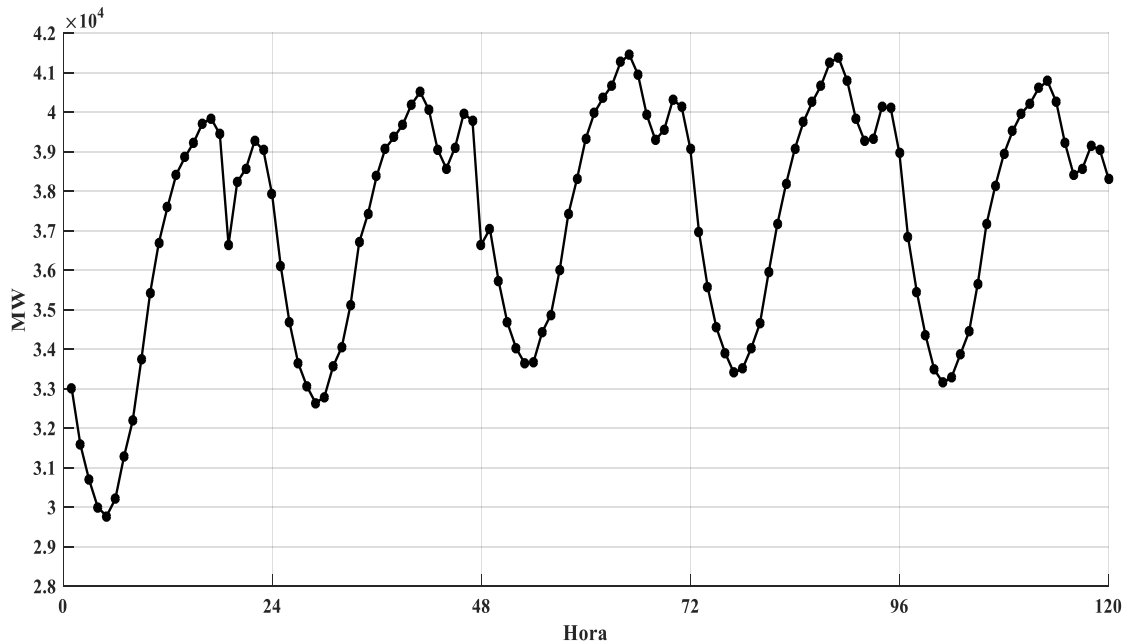


Figura 3.5. Demanda del lunes 05 al viernes 09 de mayo del 2017.

El modelo de descomposición multiplicativa está dado por la siguiente expresión:

$$X = T \times S \times C \times I \quad (3.17)$$

Donde:

$X =$ Serie de tiempo

$T =$ Componente de tendencia

$S =$ Componente estacional

$C =$ Componente cíclico

$I =$ Componente irregular

Ya que se está considerando una semana de estudio, el componente de variación cíclica es igual a la unidad. [89] Por lo tanto, el modelo se reescribe empleado la expresión 3.18:

$$X = T \times S \times I \quad (3.18)$$

La serie de datos de la figura 3.5 es tratada como un vector con 120 renglones y una columna, es decir: $X[120,1]$.

El componente de tendencia (T) se muestra en la figura 3.6, el cual es resultado de efectuar un promedio móvil centrado sobre la serie de datos original, con veinticuatro muestras.

$$T = AVG_{24}\{X\} \quad (3.19)$$

Donde:

AVG = Promedio móvil centrado con 24 muestras

El resultado de aplicar el promedio móvil resulta en un vector con 96 muestras, es decir $T[96,1]$.

Se grafica desde la hora 13 hasta la 108, 96 horas en total. Se observa que desde la hora 13 hasta la 61 (lunes a miércoles), la tendencia crece mono tónicamente.

Desde la hora 61 hasta la 108 (miércoles a viernes), la tendencia decrece mono tónicamente, sin embargo, el nivel de tendencia es mayor con respecto a los días lunes y martes.

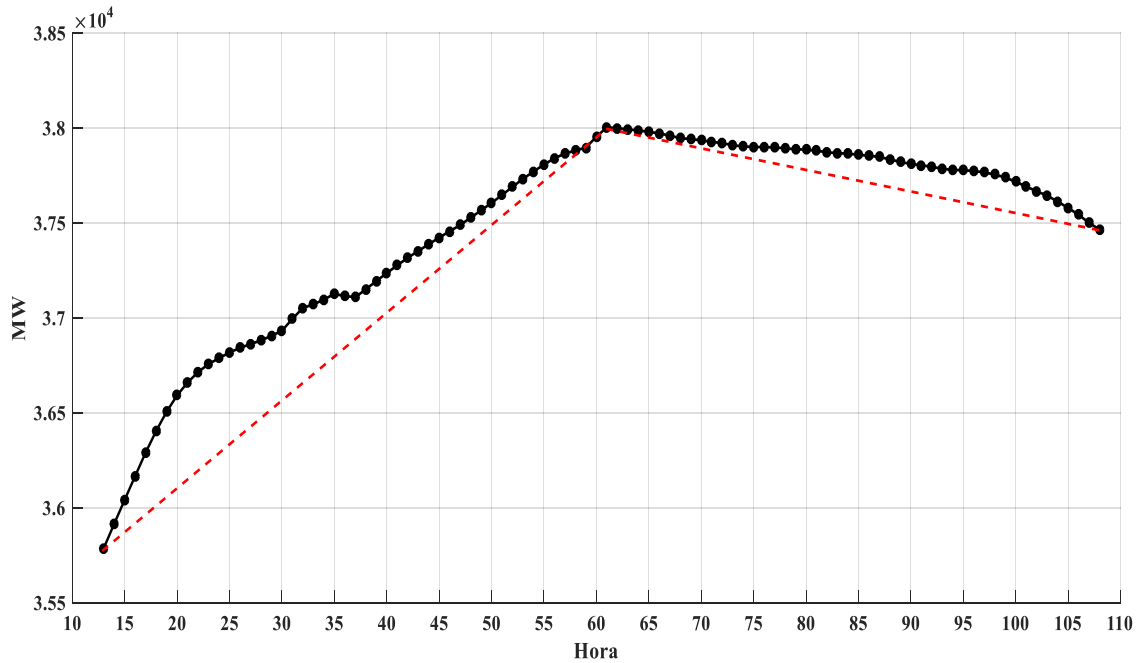


Figura 3.6. Componente de tendencia de la demanda en una semana.

La variación estacional se muestra en la figura 3.7, el cual es resultado de dividir los datos de la serie original entre el componente de tendencia estimado y multiplicar por 100.

$$\left(\frac{X}{T}\right) \times 100 = S \times I \quad (3.20)$$

La división expresada en 3.18 se realiza muestra a muestra (hora por hora), es decir, el vector X cuenta con 120 renglones, cada uno esta señalado por el número de hora durante la semana de estudio. El vector T cuenta con 96 renglones señalado desde la hora 13 hasta la hora 108, por lo que los valores de X incluidos en este intervalo son utilizados para realizar la división.

El componente $(S \times I)$ es también interpretado como la serie de datos X sin el componente de tendencia T .

En la figura 3.7 se observa el resultado de la expresión 3.18, se observa que la oscilación entre la hora 13 y 108 se mantiene uniforme entre 88% y 110% MW, es decir sin incrementos significativos cuando el tiempo se incrementa.

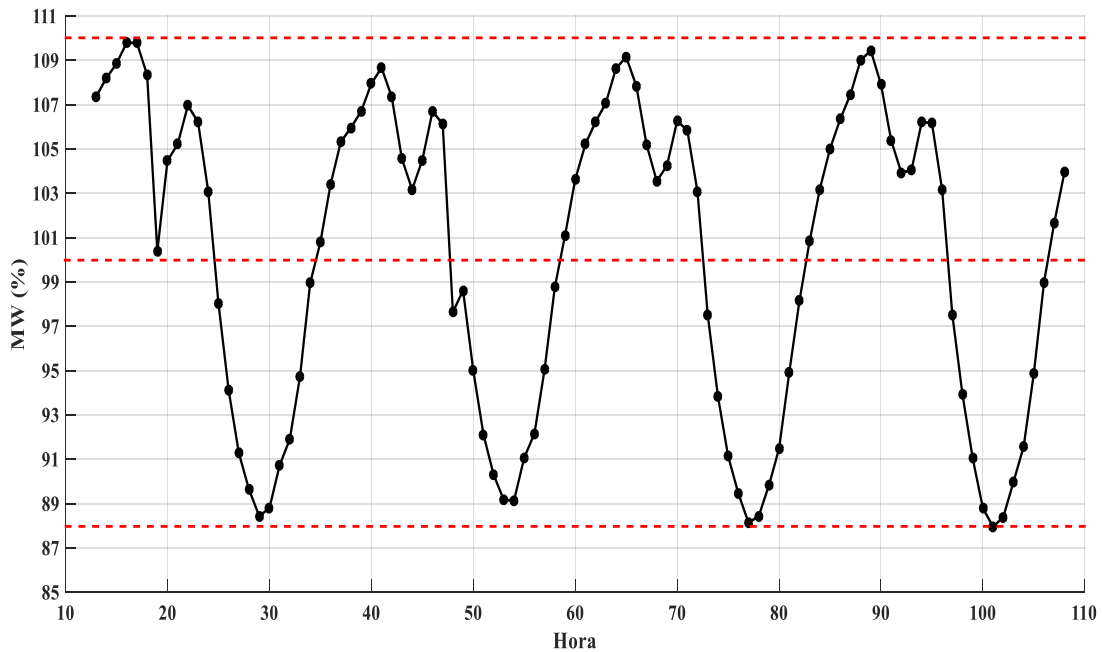


Figura 3.7. Variación estacional de la demanda en una semana.

Los índices estacionales son obtenidos promediando el nivel de demanda en cada hora durante cada día, para realizar esto se forma una matriz con el vector $X[120,1]$, el cual puede ser descompuesto en 24 renglones y 5 columnas, $X1[24,5]$ como se muestra:

$$X1 = \begin{bmatrix} 33,001 & 36,092 & 37,045 & 36,968 & 36,830 \\ 31,578 & 34,675 & 35,727 & 35,571 & 35,455 \\ 30,691 & 33,645 & 34,678 & 34,544 & 34,358 \\ 29,995 & 33,058 & 34,031 & 33,907 & 33,488 \\ 29,774 & 32,636 & 33,640 & 33,404 & 33,150 \\ 30,207 & 32,793 & 33,670 & 33,506 & 33,295 \\ 31,279 & 33,562 & 34,430 & 34,028 & 33,869 \\ 32,192 & 34,055 & 34,873 & 34,655 & 34,443 \\ 33,751 & 35,117 & 35,997 & 35,949 & 35,657 \\ 35,421 & 36,707 & 37,410 & 37,169 & 37,163 \\ 36,695 & 37,420 & 38,311 & 38,186 & 38,124 \\ 37,602 & 38,377 & 39,327 & 39,069 & 38,940 \\ 38,421 & 39,080 & 39,984 & 39,755 & 39,518 \\ 38,859 & 39,364 & 40,363 & 40,253 & 39,960 \\ 39,232 & 39,684 & 40,676 & 40,669 & 40,219 \\ 39,711 & 40,194 & 41,265 & 41,240 & 40,069 \\ 39,840 & 40,507 & 41,455 & 41,390 & 40,784 \\ 39,441 & 40,057 & 40,949 & 40,803 & 40,264 \\ 36,644 & 39,053 & 39,933 & 39,933 & 39,227 \\ 38,227 & 38,572 & 39,293 & 39,293 & 38,417 \\ 38,572 & 39,106 & 39,550 & 39,550 & 38,566 \\ 39,271 & 39,963 & 40,309 & 40,309 & 39,141 \\ 39,038 & 39,785 & 40,143 & 40,143 & 39,052 \\ 37,918 & 36,643 & 39,080 & 39,080 & 38,322 \end{bmatrix} \rightarrow S = \begin{bmatrix} 35987.200 \\ 34601.200 \\ 33583.200 \\ 32895.800 \\ 32520.800 \\ 32694.200 \\ 33433.600 \\ 34043.600 \\ 35293.800 \\ 36774.000 \\ 37747.200 \\ 38663.000 \\ 39351.600 \\ 39759.800 \\ 40096.000 \\ 40603.800 \\ 40795.200 \\ 40302.800 \\ 38939.200 \\ 38757.000 \\ 39022.400 \\ 39762.600 \\ 39624.800 \\ 38185.800 \end{bmatrix}$$

Efectuando un promedio del vector S , resulta:

$$\bar{S} = 37,226.608$$

Finalmente se realiza un escalamiento del vector S , es decir considerando su promedio como el 100%, los resultados se muestran en la figura 3.8.

También se observa la existencia de una rampa, que tiene un rango de 88.31% en la hora 5, hasta 109.12% en la hora 17. Esto indica que existe una oscilación estacional del 88.31% del promedio hasta el 109.12% del promedio a lo largo de un ciclo completo.

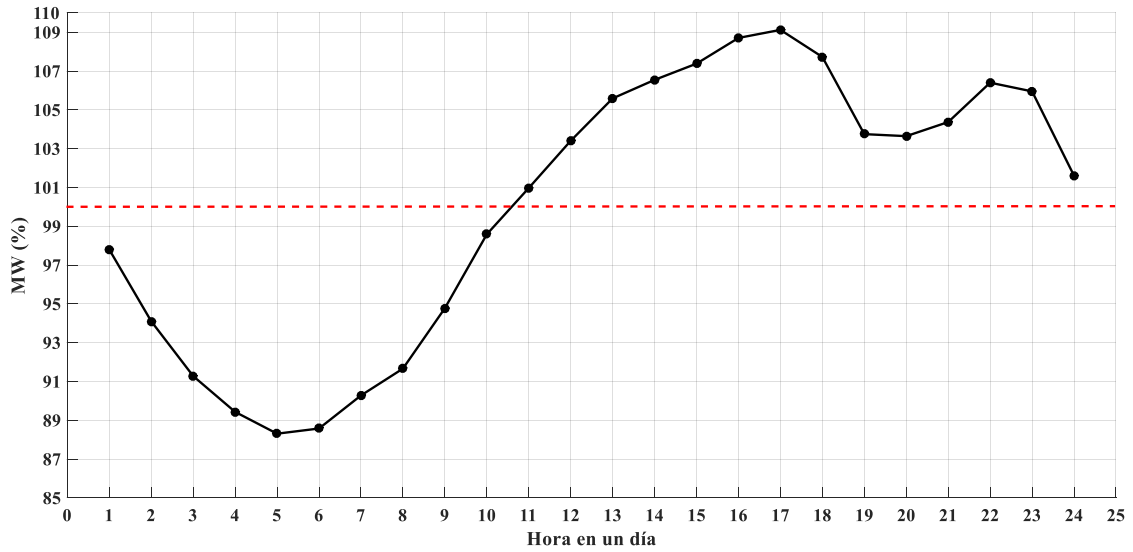


Figura 3.8. Índices estacionales de la demanda en una semana.

El componente de variación aleatoria se muestra en la figura 3.9, el cual es obtenido con la división de los datos de la serie original entre el componente de tendencia (T) y los índices estacionales (S) y después multiplicar por 100.

$$\frac{X}{T \times S} = I \quad (3.21)$$

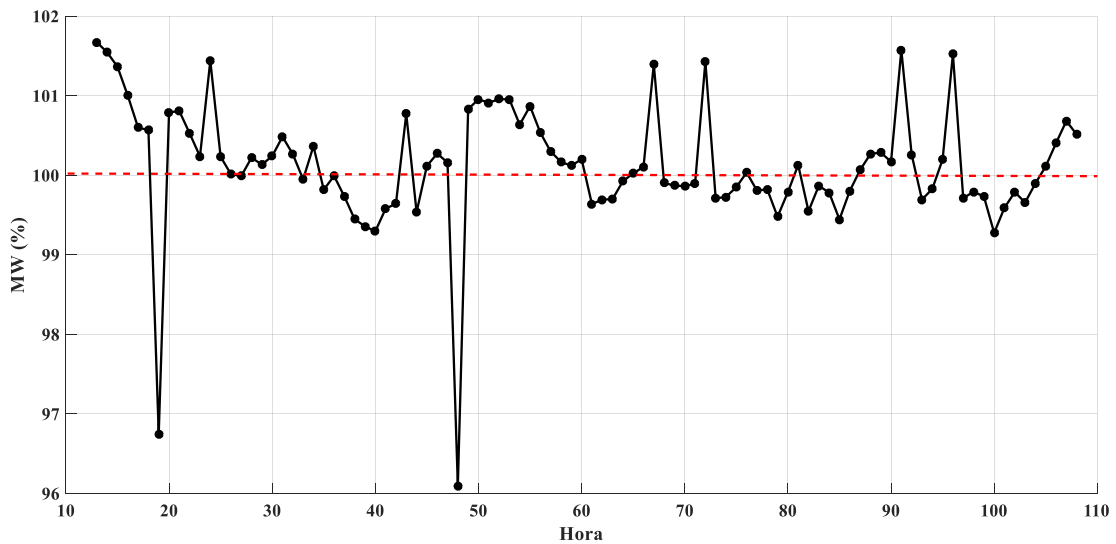


Figura 3.9. Componente de variación aleatoria de la demanda en una semana.

La multiplicación expresada en 3.19 también se realiza muestra por muestra es decir el vector T que posee valores desde la hora 13 hasta la 108 son multiplicados por su valor correspondiente de cada hora en el vector S .

En la figura 3.10 se observa que el componente irregular posee algunos incrementos violentos, además también se observan dos datos extremos, el primero ocurre en la hora 19 y el segundo en la hora 48. El escalamiento es obtenido considerando que el 100 % corresponde a los 37,226.608 MW.

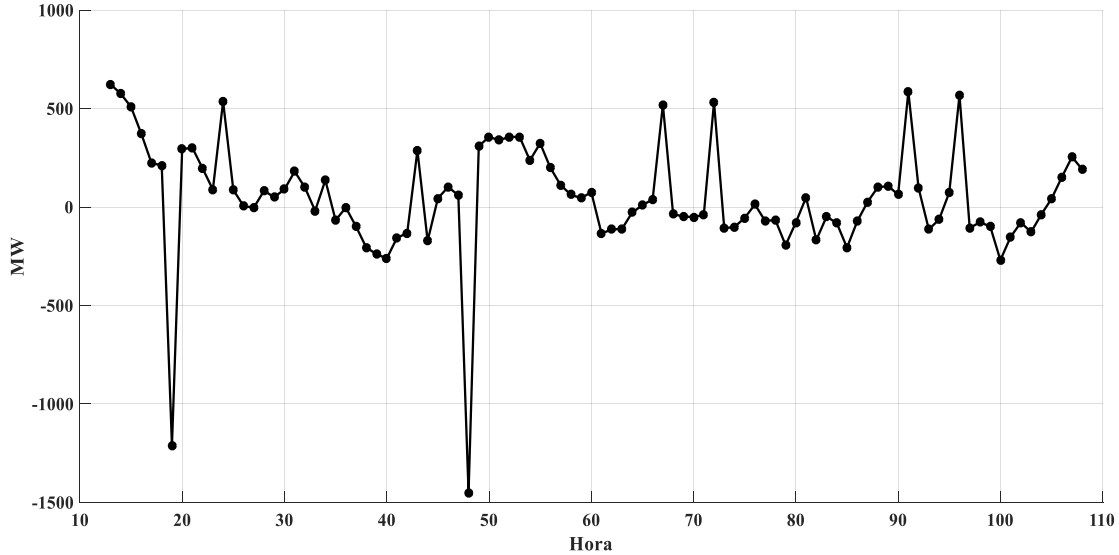


Figura 3.10. Componente irregular en MW.

La media aritmética estimada del componente irregular es:

$$\bar{X}_{error} = 45.612 \text{ MW}$$

La desviación estándar poblacional estimada es:

$$\sigma_{error} = 290.803 \text{ MW}$$

En la figura 3.11 se muestra la función de auto correlación (de un solo lado) [91] del componente irregular estandarizado. Se observa que los 23 coeficientes de correlación son menores a los límites de probabilidad superior e inferior, con límite de confianza del 95% (líneas azules). Cuando el desplazamiento es igual a 4, 9, 10, 15 y 18, el coeficiente de correlación es aproximadamente cero. Después del desplazamiento cero, la función decae abruptamente, por lo tanto, exhibe un comportamiento aleatorio. En ese sentido el componente irregular estandarizado es considerado como el error aleatorio de la demanda en corto plazo (lunes a viernes).

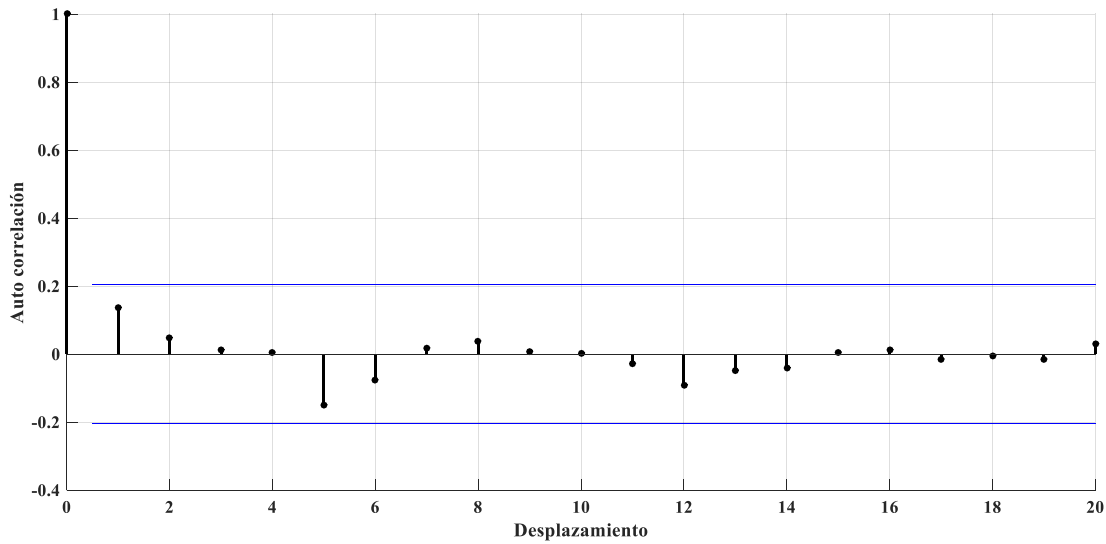


Figura 3.11. Función de autocorrelación del componente irregular.

3.2.4. Tratamiento de datos atípicos

Una vez obtenido el conjunto de datos que representa el error aleatorio de la demanda, ahora se pretende encontrar una distribución de probabilidad con el mejor ajuste [91], pero antes se realiza un análisis de datos atípicos. [84] En la mayoría de los casos el análisis de datos atípicos es usado para detectar malas mediciones, en otras situaciones los atípicos pueden significar un fenómeno científico de interés. [88]

La definición intuitiva de un dato atípico podría ser: “una observación que se desvía bastante de las otras observaciones, y se sospecha entonces, que fue generado por un mecanismo diferente” [92].

En la figura 3.12 se muestra un diagrama de dispersión y a los costados el diagrama de caja correspondiente.

La hipótesis se basa en verificar si las observaciones extremas detectadas (encerradas con un círculo en rojo), son datos atípicos. Los datos fueron estandarizados con la media (μ) y desviación estándar (σ) de la sección anterior.

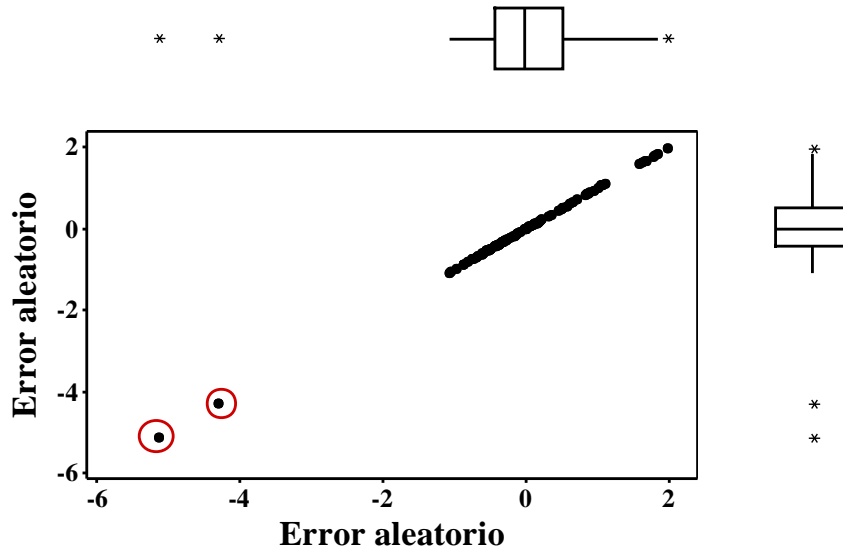


Figura 3.12. Diagrama de dispersión del error aleatorio estandarizado.

Se lleva a cabo la prueba de Iglewicz y Hoaglin [88] para identificar si las observaciones extremas pueden ser considerados como datos atípicos, esta prueba se basa en ponderar cada observación utilizando el valor Z modificado:

$$M_i = \frac{0.6745(x_i - \tilde{x})}{DAM} \quad (3.22)$$

Donde:

M_i = Valor Z modificado

x_i = Observación i

\tilde{x} = Media muestral

DAM = Desviación Absoluta Media = mediana($|x_i - \tilde{x}|$)

Cuando el absoluto del valor Z modificado sea mayor a 3.5 entonces el dato es ponderado como un posible dato atípico.

En la tabla 3.2 se tabulan los datos con valor absoluto mayor a 3.5.

Tabla 3.2. Valores y estadísticos Z modificados.

Hora	Valor	Z
19	-5.12539	-7.23041
48	-4.49625	-6.0568

Considerando este resultado, se aceptan los datos de las horas 19 y 48 como atípicos. A partir de ahora se tiene el error aleatorio de la serie de demanda con dos valores atípicos identificados. En este sentido, se debe hacer una elección entre considerarlos o rechazarlos, tomando en cuenta que estos pueden significar un fenómeno físico de interés. Para aclarar esta situación, en la tabla 3.3 se muestra el análisis estadístico de una variable, considerando ambas situaciones.

Tabla 3.3. Análisis estadístico de una variable del error aleatorio con y sin atípicos.

Estadístico	Con atípicos	Sin atípicos
Media aritmética	-5.20×10^{-11}	0.10
Desviación estándar	1.00	0.72
Asimetría estándar	-7.26	3.39
Curtosis estándar	19.03	0.26

En las figuras 3.13 y 3.14 se muestran los histogramas de frecuencia del error aleatorio estandarizado y por lo tanto adimensional. Se observa que la desviación estándar se reduce cuando los atípicos son retirados de la serie. Considerando que la desviación estándar representa la volatilidad de una serie de datos [93], se puede argumentar que la presencia de los datos atípicos representa un incremento en la volatilidad del error aleatorio.

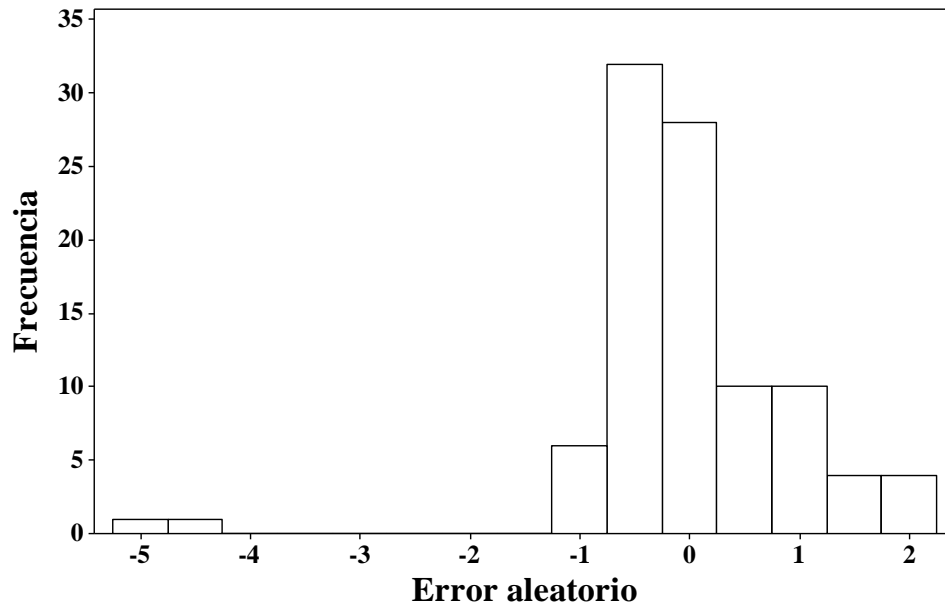


Figura 3.13. Histograma de frecuencia del error aleatorio (estandarizado) con atípicos.

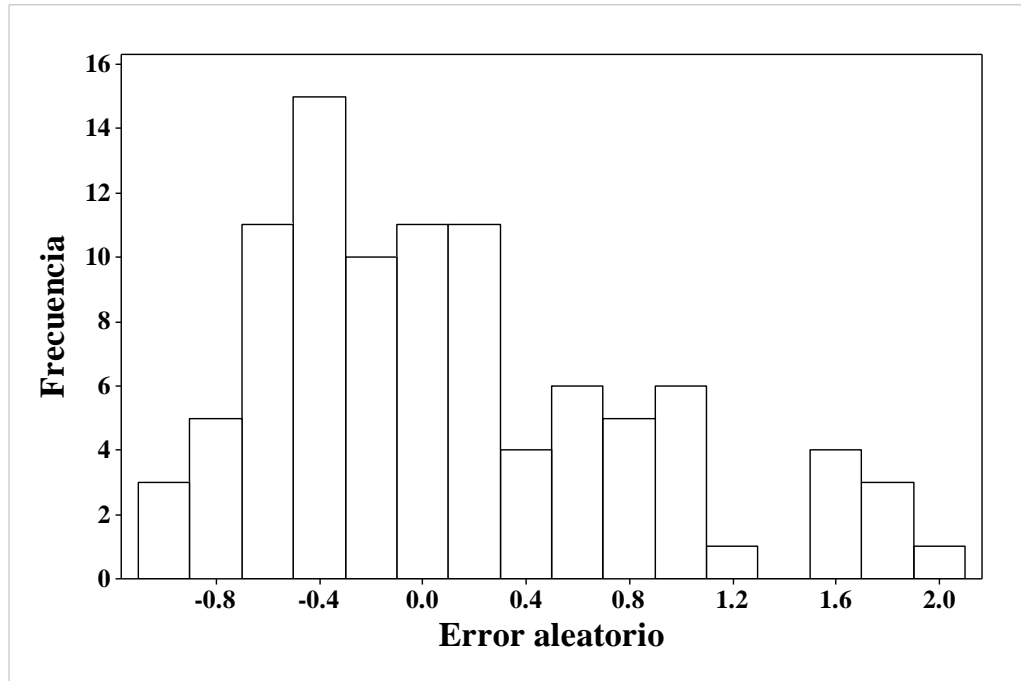


Figura 3.14. Histograma de frecuencia del error aleatorio (estandarizado) sin atípicos.

El valor de la asimetría estándar es negativo, cuando existen atípicos, por lo tanto, la cola izquierda de la distribución de datos es mayor que la cola derecha. Sin atípicos la asimetría es positiva y la cola derecha de los datos es mayor. El valor de curtosis estándar es mayor, cuando existen atípicos. En ese sentido, la distribución del error aleatorio con atípicos tiene una cola más pesada que el error sin atípicos. [94]

3.2.5. Interpretación de incertidumbre y riesgo

La incertidumbre es comúnmente expresada como riesgo. [95] Sin embargo, si el riesgo es entendido como la relación entre la caracterización y parametrización de una distribución probabilística (del error aleatorio), entonces la incertidumbre es el grado de no poder caracterizar dicha distribución correctamente. [95]

Si la distribución de datos es evaluada sobre un periodo largo (cantidad significativa de datos históricos), entonces una distribución de datos futura debe ser consistente con la distribución anterior, por lo que la primera distribución representa un riesgo característico. En este sentido hay dos aspectos de incertidumbre [95] :

- Incertidumbre en los coeficientes de la distribución
- Incertidumbre en el tipo de distribución (normal, lognormal, Poisson etc.)

Cuando se consideran los valores atípicos en el error aleatorio, la curtosis estándar implica que la función de densidad tenga una cola pesada y en consecuencia la ocurrencia de eventos con baja probabilidad, pero con alto impacto. [92, 94]

En conclusión, la distribución de probabilidad que considera los valores extremos está caracterizando un riesgo distinto a aquella distribución que no considera los valores extremos.

3.2.6. Aplicación de la prueba Kolmogorov-Smirnov

Se efectúa la prueba de Kolmogorov-Smirnov a los dos conjuntos de datos de las figuras 3.13 y 3.14, empleando el software Easy Fit®. En las tablas 3.4 y 3.5 se muestran los resultados de la prueba, considerando el error aleatorio con y sin atípicos.

En la tabla 3.4 se observa que el valor del estadístico es menor que los valores críticos de la distribución Gen. Logistic, por lo que la hipótesis nula no se rechaza; lo que quiere decir que los datos con atípicos pertenecen a una distribución numérica Logistic con una probabilidad de 0.33. [88]

Tabla 3.4. Resultados de la prueba Kolmogorov-Smirnov para el error aleatorio con atípicos.

Distribución		Gen. Logistic				
Tamaño de la muestra		96				
Estadístico		0.09434				
Valor P		0.3386				
α	0.2	0.1	0.05	0.02	0.01	
Valor crítico	0.10777	0.12312	0.13675	0.15291	0.16408	

Ahora para efectuar la prueba sin atípicos, los datos son retirados y sustituidos empleando la fórmula siguiente:

$$x_{extrapolada}[df] = \frac{\sum_{k=df-\frac{ventana-1}{2}}^{df-1} x[k] + \sum_{k=df+\frac{ventana-1}{2}}^{df+1} x[k]}{ventana - 1} \quad (3.23)$$

Donde:

df = posición del dato faltante

$ventana$ = tamaño de la ventana

$$k = \text{variable de incremento}$$

En la tabla 3.5, se muestran los valores extrapolados usando la fórmula anterior.

Tabla 3.5. Valores extrapolados sustituyendo los datos atípicos.

Hora	Atípico	Extrapolación
19	-5.12539	0.724877
48	-4.49625	0.551051

En la tabla 3.6 se muestra el resultado de la prueba de bondad con los nuevos datos extrapolados. Se observa que el estadístico de valor 0.05095 es menor que los valores críticos de la distribución Pearson 5, por lo que la hipótesis nula no se rechaza. Por lo tanto, la distribución Pearson 5 se ajusta al error aleatorio sin atípicos con una probabilidad de 0.95. [88]

Tabla 3.6. Resultados de la prueba Kolmogorov Smirnov para el error aleatorio con datos extrapolados.

Distribución		Pearson 5			
Tamaño de la muestra		96			
Estadístico		0.05095			
Valor P		0.95359			
α	0.2	0.1	0.05	0.02	0.01
Valor crítico	0.10777	0.12312	0.13675	0.15291	0.16408

En la tabla 3.7 se muestran los coeficientes de las distribuciones de probabilidad Logistic y Pearson 5, resultado de la prueba de bondad de ajuste Kolmogorov Smirnov.

Tabla 3.7. Coeficientes de los modelos probabilísticos de variación aleatoria de la demanda.

Distribución	Parámetros
Logistic	$\mu = -0.00219, \sigma = 0.48505$
Pearson 5	$\alpha = 12.251, \beta = 26.991, \gamma = -2.2854$

3.2.7. Aplicación de técnicas para simular modelos probabilísticos

Para concluir el pre procesamiento de datos se detallan las dos técnicas utilizadas para simular los modelos probabilísticos del error aleatorio de la demanda, obtenidos en la sección 3.2.6. El método de transformación inversa es una técnica simple y eficiente para obtener una densidad de probabilidad, sin embargo, se requiere que la función de distribución sea invertible y en ocasiones esto no es posible. [96, 97] En ese sentido se pueden utilizar otras técnicas como composición o convolución, los cuales son considerados métodos directos. Hay otro tipo de métodos como aceptación y rechazo, técnicas basadas en la teoría de números y la simulación de Monte Carlo [98].

3.2.8.1 Transformación inversa para distribución Logistic

Los coeficientes resultantes de la distribución Gen. Logistic se muestran en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Coeficientes de distribución Logistic.

Parámetro	Valor
k	0.00274
σ	0.48505
μ	-0.00219

Si se asume que el parámetro de forma está dado por:

$$k \cong 0.0$$

Considerando el parámetro de forma anterior, la función de distribución acumulada resulta:

$$F(x) = \frac{1}{1 + e^{-\frac{x-\mu}{\sigma}}} \quad -\infty < x < \infty \quad (3.24)$$

Donde:

$\sigma =$ parámetro continuo de escala

$\mu =$ parámetro continuo de ubicación

De acuerdo con [96, 97, 98], se desarrolla el método de transformación inversa utilizando la ecuación 3.22:

$$1 + e^{-\frac{x-\mu}{\sigma}} = U^{-1} \quad (3.25)$$

$$e^{-\frac{x-\mu}{\sigma}} = U^{-1} - 1 \quad (3.26)$$

$$-\frac{x-\mu}{\sigma} = \ln(U^{-1} - 1) \quad (3.27)$$

$$x = \mu - \sigma[\ln(U^{-1} - 1)] \quad (3.28)$$

Donde:

$U =$ Generador de números aleatorios uniformes

La última expresión representa la transformación inversa para generar números pseudo aleatorios pertenecientes a la distribución Logistic.

3.2.8.2 Relación Gamma inversa para distribución Pearson 5

Los coeficientes resultantes de la distribución Pearson 5 se muestran en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Coeficientes de distribución Pearson 5.

Parámetro	Valor
α	12.251
β	26.991
γ	-2.2854

La distribución Pearson 5 es también conocida como distribución Gamma inversa. Una variable aleatoria pertenece a una distribución Pearson 5 (β, α) si y solo si la inversa de dicha variable aleatoria es otra variable aleatoria perteneciente a una distribución Gamma $(0, \frac{1}{\beta}, \alpha)$ [98], es decir:

$$X \sim \text{Pearson } 5(\beta, \alpha)$$

$$\frac{1}{X} \sim \text{Gamma}\left(0, \frac{1}{\beta}, \alpha\right)$$

Es posible obtener números provenientes de una distribución Gamma empleando la función *RNGAM* programada en la biblioteca de funciones de FORTRAN, esta función requiere del parámetro de forma α . La función de densidad de probabilidad Gamma es:

$$f(x) = \frac{1}{\Gamma(\alpha)} x^{\alpha-1} e^{-x} \quad x \geq 0 \quad (3.29)$$

Donde $\Gamma(\alpha)$ es la función Gamma, la cual está dada por:

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} \frac{e^{-t}}{t^{\alpha}} dt \quad (3.30)$$

$\alpha = \text{parámetro continuo de forma } (\alpha > 0)$

La función RNGAM utiliza diferentes algoritmos computacionales dependiendo del valor del parámetro de forma α , ya que la función Gamma toma diferentes formas y en consecuencia el método de solución es distinto. Por ejemplo:

- $\alpha = 0.5$

$$\Gamma(0.5) = \int_0^{\infty} \frac{e^{-t}}{t^{0.5}} dt \quad (3.31)$$

- $\alpha = 1.0$

$$\Gamma(1.0) = \int_0^{\infty} \frac{e^{-t}}{t} dt \quad (3.32)$$

- $\alpha > 1.0$

$$\Gamma(\alpha > 1.0) = \int_0^{\infty} t^{\alpha-1} e^{-t} dt \quad (3.33)$$

La función Gamma de dos parámetros puede ser obtenida si se multiplica cada valor de la función RNGAM por el parámetro de escala β . El parámetro de ubicación γ se suma directamente a la variable aleatoria. La fórmula para generar números aleatorios provenientes de la distribución Pearson 5 es la siguiente:

$$X = \beta \times \left(\frac{1}{RNGAM(\alpha)} \right) + \gamma \quad (3.34)$$

Donde:

$\alpha = \text{parámetro continuo de forma } (\alpha > 0)$

$\beta = \text{parámetro continuo de escala } (\beta > 0)$

$\gamma = \text{parámetro continuo de ubicación}$

Para estimar las funciones de densidad y de distribución se utilizaron las subrutinas de MATLAB®, *ksdensity* y *ecdf*, respectivamente.

En las figuras 3.15 y 3.16 se comparan tres ejemplos de la función de densidad Logistic con parámetro de ubicación ($\mu = 0$) y tres valores del parámetro de escala ($\sigma = 0.5, 1.0, 2.0$).

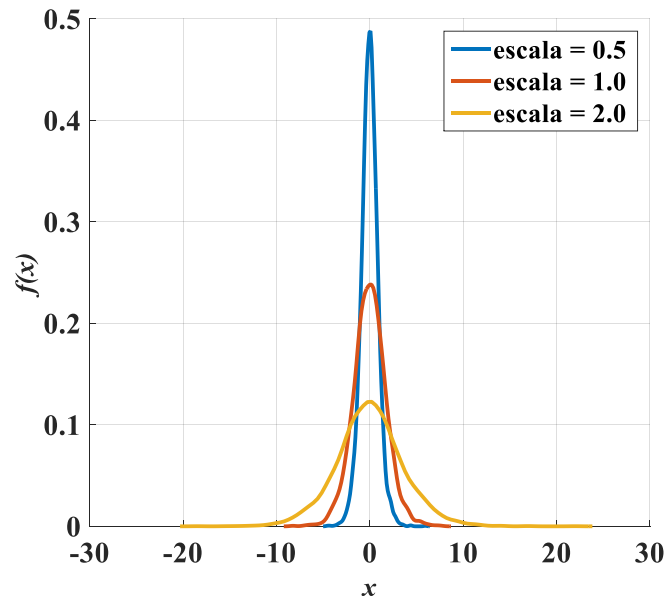


Figura 3.15. Comparación de la función de densidad Logistic, $x = -25$ a $+25$.

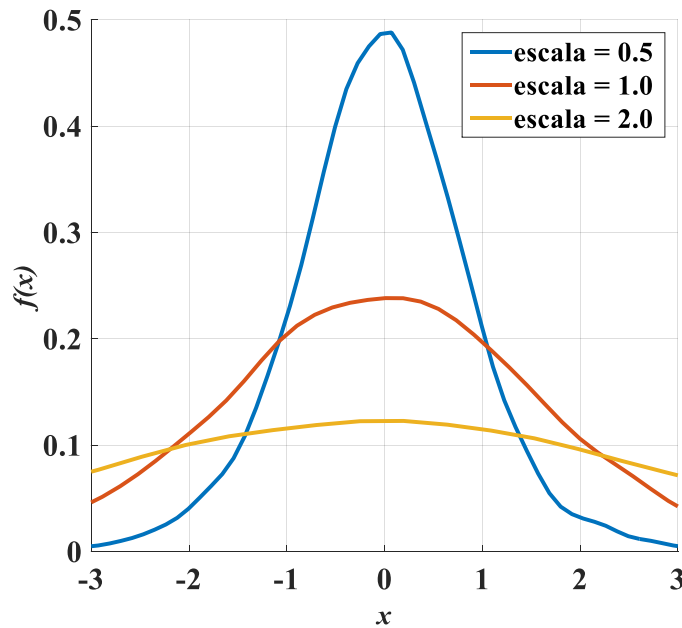


Figura 3.16. Comparación de la función de densidad Logistic, $x = -3.0$ a $+3.0$.

En las figuras 3.17 y 3.18 se comparan tres ejemplos de la función de distribución Logistic con parámetro de ubicación ($\mu = 0$) y tres escalas diferentes ($\sigma = 0.5, 1.0, 2.0$).

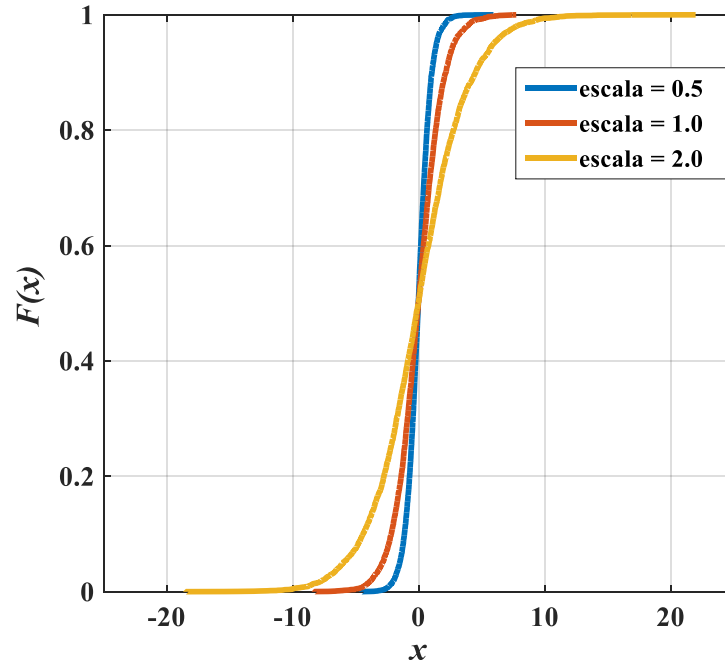


Figura 3.17. Comparación de la función de distribución Logistic, $x = -25.0$ a $+25.0$

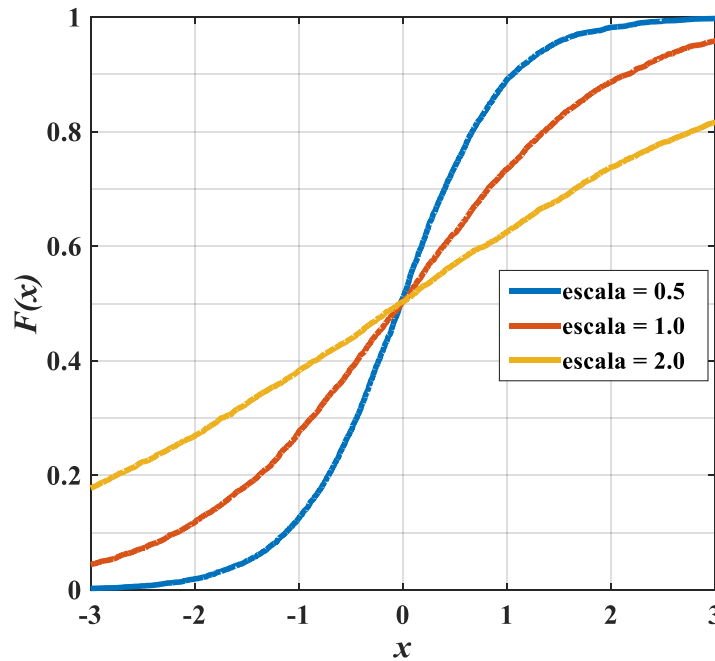


Figura 3.18. Comparación de la función de distribución Logistic, $x = -3.0$ a $+3.0$.

En las figuras 3.19 y 3.20 se muestra la función de densidad y distribución Pearson 5 con parámetro de ubicación $\gamma = 0$, parámetro de escala $\beta = 10.0$ y con parámetro de forma $\alpha = 5.0$. El valor del parámetro de forma es mayor que la unidad ($\alpha > 1.0$).

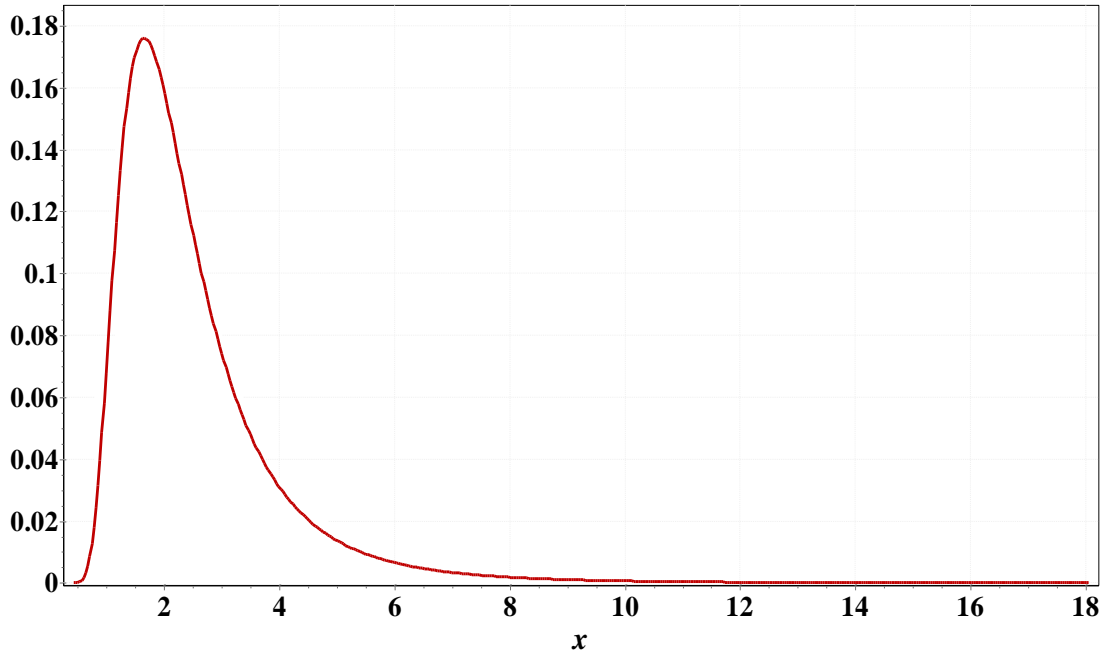


Figura 3.19. Función de densidad Pearson 5 con parámetro de ubicación cero, parámetro de escala 10.0 y de forma de 5.0.

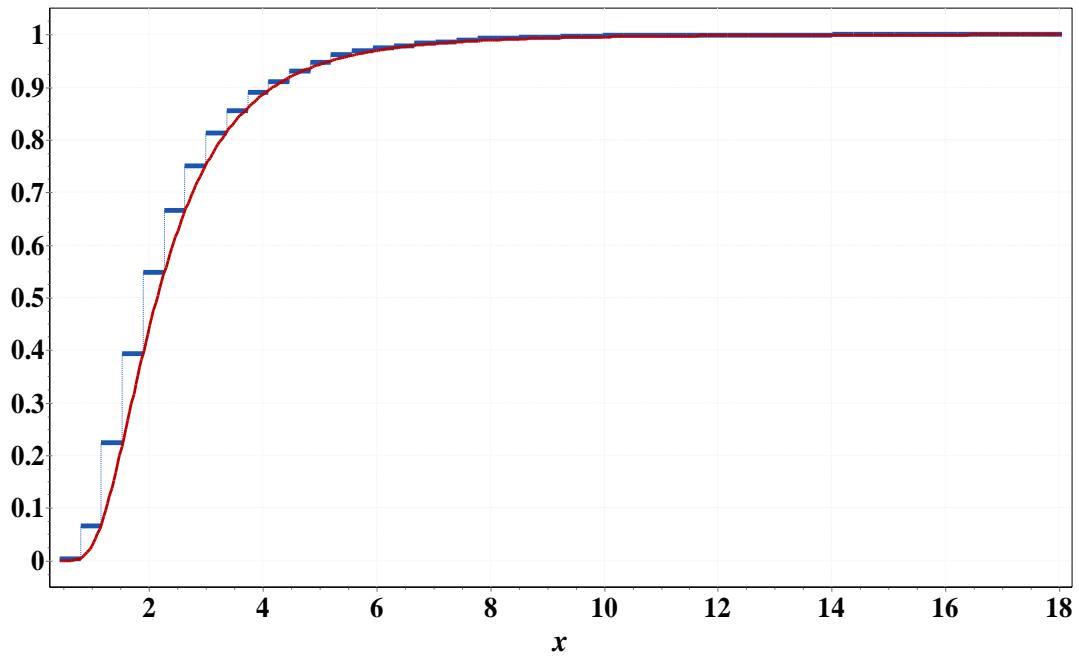


Figura 3.20. Función de distribución Pearson 5 con parámetro de ubicación cero, parámetro de escala 10.0 y de forma de 5.0.

3.2.8. Estimación de probabilidades con los modelos del error aleatorio

En el análisis de datos atípicos se efectuó una estandarización del error aleatorio utilizando su media aritmética y varianza poblacional. Con los datos estandarizados se realizó la prueba de Kolmogorov Smirnov y se obtuvieron los coeficientes de los dos modelos de probabilidad. En la tabla 3.10 se muestran los parámetros de los modelos de probabilidad estimados sin estandarizar el error aleatorio.

Tabla 3.10. Parámetros de los modelos de probabilidad del error aleatorio sin estandarizar.

Distribución	Parámetros
Logistic	$\mu = 44.972, \sigma = 141.79$
Pearson 5	$\alpha = 12.096, \beta = 7,757.70, \gamma = -619.76$

En la figura 3.21 se muestran las funciones de densidad de probabilidad Pearson 5 y Logistic, estimadas con los algoritmos de generación de números aleatorios y los parámetros de la tabla 3.10. Se observa que la función Logistic tiene una cola izquierda más pesada que la función Pearson 5, como ya se mencionó anteriormente esto es debido a la probabilidad de datos atípicos. Se observa también que la función Pearson 5 es notablemente asimétrica.

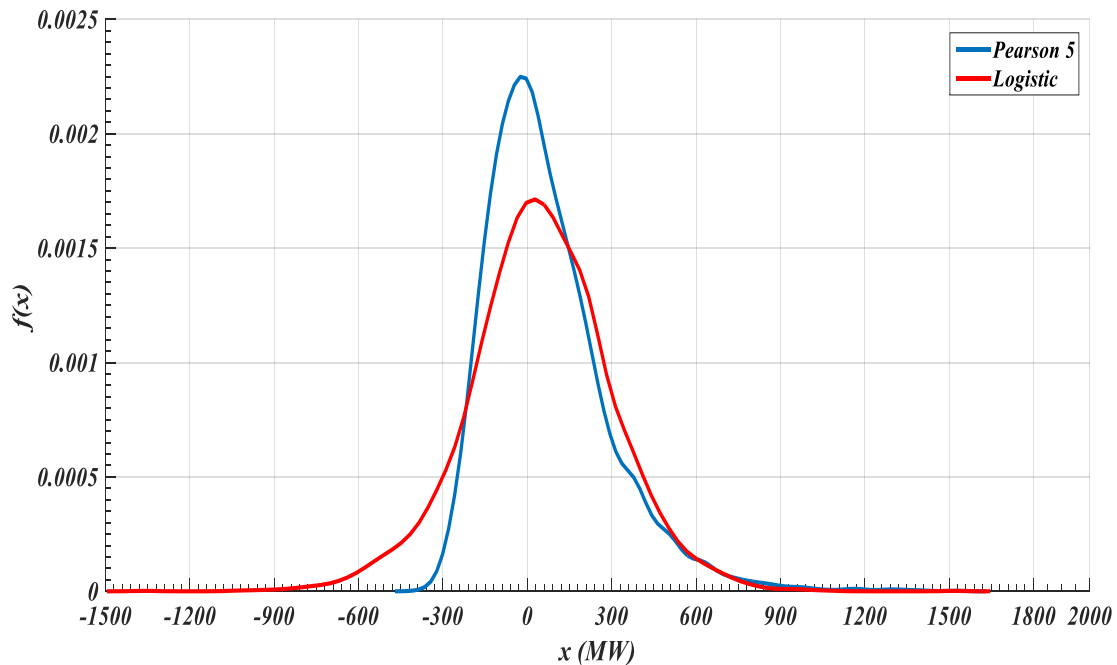


Figura 3.21. Función de densidad de probabilidad Pearson 5 y Logistic representativas de la variación aleatoria de la demanda.

La media y la varianza de cada modelo de probabilidad están dados por las expresiones que se muestran en la tabla 3.11 [98].

Tabla 3.11. Expresiones de media y varianza de los modelos de probabilidad.

Distribución	Media	Varianza
Logistic	$\bar{X} = \mu$	$\sigma^2 = (\pi^2/3)(\sigma)^2$
Pearson 5	$\bar{X} = \frac{\beta}{\alpha - 1}$	$\sigma^2 = \beta^2 / [(\alpha - 1)^2(\alpha - 2)]$

Empleando las expresiones de la tabla 3.11 y los parámetros de la tabla 3.10, se obtiene la media y la varianza de los modelos de probabilidad del error aleatorio. Los momentos se muestran en la tabla 3.12.

Tabla 3.12. Media y varianza de los modelos de probabilidad en MW.

Distribución	Media (MW)	Varianza (MW²)
Logistic	$\bar{X} = 44.9720$	$\sigma^2 = 66,140.8384$
Pearson 5	$\bar{X} = 699.1438$	$\sigma^2 = 48,415.4222$

La media de la distribución de probabilidad Pearson 5 es aproximadamente de 700 MW, esto se debe a los parámetros estimados y la forma de la función de densidad. Esta característica modela una mayor concentración de masa probabilística sobre la ocurrencia de un incremento en la demanda.

Empleando el valor de la varianza, la desviación estándar del modelo Logistic está dada por:

$$\sigma = 257.17862 \text{ MW}$$

La desviación estándar el modelo Pearson 5 es:

$$\sigma = 220.03504 \text{ MW}$$

El error es una variable aleatoria continua, en ese sentido para estimar la probabilidad de un evento empleando la función de densidad se debe evaluar un intervalo de variación. [97]

El intervalo se construye utilizando la media estimada y la desviación estándar. El límite izquierdo se construye con la media menos el múltiplo de la desviación estándar. El límite derecho se construye con la media más el múltiplo de la desviación estándar.

En la tabla 3.13, se muestran los intervalos.

Tabla 3.13. Intervalos de integración para estimación de probabilidad del error aleatorio.

Intervalo	Logistic (MW)	Pearson 5 (MW)
$\bar{X} \pm \sigma$	[-212.20, 302.15]	[479.10, 919.17]
$\bar{X} \pm 2\sigma$	[-469.38, 559.32]	[259.07, 1,139.21]
$\bar{X} \pm 3\sigma$	[-726.56, 816.50]	[39.03, 1,359.24]
$\bar{X} \pm 4\sigma$	[-983.74, 1073.68]	[-180.99, 1,579.28]
$\bar{X} \pm 5\sigma$	[-1,240.92, 1,330.86]	[-401.03, 1,799.31]

El cambio de signo en los cinco intervalos del modelo Logistic indica la probabilidad de un evento donde se decrementa el nivel de la demanda o se incrementa.

En el modelo Pearson 5 los primeros tres intervalos son positivos e indica la probabilidad de que el nivel de demanda se incremente.

La probabilidad de que la media se encuentre en cada intervalo es estimada utilizando la siguiente expresión [97]:

$$P[a \leq X \leq b] = \int_a^b f_X(x) dx \quad (3.35)$$

Donde:

$X =$ variable aleatoria

$a =$ límite inferior de la variable aleatoria

$b =$ límite superior de la variable aleatoria

$f_X(x) =$ función de densidad de la variable aleatoria

En la figura 3.22 se muestra el área de probabilidad estimada para el intervalo de [-212.20, 302.15] MW empleando el modelo de probabilidad Logistic. El valor de probabilidad estimado es de 0.71342.

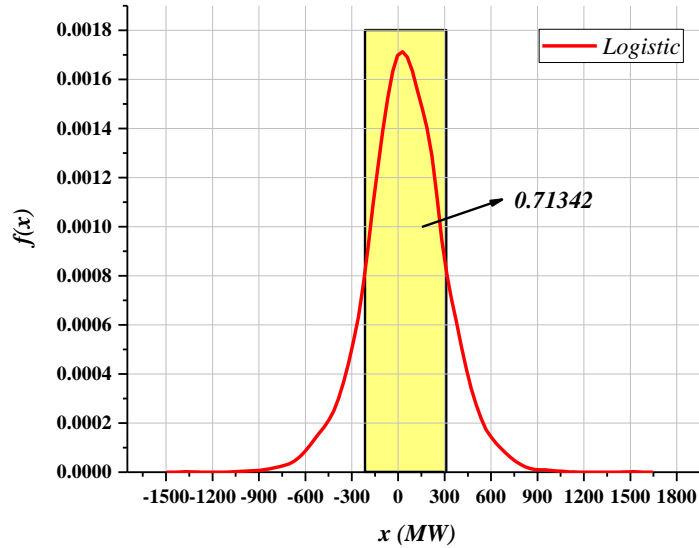


Figura 3.22. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 1 del modelo Logistic.

En la figura 3.23 se muestra el área de probabilidad estimada para el intervalo de $[-469.38, 559.32]$ MW empleando el modelo de probabilidad Logistic. El valor de probabilidad estimado es 0.94566.

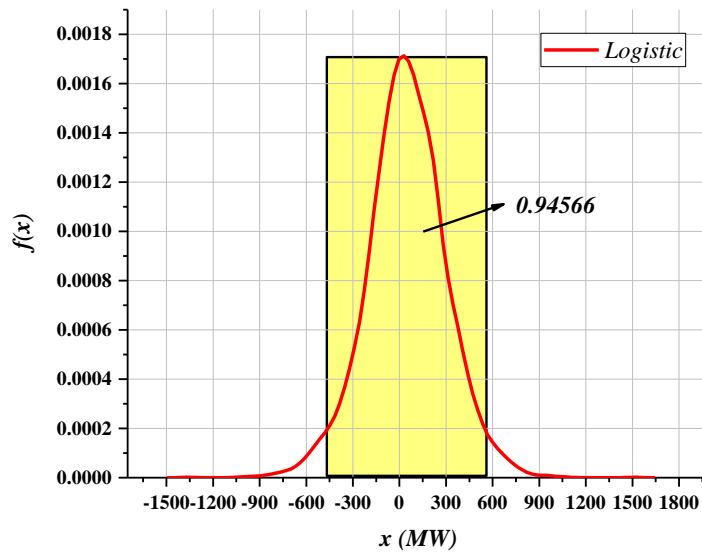


Figura 3.23. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 2 del modelo Logistic.

En la figura 3.24 se muestra el área de probabilidad estimada para el intervalo de $[-726.56, 816.50]$ MW empleando el modelo de probabilidad Logistic. El valor de probabilidad estimado es de 0.99315.

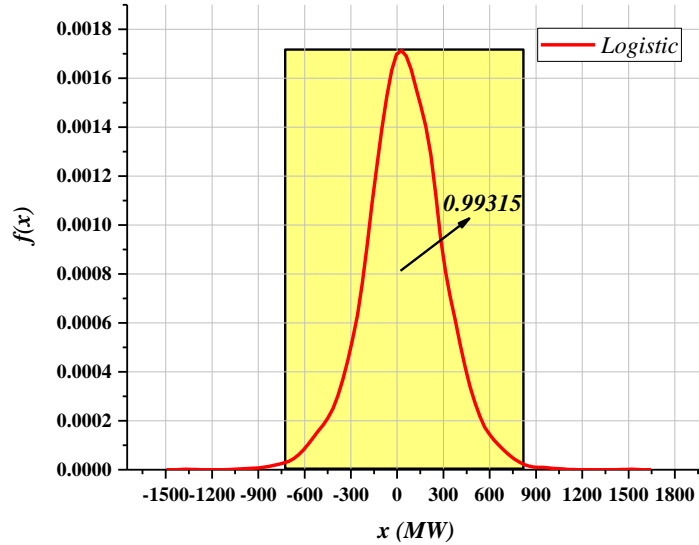


Figura 3.24. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 3 del modelo Logistic.

En la figura 3.25 se muestra el área de probabilidad estimada para el intervalo de $[-983.74, 1,073.68]$ MW empleando el modelo de probabilidad Logístico. El valor de probabilidad estimado es de 0.99908.

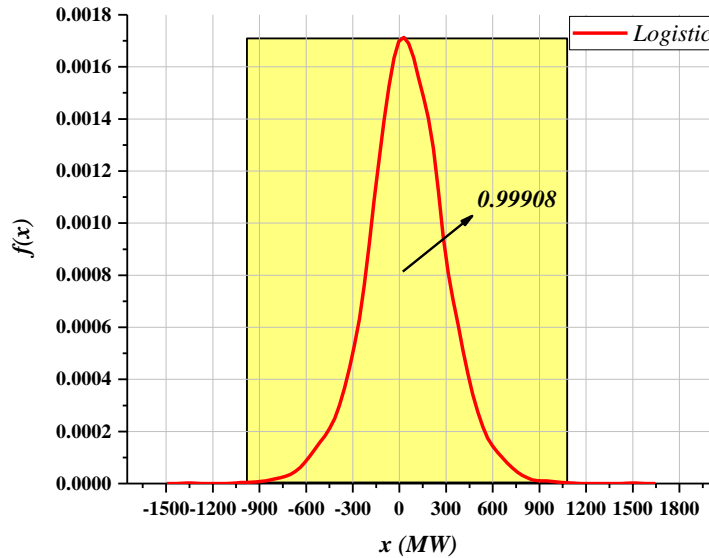


Figura 3.25. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 4 del modelo Logistic.

En la figura 3.26 se muestra el área de probabilidad estimada para el intervalo de $[-1240.92, 1,330.86]$ MW empleando el modelo de probabilidad Logístico. El valor de probabilidad estimado es 0.99954.

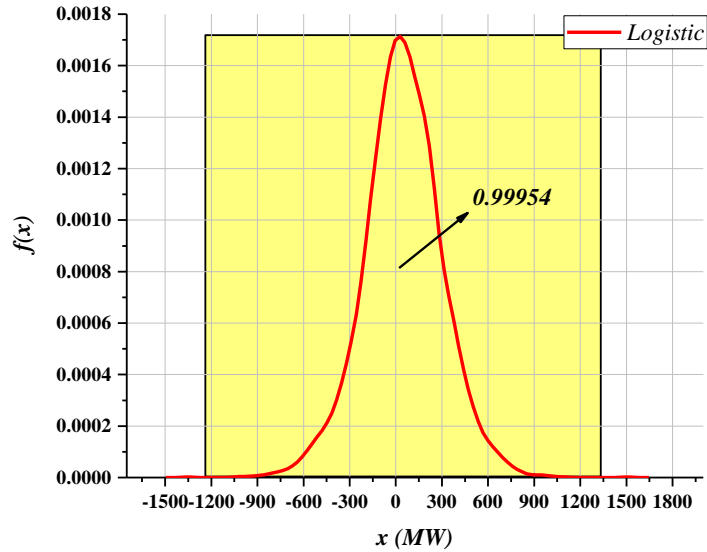


Figura 3.26. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 5 del modelo Logistic.

En la figura 3.27 se muestra la probabilidad estimada (área debajo de la función de densidad) para el intervalo de [479.10, 919.17] MW empleando el modelo de probabilidad Pearson 5. El valor de probabilidad estimado es 0.04478.

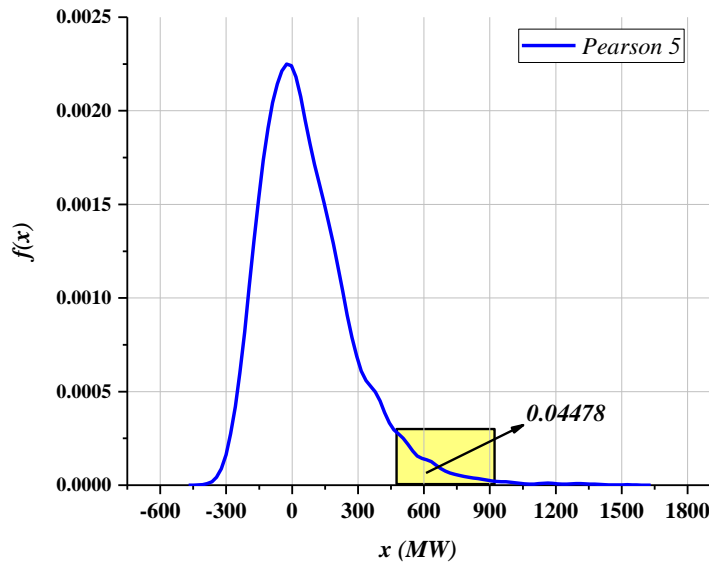


Figura 3.27. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 1 del modelo Pearson 5.

En la figura 3.28 se muestra el área de probabilidad estimada para el intervalo de [259.07, 1,139.21] MW empleando el modelo de probabilidad Pearson 5. El valor de probabilidad estimado es 0.16055.

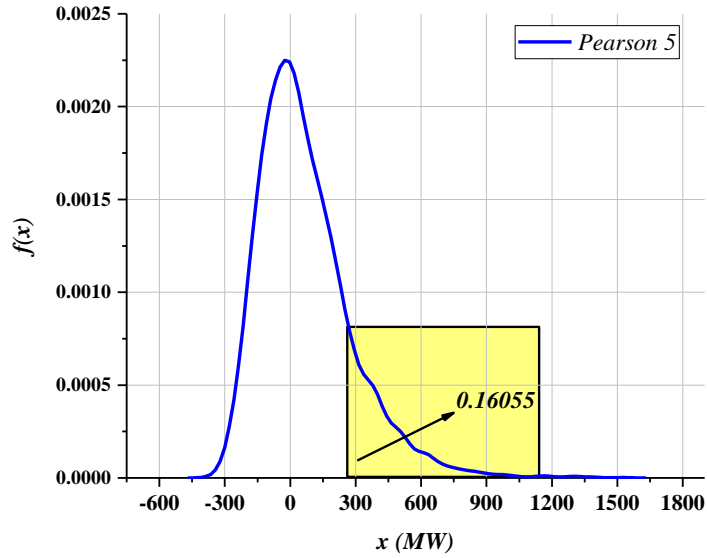


Figura 3.28. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 2 del modelo Pearson 5.

En la figura 3.29 se muestra el área de probabilidad estimada para el intervalo de [39.03,1,359.24] MW empleando el modelo de probabilidad Pearson 5. El valor de probabilidad estimado es de 0.48724.

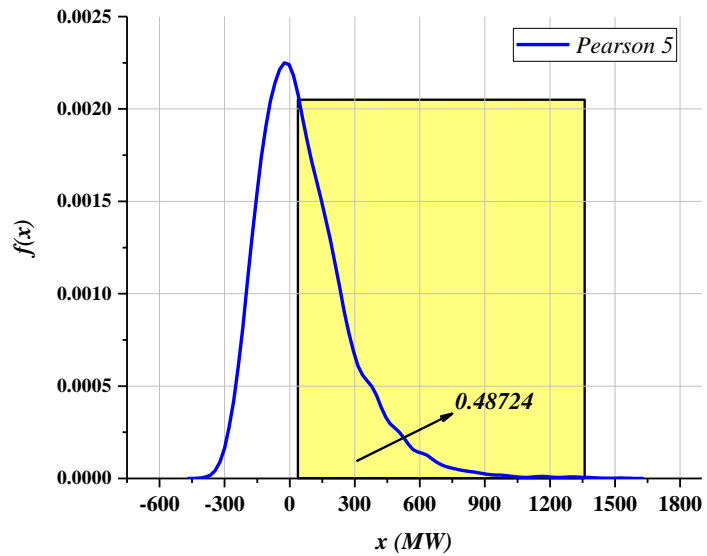


Figura 3.29. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 3 del modelo Pearson 5.

En la figura 3.30 se muestra el área de probabilidad estimada para el intervalo de $[-180.99, 1,579.28]$ MW empleando el modelo de probabilidad Pearson 5. El valor de probabilidad estimado es de 0.9211.

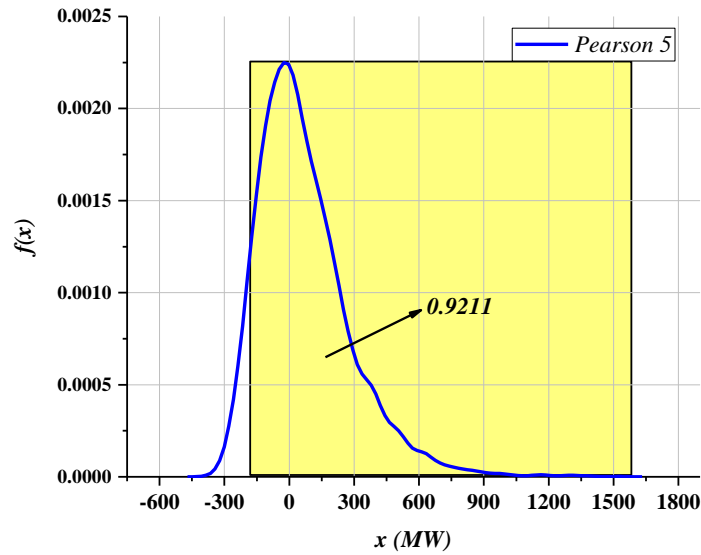


Figura 3.30. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 4 del modelo Pearson 5.

En la figura 3.31 se muestra el área de probabilidad estimada para el intervalo de $[-401.03, 1,799.31]$ MW empleando el modelo de probabilidad Pearson 5. El valor de probabilidad estimado es de 0.99986.

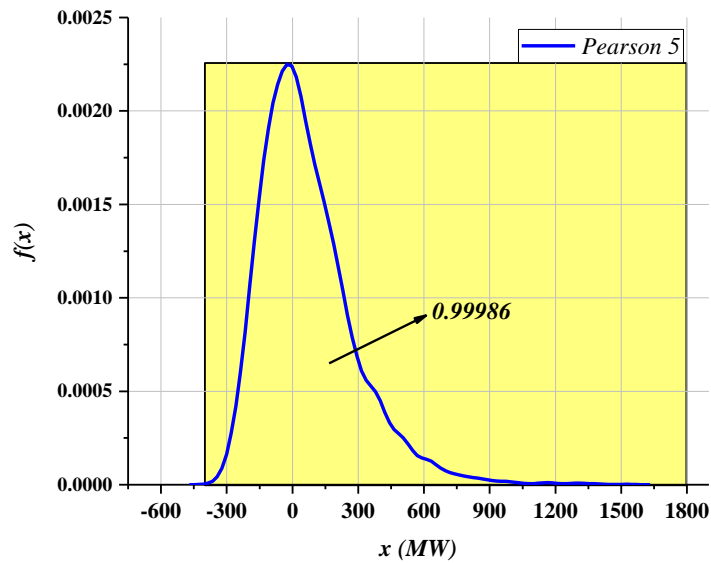


Figura 3.31. Probabilidad estimada del error aleatorio en el intervalo 5 del modelo Pearson 5.

En la tabla 3.14 se muestran las probabilidades estimadas de ambos modelos de probabilidad.

Tabla 3.14. Probabilidades estimadas por intervalo y en cada modelo del error.

Intervalo	$P[a \leq X_{LOG} \leq b]$	$P[a \leq X_{P5} \leq b]$
$\bar{X} \pm \sigma$	0.71342	0.04478
$\bar{X} \pm 2\sigma$	0.95054	0.16055
$\bar{X} \pm 3\sigma$	0.99315	0.48724
$\bar{X} \pm 4\sigma$	0.99908	0.9211
$\bar{X} \pm 5\sigma$	0.99954	0.99986

Con los valores de probabilidad estimados de la tabla 3.14 se están evaluando eventos con una aleatoriedad centrada en la media. Sin embargo, es interesante considerar la probabilidad de eventos alejados de la media, es decir extremos. Estos eventos son calificados como atípicos y de acuerdo con [92] el límite de probabilidad en la función de densidad puede ser evaluado con la desigualdad de Tchebychev.

En la tabla 3.14 se calcula la probabilidad en un intervalo, por ejemplo, con la distribución Logistic si se selecciona el primer intervalo:

$$P[-212.20, 302.15] = P[44.97 - 257.17 \leq X \leq 44.97 + 257.17] \quad (3.36)$$

Considerando el valor absoluto la probabilidad se puede reescribir:

$$P[44.97 - 257.17 \leq X \leq 44.97 + 257.17] = P(|X - 44.97| \leq 257.17) \quad (3.37)$$

En esta última forma si se reemplaza $\mu = 44.97$ y $\varepsilon = 257.17$, se obtiene:

$$P(|X - \mu| \leq \varepsilon) \quad (3.38)$$

La última expresión conduce a la desigualdad de Tchebychev [99], dada por:

$$P(|X - \mu| \leq \varepsilon) \geq 1 - \frac{\sigma^2}{\varepsilon^2} \quad (3.39)$$

O en su forma más general:

$$P(|X - \mu| > \varepsilon) \leq \frac{\sigma^2}{\varepsilon^2} \quad (3.40)$$

Donde X es la variable aleatoria con media μ y varianza σ^2 y la expresión se cumple para cualquier valor de ε .

Con la desigualdad de Tchebychev se valida la existencia de un límite inferior correspondiente a un intervalo tan grande como sea posible en la función de densidad. Maximizando la probabilidad de la media en ese intervalo.

Para el caso del modelo Logistic, la probabilidad de la media en el intervalo $\bar{X} \pm 5\sigma$ tiene un valor de 0.99954, aplicando la desigualdad de Tchebychev:

$$P[-1,240.92, 1,330.86] = P[44.97 - (5 * 257.17) \leq X \leq 44.97 + (5 * 257.17)] \quad (3.41)$$

$$P[44.97 - 1,285.89 \leq X \leq 44.97 + 1,285.89] = P(|X - 44.97| \leq 1,285.89) \quad (3.42)$$

$$P(|X - 44.97| \leq 1,285.89) \geq 1 - \frac{\sigma^2}{\varepsilon^2} \quad (3.43)$$

$$1 - \frac{(66,140.83)}{(1,285.89)^2} = 1 - 0.04 = 0.96 \quad (3.44)$$

$$P(|X - 44.97| \leq 1,285.89) \geq 0.96 \quad (3.45)$$

$$0.99954 \geq 0.96 \quad (3.46)$$

La desigualdad se cumple, por lo que es factible considerar 1,285.89 MW como límite inferior en la función de densidad. Efectuando un acercamiento en la función de densidad es posible observar este límite inferior.

En la figura 3.32 se observa el límite inferior derecho con valor de 1,285.89 MW. A partir de este límite se considera un intervalo hasta el último valor en la función de densidad, el cual es de 1,646.30 MW. La probabilidad estimada es de 1.99624×10^{-4} .

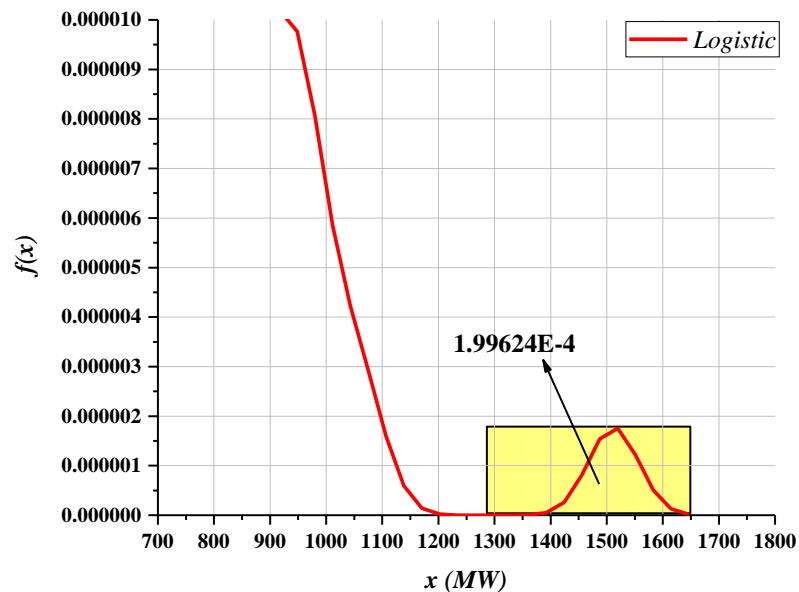


Figura 3.32. Límite inferior derecho para valores extremos en el modelo Logistic.

En la figura 3.33 se observa el límite inferior izquierdo con valor de -1,285.89 MW. A partir de este límite se considera un intervalo hasta -1,495.52 MW, en la función de densidad. La probabilidad estimada es de 1.89044×10^{-4} .

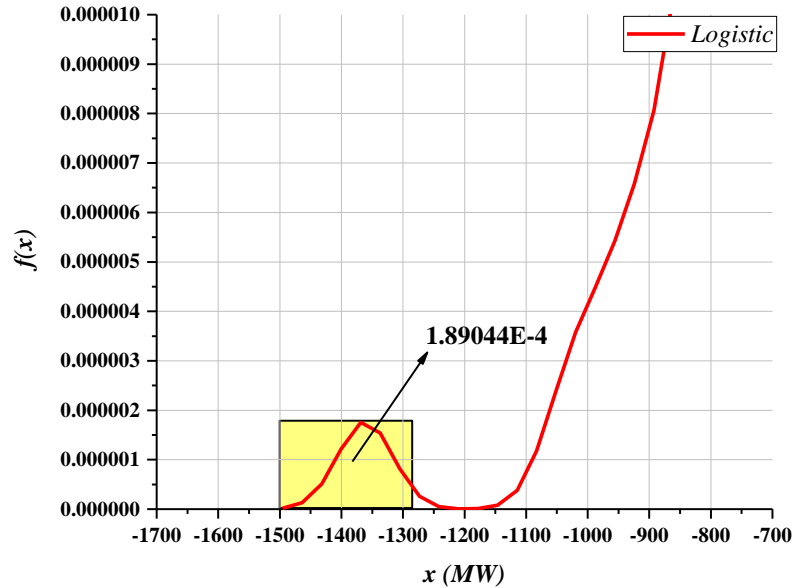


Figura 3.33. Límite inferior izquierdo para valores extremos en el modelo Logistic.

Como se señala en la sección 3.2.5 la función de densidad Logistic es modelada con valores extremos por lo que la desigualdad de Tchebychev no necesita ser demostrada con la función Pearson 5.

3.3. DESCRIPCIÓN Y BASES DE LA METODOLOGÍA

3.3.1. Introducción

En esta sección se describen los pasos de la metodología propuesta para estimar los requerimientos de reserva empleando el espectro de potencia.

La metodología consiste en cinco etapas:

1. Realizar un muestreo estratificado considerando los modelos probabilísticos.
2. Estimación del espectro de potencia sobre la realización de la demanda muestreada.
3. Clasificar los servicios de reserva en el dominio de la frecuencia.
4. Calcular el área espectral en cada ancho de banda correspondiente al servicio de reserva.
5. Graficar el valor del área espectral para cada tipo de servicio de reserva.

Con estos cinco pasos, es posible estimar de forma ordenada y única la cantidad del servicio de reserva necesario con el espectro de potencia, considerando solamente la demanda del sistema eléctrico de potencia.

Debido a que la metodología se basa en el dominio de la frecuencia es necesario realizar la verificación del teorema de Nyquist. El propósito es validar la realización de la demanda como una señal aleatoria útil para reconstruir la variación en periodos menores a una hora.

3.3.2. Verificación del teorema de Nyquist

Es importante tener en cuenta el carácter estocástico de la demanda durante una hora. Si se restringe que los cambios en la demanda del sistema de potencia ocurren cada segundo entonces durante un día se tendrá un periodo de 86,400 segundos (24 horas). La intención es verificar el teorema de Nyquist con esta restricción. Por tanto, la señal de la demanda tendría ciertas características hipotéticas durante un día, las cuales se muestran en la tabla 3.15.

Tabla 3.15. Características hipotéticas del patrón de demanda.

Periodo (s)	Frecuencia (Hz)
86400	1.157407×10^{-5}

Esto es debido a la relación entre el periodo y la frecuencia de una señal:

$$T_p = \frac{1}{f_0} \quad (3.47)$$

Donde:

$$T_p = \text{Periodo (s)}$$

$$f_0 = \text{Frecuencia fundamental (Hz)}$$

Ahora bien, la realización de la demanda obtenido con el análisis de componentes principales de la figura 3.4 es considerado como un muestreo realizado a la señal hipotética de frecuencia fundamental de la tabla 3.15.

El patrón de demanda es convertido a una curva pico porcentual, la demanda máxima tiene un valor de 43,685.334 MW y se muestra en la figura 3.34.

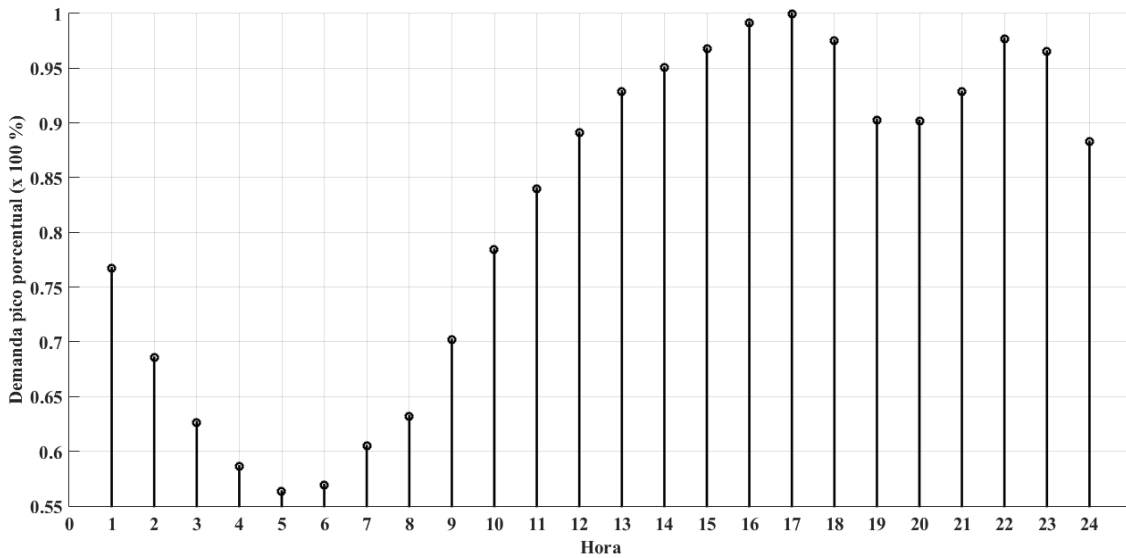


Figura 3.34. Curva de demanda pico porcentual como señal discreta.

La frecuencia de muestreo de la señal mostrada en la figura 3.36 está dada por la relación [100]:

$$f_m = nmpc \times f_0 \quad (3.48)$$

Donde:

f_m = frecuencia de muestreo (Hz)

$nmpc$ = número de muestras por ciclo

f_0 = frecuencia fundamental (Hz)

Por lo que la frecuencia de muestreo del patrón de demanda de 24 horas sobre la señal hipotética es:

$$f_m = (24) \times (1.157 \times 10^{-5}) = 27.778 \times 10^{-5} \text{ Hz}$$

El teorema de Nyquist Shannon [101], está dado por:

$$f_m \geq 2f_0 \quad (3.49)$$

Donde:

f_m : frecuencia de muestreo (Hz)

f_0 : frecuencia fundamenteal (Hz)

Verificando el teorema de Nyquist para la señal hipotética y el muestreo de 24 horas del patrón de demanda:

$$27.7778 \times 10^{-5} \text{ Hz} > 2.31481 \times 10^{-5} \text{ Hz} \quad (3.50)$$

Este resultado demuestra que es posible reconstruir la demanda con veinticuatro muestras, si la demanda está cambiando cada segundo. No obstante, no existe obligación por cumplir esta restricción, ya que la demanda tiene un cambio aleatorio durante cada hora. En ese sentido es factible considerar un muestreo con diferentes intervalos, como se muestra más adelante.

3.3.3. Muestreo estratificado

El objetivo de esta etapa es generar dos realizaciones de la demanda considerando los modelos probabilísticos de variación aleatoria y también el patrón de demanda obtenido con el análisis de componentes principales. Una forma de lograr dicho objetivo es empleando un método de muestreo.

De acuerdo con [99] los métodos de muestreo aleatorio pueden ser:

- Muestreo aleatorio simple
- Muestreo estratificado
- Muestreo sistemático
- Muestreo de conglomerados

El método aplicado es el muestreo estratificado, el principio de este método está dado por [102]:

Se debe considerar una población U dividida en H partes. U_h es llamado “estrato”, tal que:

$$\bigcup_{h=1}^H U_h = U \quad (3.51)$$

Y también:

$$U_h \cap U_i = \emptyset \quad \forall (h, i) \quad h \neq i \quad (3.52)$$

El muestreo es estratificado si en cada estrato U_h se selecciona una muestra aleatoria S_h de *tamaño fijo*, la muestra en cada estrato es tomada *independientemente* de la selección hecha en otro estrato.

En la figura 3.35 se muestra el diseño del método.

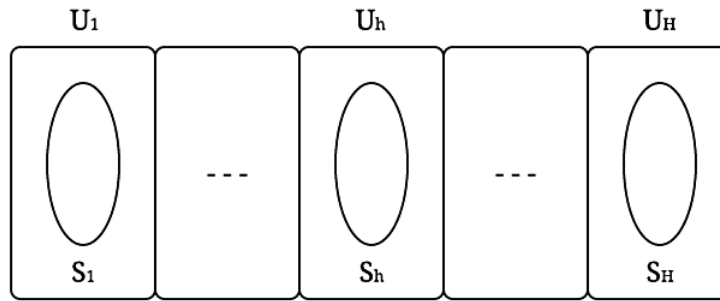


Figura 3.35. Muestreo estratificado.

El método de muestreo estratificado considera los siguientes principios:

- El muestreo es *simple y sin reemplazo* entre cada estrato.
- El tamaño de la población U_h es denotado por N_h
- El tamaño de la muestra S_h es denotado por n_h donde $n = 1, \dots, H$

El estimador de la media no sesgado para el estrato h esta dado por:

$$\hat{Y}_h = \frac{1}{n_h} \sum_{k \in S_h} y_k \quad (3.53)$$

Donde:

$k = \text{Número de la unidad}$

$y_k = \text{Valor de la unidad}$

Y la varianza en cada estrato puede ser estimada con:

$$\sigma_{y_h}^2 = \frac{1}{n_h - 1} \sum_{k \in S_h} (y_k - \hat{Y}_h)^2 \quad (3.54)$$

El patrón de demanda obtenido con el análisis de componentes principales es considerado como la población U . La población total está dividida en 24 estratos las cuales corresponden al nivel de demanda estimado en cada hora, es decir $H = 24$.

$$\bigcup_{h=1}^{24} U_h = U \quad (3.55)$$

En cada estrato se realiza un muestreo aleatorio simple y sin reemplazo, S_h .

- El tamaño de la población U_h es $N_h = 24$.
- El tamaño de la muestra S_h es $n_h = \{180, 120, 60, 12, 6, 4\}$.

El tamaño de la muestra n_h se refiere al número de unidades incluidas de cada modelo de probabilidad (Pearson 5 y Logistic) del error aleatorio. Se están considerando seis tamaños de muestreo, esto es porque en el muestreo estratificado el valor de n_h debe de ser fijo de acuerdo con [102]. En la tabla 3.16 se consideran la dimensión en el tiempo del tamaño de la muestra n_h . El número total de muestras está dado por la multiplicación entre el número de estratos ($N_h = 24$) y el tamaño de cada muestra (n_h).

Tabla 3.16. Tamaño de la muestra y dimensión en el tiempo.

Variación	n_h	$n_h \times N_h$
20 s	180	4320
30 s	120	2880
1 min	60	1440
5 min	12	288
10 min	6	144
15 min	4	96

En la figura 3.36 se ilustran los elementos del muestreo estratificado. La muestra S_1 contiene las unidades provenientes del modelo de probabilidad, ya que es una variable aleatoria continua la probabilidad está definida por la función de densidad $f(x)$. Cada unidad se adiciona al valor de la demanda en cada hora (estrato U_1). El cambio de la demanda en el tiempo se simula considerando cinco valores fijos de variación.

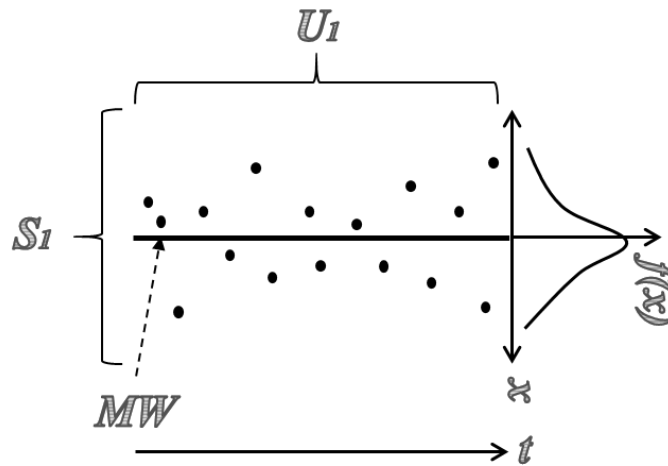


Figura 3.36. Diagrama del muestreo estratificado.

Se presentan las realizaciones de demanda obtenidas con el muestreo estratificado, considerando la señal de la figura 3.34 y los modelos de probabilidad Pearson 5 y Logistic. Se considera una probabilidad máxima de 0.999 alrededor de la media en cada modelo.

En la figura 3.37 se grafica la realización de la demanda con muestreo estratificado de 4,320 muestras empleando el modelo Pearson 5, el intervalo entre cada muestra es de 20 segundos.

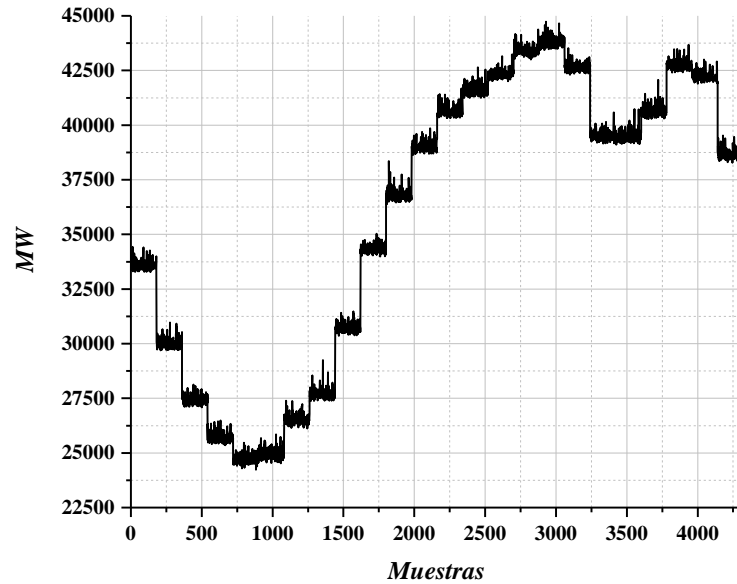


Figura 3.37 Realización de demanda con muestreo estratificado, modelo Pearson 5 y 4320 muestras.

En la figura 3.38 se grafica la realización de la demanda con muestreo estratificado de 4,320 muestras empleando el modelo Logistic, el intervalo entre cada muestra es de 20 segundos.

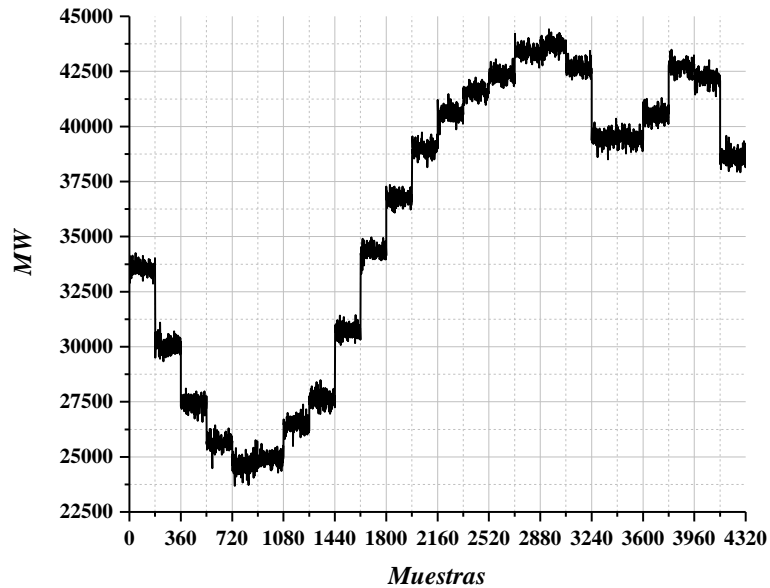


Figura 3.38 Realización de demanda con muestreo estratificado, modelo Logistic y 4320 muestras.

En la sección 3.2.8 empleando la desigualdad de Tchebychev se validaron dos límites inferiores para valores extremos, por la izquierda y por la derecha, en la función de densidad Logistic. En la figura 3.39 se presenta el muestreo estratificado considerando la probabilidad mínima de un evento atípico o valores extremos, es decir, un incremento o decremento extremo en la demanda. La realización considera 20 segundos de variación es decir 4,320 muestras.

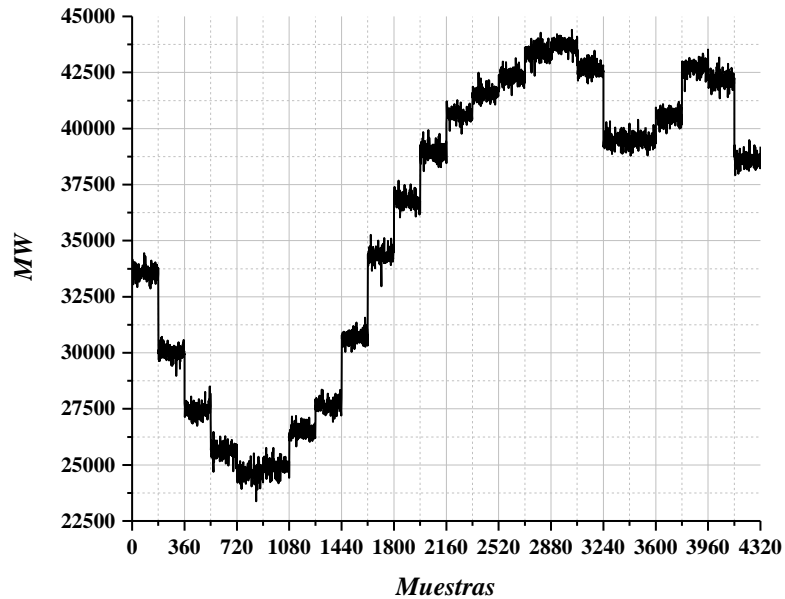


Figura 3.39 Realización de demanda con muestreo estratificado, modelo Logistic (probabilidad mínima de eventos atípicos) y 4320 muestras.

3.3.4. Estimación del espectro de potencia de la demanda

La razón básica por la que el análisis de Fourier convencional falla cuando es aplicado a una serie de tiempo es porque se asume que las amplitudes, frecuencias y fases son fijas. La serie de tiempo contrariamente está caracterizada por cambios aleatorios de frecuencias, amplitudes y fases. [17] Por lo tanto, los métodos deben de ser adaptados para tomar en cuenta la naturaleza aleatoria de las series de tiempo. [17, 90, 91] Cuando se estudia un proceso estocástico estacionario como la demanda, se considera que puede ser descrito simplemente por su función de auto covarianza. [91] En este sentido, el espectro de potencia es la transformada de Fourier de la función de auto covarianza. El significado esencial de espectro de potencia radica en que muestra como la varianza del proceso estocástico está distribuida en la frecuencia. [17]

3.3.4.1. Métodos de obtención del espectro de potencia

De acuerdo con [18] el espectro de potencia puede ser obtenido con tres formas diferentes.

- Funciones de correlación (Relación Wiener Kinchine)
- Transformada de Fourier Finita
- Filtrado, elevación cuadrada y promedio móvil

3.3.4.2. Funciones de correlación (Relación Wiener Kinchine)

El método utilizado en este trabajo para estimar el espectro de potencia de un proceso estocástico estacionario se basa en el uso de la función de correlación y su relación con la transformada de Fourier. Esta relación es conocida como Wiener Kinchine.

Se parte de la diferencia de una señal determinística y una estocástica, la cual surge porque la segunda tiene una longitud infinita, en ese sentido la varianza está dada por [17]:

$$\sigma^2 = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} x^2(t) dt = \lim_{T \rightarrow \infty} \sum_{m=-\infty}^{\infty} \frac{1}{T} (T|X_m|^2) = \int_{-\infty}^{\infty} \Gamma(f) df \quad (3.56)$$

Donde:

$$\Gamma(f) = \lim_{T \rightarrow \infty} T|X_m|^2$$

La función $T|X_m|^2$ puede ser descrita como:

$$T|X_m|^2 = S_{xx}(f) = \frac{1}{T} \left| \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} x^2(t) e^{-i2\pi ft} dt \right|^2 \quad (3.57)$$

Desarrollando la expresión anterior:

$$S_{xx}(f) = \frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} x^2(t) e^{-i2\pi ft} dt \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} x^2(t') e^{+i2\pi ft'} dt' \quad (3.58)$$

Aplicando la transformación:

$$u = t - t', \quad v = t' \quad (3.59)$$

La región de integración se transforma y se obtiene:

$$S_{xx}(f) = \int_0^T \left[\frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\left(\frac{T}{2}\right)-u} x(v)x(v+u) dv \right] e^{-i2\pi fu} du + \int_{-T}^0 \left[\frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}-u}^{\frac{T}{2}} x(v)x(v+u) dv \right] e^{-i2\pi fu} du \quad (3.10)$$

Si el estimador de la auto covarianza está dado por:

$$c_{xx}(u) = \frac{1}{T} \int_0^{T-|u|} (X(t) - \bar{X})(X(t+|u|) - \bar{X}) dt, \quad 0 \leq |u| \leq T \quad (3.11)$$

El espectro de potencia $S_{xx}(f)$ se convierte en:

$$S_{xx}(f) = \int_{-T}^T c_{xx}(u) e^{-i2\pi fu} du, \quad -\infty \leq f \leq \infty \quad (3.12)$$

Por lo tanto, *el espectro de potencia es la transformada de Fourier de la función de auto covarianza.*

La transformada de Fourier inversa puede ser escrita como:

$$c_{xx}(u) = \int_{-\infty}^{\infty} S_{xx}(f) e^{i2\pi fu} df, \quad -T \leq u \leq T \quad (3.63)$$

Si $u = 0$, entonces:

$$c_{xx}(0) = s_T^2 = \int_{-\infty}^{\infty} S_{xx}(f) df \quad (3.64)$$

Por lo tanto, *el espectro muestra como la varianza o la potencia promedio de $x(t)$ está distribuida en la frecuencia.*

3.3.4.3. Relación Wiener Kinchine discretizada

De acuerdo con [17, 18] la relación Wiener Kinchine en forma discreta asume las frecuencias $f_i = i/N$ como armónicos de la frecuencia fundamental $1/N$, en donde N representa el número total de muestras. Se describe en tres pasos la discretización de la relación de Wiener Kinchine.

1. Se aproxima la variación de frecuencia en el rango continuo de 0.0 a 0.5 Hz, la cual es una frecuencia normalizada [18, 91].

$$0 \leq f \leq \frac{1}{2} \quad (3.65)$$

2. Se estima la función de covarianza de la función muestra del proceso estacionario [18, 91].

$$c_k = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^{N-k} (z_t - \bar{z})(z_{t+k} - \bar{z}) \quad k = 0, 1, 2, \dots, K \quad (3.66)$$

Donde:

$z_t =$ muestra

$z_{t+k} =$ muestra con k posiciones en adelante

$\bar{z} =$ media aritmética

$N =$ número total de muestras

3. Se calcula la siguiente expresión [18, 91]:

$$I(f) = 2 \left[c_0 + 2 \sum_{k=1}^{N-1} c_k \cos(2\pi f k) \right] \quad (3.67)$$

Donde:

$I(f) =$ Magnitud

$c_0 =$ Valor de la función de covarianza en posición cero

$c_k =$ Función de covarianza

La expresión anterior equivale a la expresión 3.63 [18, 91].

3.3.4.4. Algoritmo para estimar el espectro de potencia

En la figura 3.40 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo para estimar el espectro de potencia a empleando la relación Wiener Kinchine.

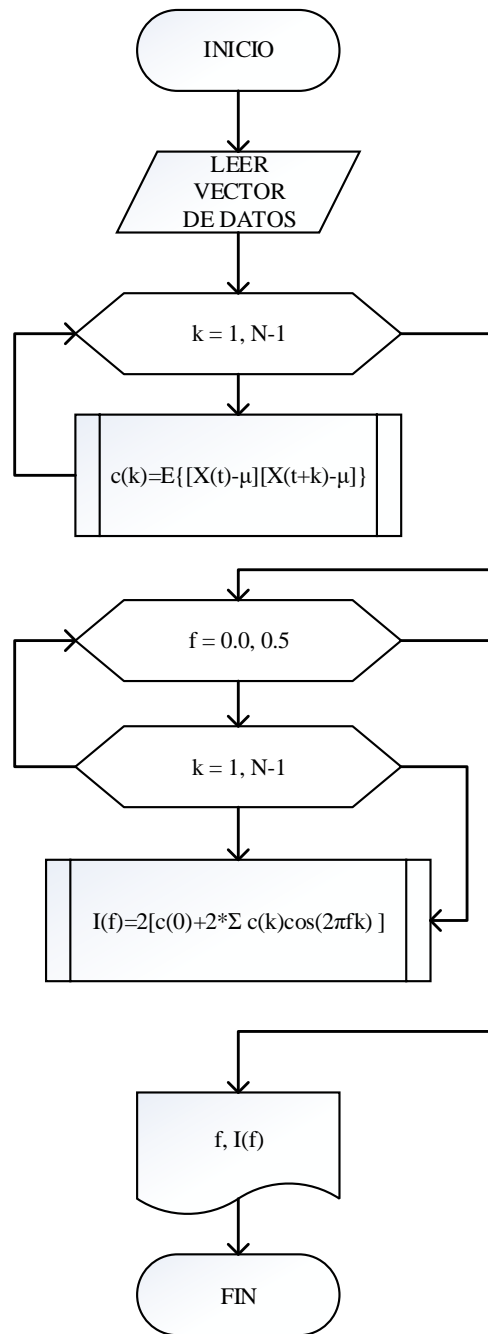


Figura 3.40. Diagrama de flujo para estimar el espectro de potencia a partir de la función de correlación.

En la figura 3.41 se muestra una señal aleatoria que forma parte de un proceso aleatorio estacionario con distribución normal estándar (ruido blanco).

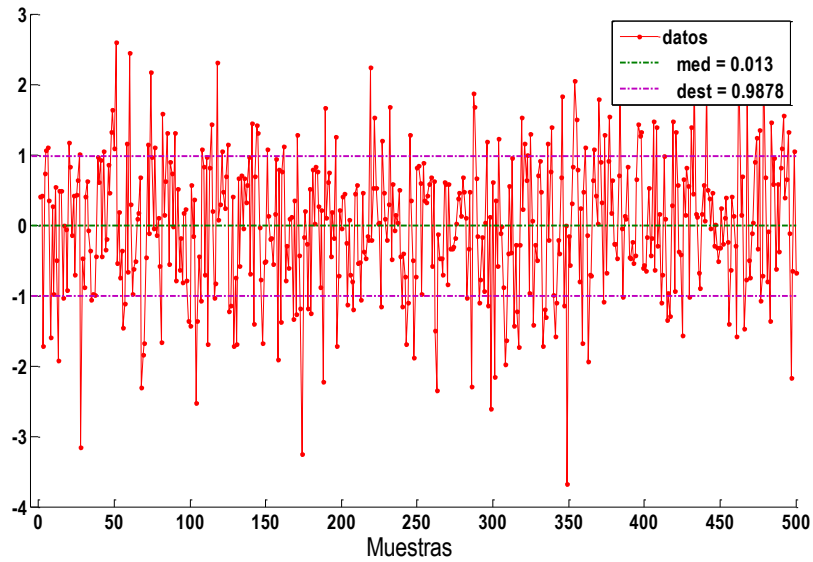


Figura 3.41. Señal aleatoria proveniente de un proceso estocástico con distribución normal estándar.

En la figura 3.42 se muestra el espectro de potencia obtenido con el algoritmo programado en FORTRAN. Se observan que las fluctuaciones son erráticas, sin embargo, se debe hacer una elección entre efectuar un suavizado y el sesgo que pueda producir. En este trabajo no se aplica ninguna ventana de suavizado debido a esta situación.

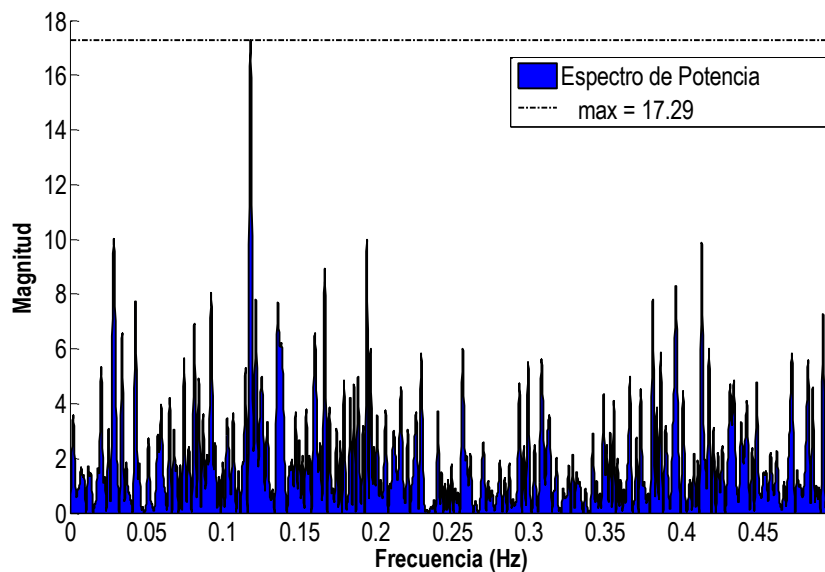


Figura 3.42. Espectro de potencia de una señal aleatoria de un proceso aleatorio estacionario con distribución normal estándar.

3.3.4.5. Potencia del proceso estocástico

Se sabe que el segundo momento de una variable aleatoria está dada por [18, 97, 103]:

$$E[x^2] = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 p(x) dx = \psi_x^2 \quad (3.68)$$

Donde:

$$p(x) = \text{probabilidad de la variable aleatoria}$$

El valor de ψ^2 es también llamado *valor medio cuadrático* de la variable aleatoria. [18, 97, 103]

También se sabe que el segundo momento central conocido como *varianza* [18, 97, 103] está dada por:

$$\sigma^2 = E[(x - \mu)^2] = E[x^2 - 2\mu x + \mu^2] \quad (3.69)$$

$$E[x^2] - 2\mu E[x] + \mu^2 = \psi^2 - \mu^2 \quad (3.70)$$

De donde se obtiene el valor de ψ_x^2 , como [18, 97, 103]:

$$\psi_x^2 = \sigma^2 + \mu^2 \quad (3.71)$$

Si $\mu = 0$, la *varianza* es igual al *valor medio cuadrático* [18, 97, 103]:

$$\psi_x^2 = \sigma_x^2 \quad (3.72)$$

De acuerdo con [18], el área debajo del espectro de potencia entre dos valores de frecuencia (f_1, f_2) , se encuentra definido por:

$$\psi_x^2(f_1, f_2) = \int_{f_1}^{f_2} G_{xx}(f) df \quad (3.73)$$

Donde:

$$\psi_x^2 = \text{valor medio cuadrático}$$

$$G_{xx}(f) = \text{espectro de potencia}$$

Por tanto, el valor medio cuadrático de la variable aleatoria es igual a el área debajo del espectro de potencia. [18, 97, 103]

En la figura 3.43 se ilustra el área debajo del espectro de potencia entre dos valores de frecuencia, el cual corresponde con la varianza del proceso estocástico. La media elevada al cuadrado se encuentra ubicada cuando el valor de la frecuencia es cero. Esto puede ser demostrado mediante la relación Wiener Khinchine.

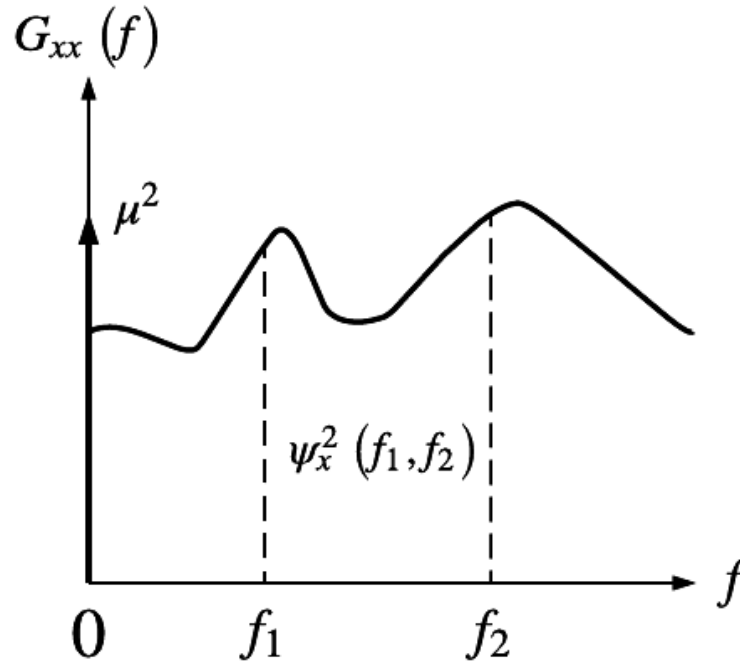


Figura 3.43. Propiedades del espectro de potencia.

3.3.5. Respuesta de los servicios de reserva de potencia activa en el dominio de la frecuencia.

La tasa de rampa de la central eléctrica juega un papel importante cuando esta desea suministrar reserva, por ejemplo, una unidad puede ofertar x MW de reserva rodante si es capaz de incrementar su salida de generación en un cierto tiempo. Interviene el hecho de que la central debe estar generando a un nivel inferior a su capacidad máxima [16].

Asumiendo la restricción descrita en la sección 3.3.2, es posible convertir la respuesta en el tiempo de cada servicio al dominio de la frecuencia.

En la tabla 3.17 se obtiene el periodo y la frecuencia correspondiente a la respuesta en el tiempo de cada servicio, considerando que la demanda cambia cada segundo. Se observan tres categorías diferenciadas por su valor de frecuencia.

Tabla 3.17. Clasificación de servicios de reserva empleando periodo y frecuencia.

Servicio	Intervalo de tiempo	Periodo (s)	Frecuencia (Hz)
R. Regulación	1 min.	60	0.01666
R. Rodante 10 min.	10 min.	600	0.00167
R. No Rodante 10 min.			
R. Rodante Suplementaria	30 min.	1800	0.00056
R. No Rodante Suplementaria			

Considerando la frecuencia de la demanda en un día como restricción fija:

$$f_0 = 1.157407 \times 10^{-5} \text{ Hz} \quad (3.74)$$

En la tabla 3.18 se muestra el número de muestras en los cinco intervalos de muestreo estratificado propuestos, en la última columna se muestra la frecuencia de muestreo calculada.

Tabla 3.18. Frecuencia de muestreo en cada intervalo de variación.

Muestreo estratificado		f_m (Hz)
$n_h \times N_h$	Variación	$f_0 = 1.157407 \times 10^{-5} \text{ Hz}$
4,320	20 s	0.05
2,880	30 s	0.03333
1,440	1 min	0.01666
288	5 min	0.00333
144	10 min	0.00166
96	15 min	0.00111

En la tabla 3.19 se muestra el cumplimiento del teorema de Nyquist en cada intervalo de variación con respecto a la frecuencia fija de la demanda.

Tabla 3.19. Cumplimiento del teorema de Nyquist en cada intervalo de variación.

Muestreo estratificado		Teorema de Nyquist
$n_h \times N_h$	Variación	$2f_0 = 2.31481 \times 10^{-5}$
4,320	20 s	$0.05 \geq 2f_0$
2,880	30 s	$0.03333 \geq 2f_0$
1,440	1 min	$0.01666 \geq 2f_0$
288	5 min	$0.00333 \geq 2f_0$
144	10 min	$0.00166 \geq 2f_0$
96	15 min	$0.00111 \geq 2f_0$

También se verifica el teorema de Nyquist para la frecuencia de cada categoría del servicio de reserva. Los resultados se muestran en la tabla 3.20.

Tabla 3.20. Verificación del teorema de Nyquist en cada frecuencia del servicio de reserva.

Muestreo estratificado		Teorema de Nyquist		
$n_h \times N_h$	Variación	$2f_0 = 0.03332$	$2f_0 = 0.00334$	$2f_0 = 0.00112$
4,320	20 s	$0.05 \geq 2f_0$	$0.05 \geq 2f_0$	$0.05 \geq 2f_0$
2,880	30 s	$0.03333 \geq 2f_0$	$0.03333 \geq 2f_0$	$0.03333 \geq 2f_0$
1,440	1 min	$0.01666 \leq 2f_0$	$0.01666 \geq 2f_0$	$0.01666 \geq 2f_0$
288	5 min	$0.00333 \leq 2f_0$	$0.00333 \leq 2f_0$	$0.00333 \leq 2f_0$
144	10 min	$0.00166 \leq 2f_0$	$0.00166 \leq 2f_0$	$0.00166 \leq 2f_0$
96	15 min	$0.00111 \leq 2f_0$	$0.00111 \leq 2f_0$	$0.00111 \leq 2f_0$

De la tabla 3.20 se concluye que el muestreo estratificado de 20 segundos cumple con el teorema de Nyquist en las tres categorías de servicios. El muestreo estratificado de 30 segundos se encuentra en el límite de la frecuencia del servicio de regulación por lo que no cumple.

La frecuencia normalizada es obtenida dividiendo la frecuencia fundamental de cada servicio por su la frecuencia de muestreo [101].

$$f_{norm} = \frac{f_0}{fm} \quad (3.75)$$

Asumiendo el muestreo estratificado de 20 segundos, $fm = 0.05 \text{ Hz}$, se calcula la frecuencia normalizada en cada categoría de servicio, la cual se muestra en la tabla 3.21.

Tabla 3.21. Frecuencia de muestreo normalizada con frecuencia de muestreo de 0.05 Hz.

Muestreo estratificado		Frecuencia normalizada (Hz)		
$n_h \times N_h$	Variación	$f_0 = 0.01666$	$f_0 = 0.00167$	$f_0 = 0.00056$
4,320	20 s	0.3332	0.0334	0.0112

El intervalo *normalizado* del espectro de potencia será de [0.0,0.5] Hz. El límite de frecuencia corresponde a la frecuencia de corte, la cual está dada por:

$$\frac{f_m}{2} = 0.025 \text{ Hz} \quad (3.76)$$

Por lo tanto, el intervalo real de variación de frecuencia será de [0.0,0.025] Hz

En la tabla 3.22 se muestra el ancho de banda propuesto para cada categoría de servicio.

Tabla 3.22. Ancho de banda por categoría de servicio.

Categoría de servicio de reserva	Regulación	Rodante y no rodante 10 min.	Rodante y no rodante suplementaria
Ancho de banda normalizado (Hz)	[0.3332 – 0.5]	[0.0334 – 0.3332]	[0.0 – 0.0112]

El ancho de banda esta especificado en un intervalo de la tabla 3.22.

Por ejemplo, para el servicio de regulación, el tiempo de respuesta debe ser de 0.3332 Hz o una frecuencia mayor.

Para los servicios de reserva rodante y no rodante de 10 minutos, el tiempo de respuesta debe de estar entre 0.0334 Hz y el límite de reserva de regulación, 0.3332 Hz.

Para los servicios de reserva rodante suplementaria y no suplementaria, el tiempo de respuesta está entre 0.0 Hz y 0.0112 Hz.

De acuerdo con la tabla 3.20 la realización de la demanda con 4,320 muestras cumple el teorema de Nyquist en las tres categorías de los servicios de reserva de potencia activa. Por lo tanto, se estima el espectro de las dos realizaciones de las figuras 3.37 y 3.38 con variación de

20 segundos, correspondientes a cada modelo y también la realización de valores extremos de la figura 3.39.

En la figura 3.44 se muestran las tres realizaciones de la demanda en forma *pico porcentual*, esto es para reducir el número de cifras en la estimación del espectro de potencia.

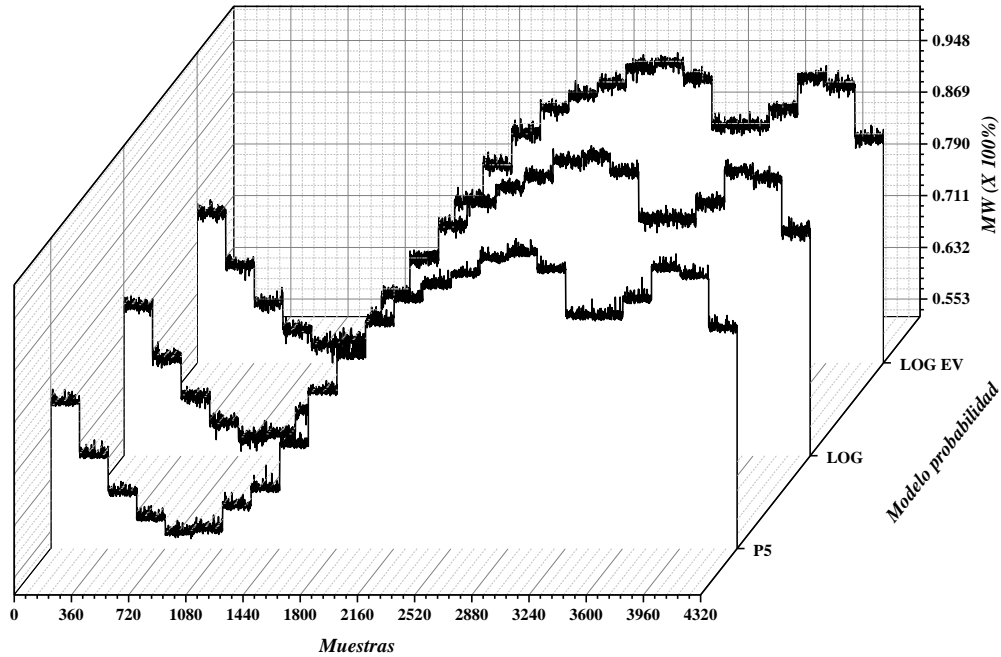


Figura 3.44 . Realizaciones pico porcentual de la demanda con variación fija de 20 segundos.

Para transformar la demanda se hace uso de la siguiente relación:

$$D^k(\%) = \frac{D^k(i)}{D_{max}^k} \quad (3.77)$$

Donde:

$D^k(i)$ = Valor de la muestra en MW del modelo k

D_{max}^k = Valor de la muestra máxima en MW del modelo k

En la tabla 3.23 se muestran los valores de demanda máxima para las tres realizaciones de 20 segundos de la figura 3.44.

Se observa que la demanda máxima no fue mayor con el modelo Logistic, esto no significa que pueda ser menor que el modelo Pearson 5, sino que como se describió anteriormente existe una probabilidad importante de un incremento, pero también decremento extremo.

Entonces, las realizaciones ocurrieron cuando se presentó un decremento mayor en el modelo Logistic.

Tabla 3.23 Valores de demanda máximos para realizaciones de 20 segundos.

Realización	Demanda máxima (MW)
Pearson 5	44,738.0019
Logistic	44,420.2724
Logistic, probabilidad mínima atípicos	44,396.8782

Para verificar los resultados del espectro de potencia se emplean primeramente el estimador de la media aritmética y la varianza poblacional. Los resultados se expresan en la tabla 3.24, en unidades pico porcentual y en MW.

Tabla 3.24 Resultados del estimador de la media y varianza poblacional.

Realización	Estimador de media (μ)		Estimador de varianza poblacional (σ^2)	
	(%)	MW	(%)	MW ²
Pearson 5	0.80029	35,803.7812	0.02206	44,166,167.5
Logistic	0.80529	35,771.3749	0.02236	44,139,118.8
Logistic con valores extremos	0.805819	35,775.8521	0.02242	44,195,768.1

En los resultados se puede verificar que la media aritmética crece con el modelo Logistic, y se incrementa cuando se considera la probabilidad mínima de eventos atípicos.

La varianza poblacional es expresada en MW al cuadrado, se observa que se generan más de seis cifras numéricas, esta también es una razón para convertir la demanda a una curva pico porcentual, ya que el espectro tendría magnitudes con ese número de cifras.

En la figura 3.45 se muestra la estimación del espectro de potencia de la realización de la demanda con modelo de probabilidad Pearson 5.

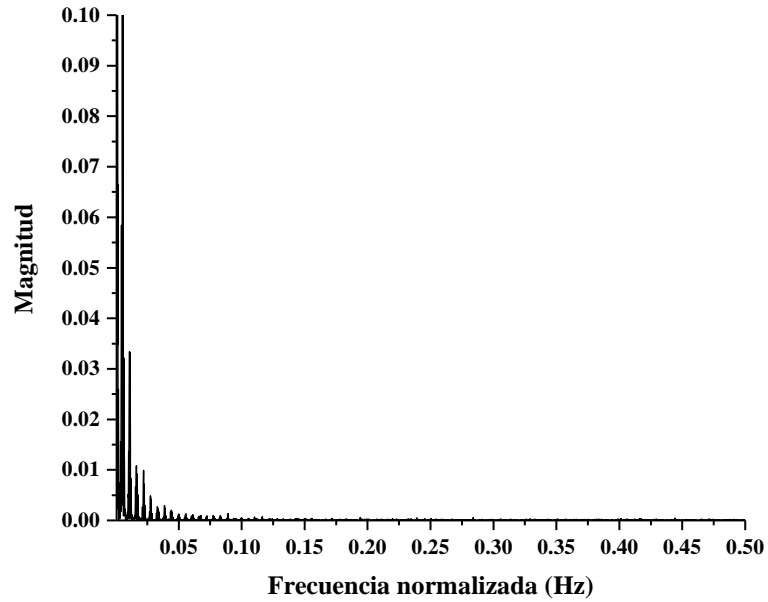


Figura 3.45 Espectro de potencia de la realización de la demanda con modelo Pearson 5.

Se observa que el barrido de frecuencia esta expresado en un intervalo normalizado, es decir de 0.0 a 0.5 Hz. A partir de 0.1 Hz de frecuencia normalizada la magnitud decrece considerablemente y corresponde con una frecuencia real de 0.005 Hz, es decir 200 segundos o aproximadamente 3.3 minutos. En la figura 3.46 se muestra un acercamiento del espectro con modelo Pearson 5. En el valor de frecuencia normalizada de 0.00067 Hz la magnitud es igual a la media aritmética al cuadrado, por lo tanto, la media aritmética, $\mu = \sqrt{0.63087} = 0.79427$, cómo se describió teóricamente en la figura 3.43.

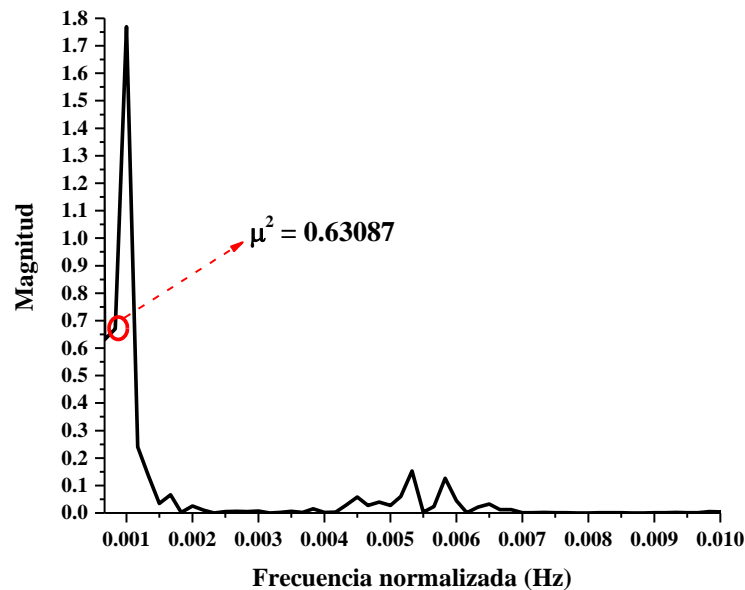


Figura 3.46. Estimación de la media en la realización de la demanda con modelo Pearson 5.

Aplicando la regla de integración trapezoidal en todo el intervalo del espectro se obtiene la varianza de la realización de la demanda con modelo Pearson 5. El valor de la varianza es $\sigma^2 = 0.0219$, se muestra en la figura 3.47.

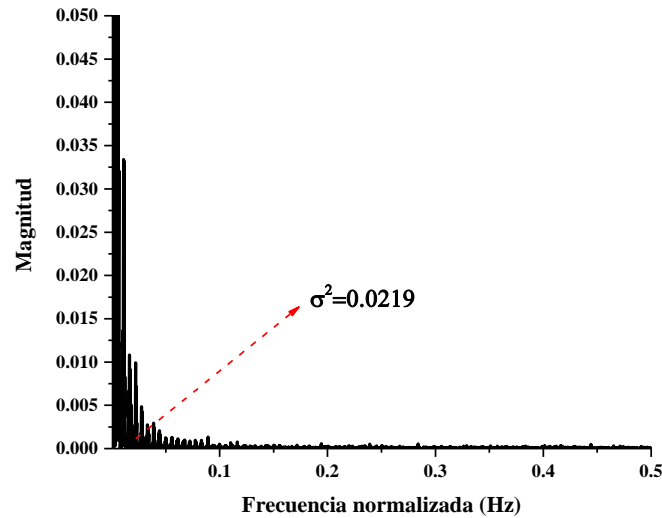


Figura 3.47. Estimación de la varianza en la realización de la demanda con modelo Pearson 5.

El valor medio cuadrático estimado de la realización de la demanda con modelo Pearson 5, está dada por:

$$\psi^2_{P5} = 0.63087 + 0.0219 = 0.65277 \quad (3.78)$$

En la figura 3.48 se muestra la estimación del espectro de potencia de la realización de la demanda con modelo de probabilidad Logistic.

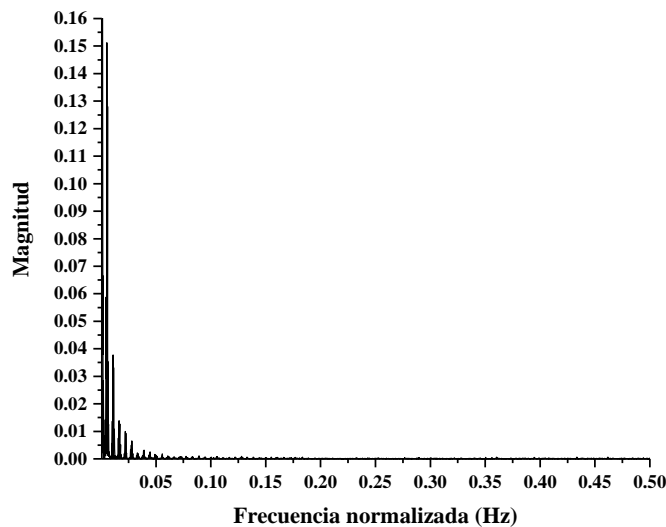


Figura 3.48. Espectro de potencia de la realización de la demanda con modelo Logistic.

Se observa que a partir de 0.1 Hz de frecuencia normalizada la magnitud decrece considerablemente y corresponde con una frecuencia real de 0.005 Hz, es decir 200 segundos o aproximadamente 3.3 minutos. En la figura 3.49 se muestra un acercamiento y en el valor de frecuencia normalizada de 0.00067 Hz la magnitud es igual a la media aritmética al cuadrado, por lo tanto, la media aritmética, $\mu = \sqrt{0.63737} = 0.79835$.

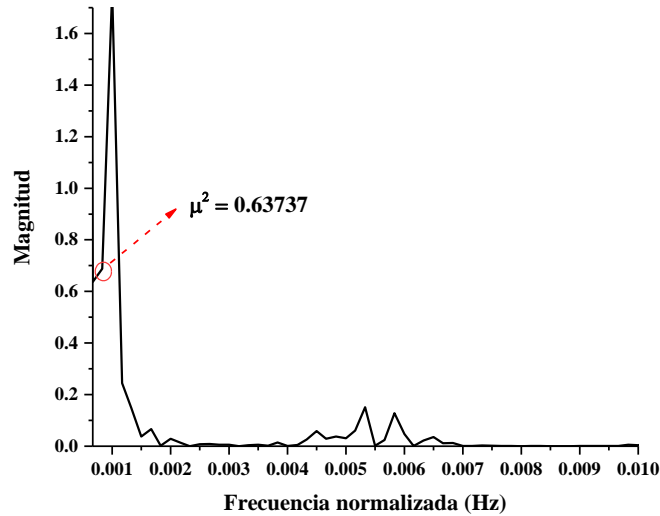


Figura 3.49. Estimación de la media en la realización de la demanda con modelo Logistic.

Aplicando la regla de integración trapezoidal en todo el intervalo del espectro se obtiene la varianza de la realización de la demanda con modelo Logistic. El valor de $\sigma^2 = 0.02223$, se muestra en la figura 3.50.

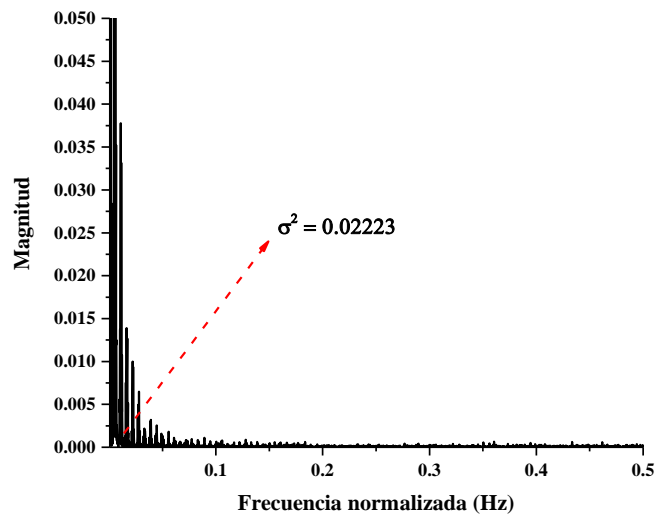


Figura 3.50. Estimación de la varianza en la realización de la demanda con modelo Logistic.

El valor medio cuadrático estimado de la realización de la demanda con modelo Logistic, está dada por:

$$\psi^2_{LOG} = 0.63737 + 0.02223 = 0.6596 \quad (3.79)$$

En la figura 3.51 se muestra la estimación del espectro de potencia de la realización de la demanda con modelo de probabilidad Logistic con probabilidad mínima de valores atípicos.

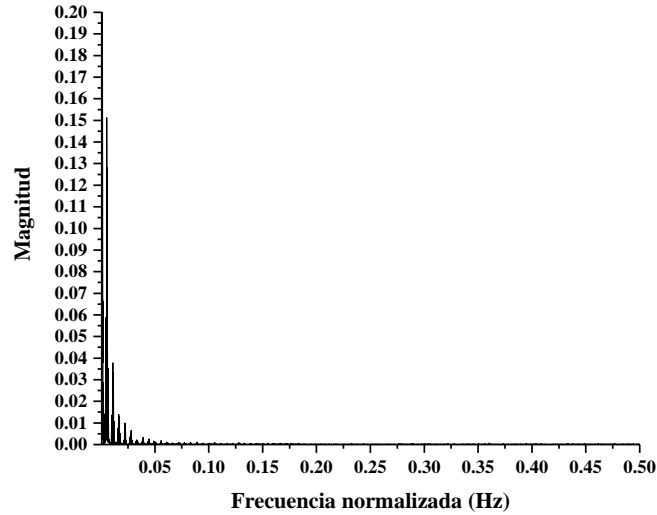


Figura 3.51. Espectro de potencia con la realización de la demanda con modelo Logistic y probabilidad de atípicos.

En la figura 3.52 se muestra un acercamiento en el valor de frecuencia normalizada de 0.00067 Hz se presenta la media aritmética al cuadrado, por lo tanto, la media aritmética, $\mu = \sqrt{0.64128} = 0.80079$.

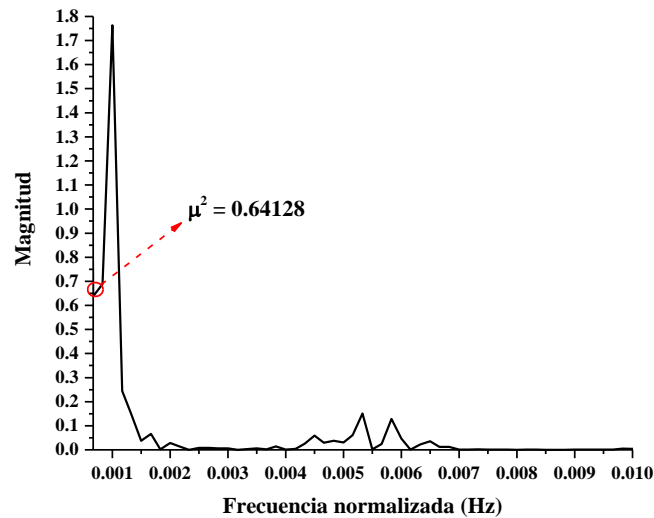


Figura 3.52. Estimación de la media en la realización de la demanda con el modelo Logistic y probabilidad de atípicos.

Aplicando la regla de integración trapezoidal en todo el intervalo del espectro se obtiene la varianza de la realización de la demanda con modelo Logistic. El valor de $\sigma^2 = 0.02223$, se muestra en la figura 3.53.

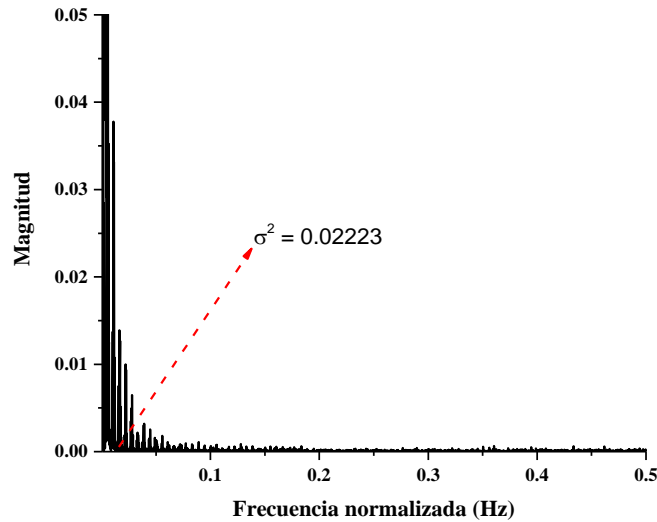


Figura 3.53. Estimación de la varianza en la realización de la demanda con el modelo Logistic y probabilidad de atípicos.

El valor medio cuadrático estimado de la realización de la demanda con modelo Logistic y probabilidad mínima de atípicos, está dada por:

$$\psi^2_{LOG,ve} = 0.64128 + 0.02223 = 0.66351 \quad (3.80)$$

El valor de la varianza estimado con el espectro de potencia en las tres realizaciones cuantifica la variación de la demanda caracterizada por los dos modelos de probabilidad, en ese sentido representa un valor estimado de potencia activa que debe ser suministrada. Sin embargo, la varianza es una cantidad elevada al cuadrado, por lo que, calculando la raíz cuadrada, se obtiene la desviación estándar. Una vez obtenido este valor es posible convertirlo a MW multiplicando por la demanda máxima. En la tabla 3.25 se presentan los resultados.

Tabla 3.25 Valor del área espectral de las realizaciones de la demanda con modelos probabilísticos.

Demanda con modelo	σ ($\times 100\%$)	σ (MW)
Pearson 5	0.14798	6,620.3295
Logistic	0.14909	6,622.6184
Logistic con valores extremos	0.14909	6,619.1305

Los valores obtenidos en la tabla 3.25 son considerados como la cantidad total de reserva de potencia activa necesaria en cada realización de la demanda.

De la tabla 3.25 se concluye que el nivel de varianza en forma porcentual es idéntico cuando en la distribución Logistic se aplica el límite estimado con la desigualdad de Tchebychev. Debido a esto en la siguiente sección de resultados donde se calcula el área espectral por cada ancho de banda se emplean los dos modelos de probabilidad.

CAPÍTULO 4:

PRUEBAS Y RESULTADOS

4.1. INTRODUCCIÓN

Los resultados de este trabajo se describen a continuación.

En la sección 4.2 se muestran los resultados de la metodología presentada en el capítulo 3. Como resultado se obtienen los valores de reserva calculando el área espectral, acorde con su clasificación en la frecuencia. Se estima el espectro de la demanda iterativamente para obtener valores de servicios de reserva por hora.

En la sección 4.3 se describe la medición del servicio de regulación secundaria en el tiempo. La simulación emplea el modelo lineal de una máquina térmica con un solo recalentamiento y el modelo lineal de primer orden de una máquina hidráulica. Se considera el efecto de banda muerta del gobernador y la tasa de rampa de la unidad térmica. Se calcula y evalúa el cumplimiento del estándar de rendimiento de control 1 y 2 propuestos por el NERC.

4.2. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL ESPECTRO DE POTENCIA

4.2.1. Introducción

Se muestran los resultados de la metodología descrita en el capítulo 3.

En la sección 4.2.2 se describe y analiza el espectro de potencia estimado para las dos realizaciones de la demanda con variación de 20 segundos empleando los dos modelos de probabilidad. En la sección 4.2.3 se describe y analizan los resultados de la potencia o varianza estimada iterativamente de las dos realizaciones de la demanda con variación de 20 segundos empleando los dos modelos de probabilidad. En la sección 4.2.4 se comparan los requerimientos estimados de regulación con fórmulas determinísticas empleadas en diferentes sistemas de potencia.

4.2.2. Área espectral en cada ancho de banda por categoría de servicio de reserva de potencia activa

Considerando los anchos de banda calculados en la tabla 3.22, se aplica la regla de integración trapezoidal al espectro de potencia con cada modelo de probabilidad para estimar el nivel de reserva por categoría de servicio de reserva de potencia activa.

4.2.2.1. Servicio de regulación secundaria

En la figura 4.1 se muestra el área espectral del ancho de banda calculado para el servicio de regulación secundaria con modelo de probabilidad Pearson 5. El valor de la varianza en forma porcentual obtenida es de:

$$\sigma^2 = 9.53835 \times 10^{-5}$$

Calculando la desviación estándar resulta:

$$\sigma = 0.00308842$$

Considerando la demanda máxima con valor de 44,738.0019 MW:

$$\sigma = 0.00308842 \times 44,738.0019 = 138.16982 \text{ MW} \quad (4.1)$$

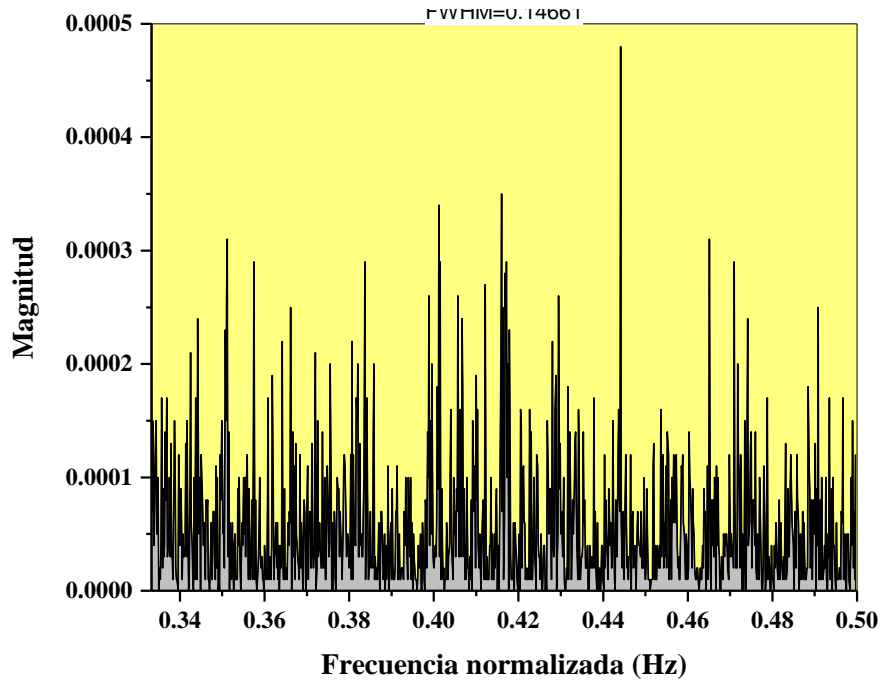


Figura 4.1 Área espectral con modelo Pearson 5 en ancho de banda del servicio de regulación secundaria.

En la figura 4.2 se muestra el área espectral del ancho de banda calculado para el servicio de regulación secundaria con modelo de probabilidad Logistic.

El valor de la varianza en forma porcentual obtenida es de:

$$\sigma^2 = 1.21563 \times 10^{-5}$$

Calculando la desviación estándar resulta:

$$\sigma = 0.00348659$$

Considerando la demanda máxima con valor de 44,420.2724 MW:

$$\sigma = 0.00348659 \times 44,738.0019 = 154.87521 \text{ MW} \quad (4.2)$$

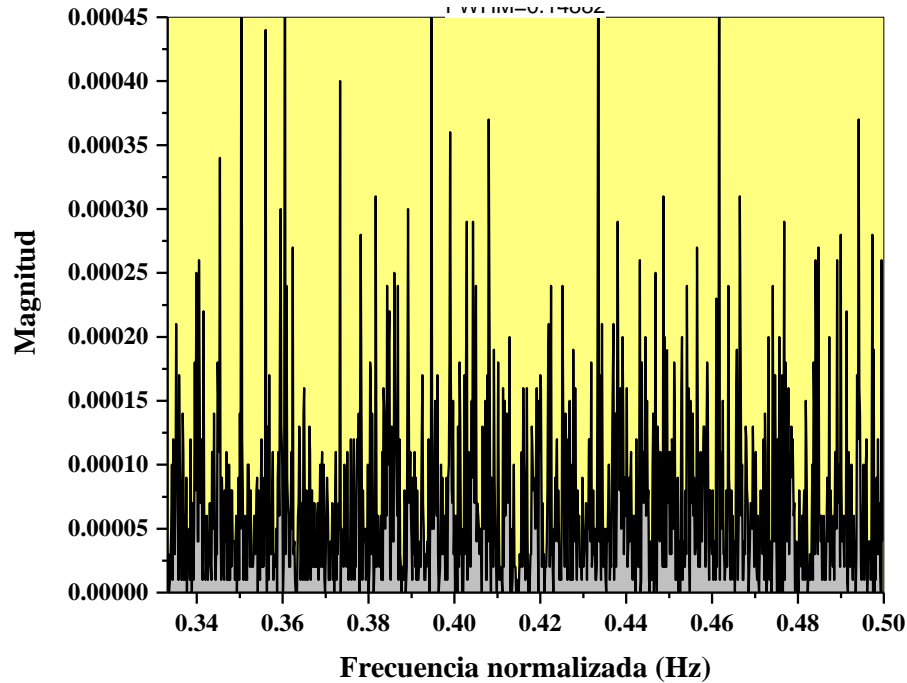


Figura 4.2. Área espectral con modelo Logistic en ancho de banda del servicio de regulación secundaria.

4.2.2.2. Servicios de reserva rodante y no rodante de 10 minutos

En la figura 4.3 se muestra el área espectral del ancho de banda calculado para los servicios de reserva rodante y no rodante de 10 minutos, con modelo de probabilidad Pearson 5.

El valor de la varianza en forma porcentual obtenida es de:

$$\sigma^2 = 3.18208 \times 10^{-5}$$

Calculando la desviación estándar resulta:

$$\sigma = 0.00564099$$

Considerando la demanda máxima con valor de 44,738.0019 MW:

$$\sigma = 0.00564099 \times 44,738.0019 = 252.36674 \text{ MW} \quad (4.3)$$

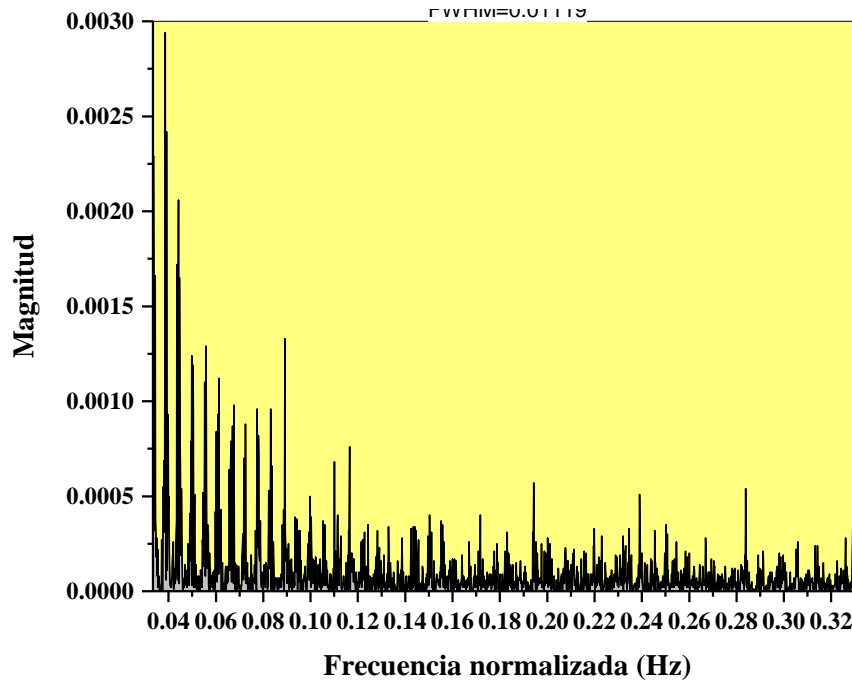


Figura 4.3. Área espectral con modelo Pearson 5 en ancho de banda de los servicios de 10 minutos.

En la figura 4.4 se muestra el área espectral del ancho de banda calculado para los servicios de reserva rodante y no rodante de 10 minutos, con modelo de probabilidad Logistic.

El valor de la varianza en forma porcentual obtenida es de:

$$\sigma^2 = 3.79116 \times 10^{-5}$$

Calculando la desviación estándar resulta:

$$\sigma = 0.00615724$$

Considerando la demanda máxima con valor de 44,420.2724 MW:

$$\sigma = 0.00615724 \times 44,738.0019 = 273.50626 \text{ MW} \quad (4.4)$$

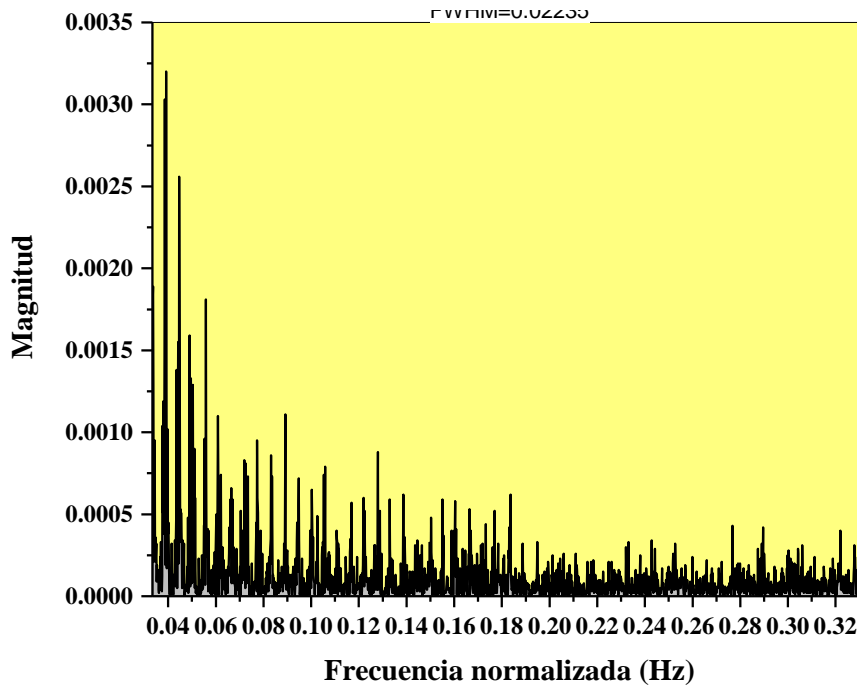


Figura 4.4. Área espectral con modelo Logistic en ancho de banda de los servicios de 10 minutos.

4.2.2.3. Servicios de reserva rodante y no rodante suplementaria

En la figura 4.5 se muestra el área espectral del ancho de banda calculado para los servicios de reserva rodante y no rodante suplementaria, con modelo de probabilidad Pearson 5.

El valor de la varianza en forma porcentual obtenida es de:

$$\sigma^2 = 3.74878 \times 10^{-4}$$

Calculando la desviación estándar resulta:

$$\sigma = 0.01936177$$

Considerando la demanda máxima con valor de 44,738.0019 MW:

$$\sigma = 0.01936177 \times 44,738.0019 = 866.20674 \text{ MW} \quad (4.5)$$

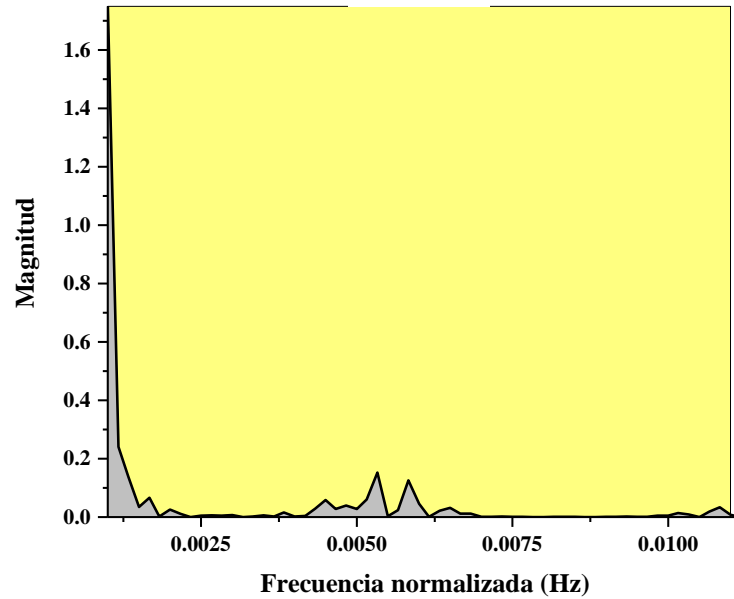


Figura 4.5. Área espectral con modelo Pearson 5 en ancho de banda de los servicios de 30 minutos.

En la figura 4.6 se muestra el área espectral del ancho de banda calculado para los servicios de reserva rodante y no rodante suplementaria, con modelo de probabilidad Logistic.

El valor de la varianza en forma porcentual obtenida es de:

$$\sigma^2 = 3.74878 \times 10^{-4}$$

Calculando la desviación estándar resulta:

$$\sigma = 0.01950623$$

Considerando la demanda máxima con valor de 44,420.2724 MW:

$$\sigma = 0.01950623 \times 44,420.2724 = 866.47204 \text{ MW} \quad (4.6)$$

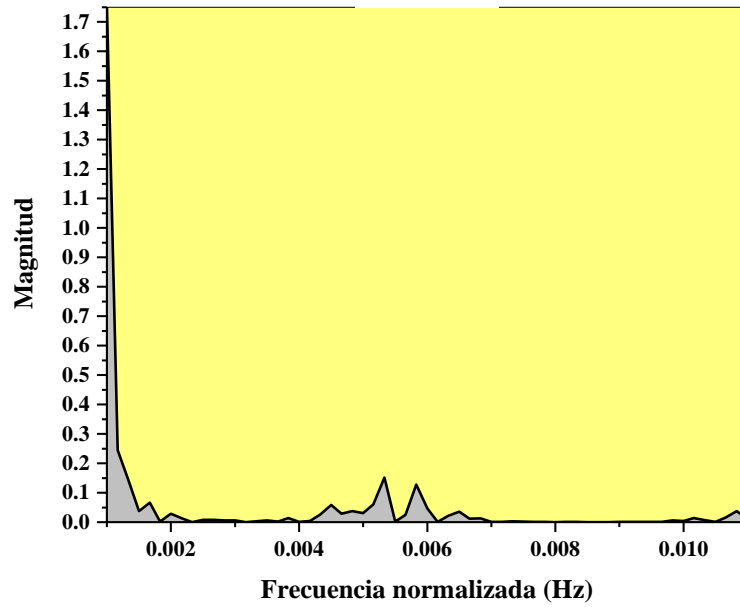


Figura 4.6. Ancho de banda con modelo Logistic en ancho de banda de los servicios de 30 minutos.

4.2.3. Área espectral iterativa por cada servicio de reserva de potencia activa.

En este paso se estima iterativamente el área espectral sobre cada estrato, el cual es correspondiente con el nivel de reserva de potencia activa requerida en cada hora.

4.2.3.1. Servicio de regulación secundaria

En la figura 4.7 se muestran veinticuatro valores estimados de área espectral considerando los modelos de probabilidad Pearson 5 y Logistic.

Cada valor de área representa el nivel de reserva de regulación secundaria por estrato o por hora. El ancho de banda de frecuencia del servicio de regulación secundaria es de 0.3332 a 0.5 Hz, frecuencia normalizada. De la misma forma en que se realizó en la sección 3.3.5 se obtiene el valor de la varianza; se obtiene la raíz cuadrada y se multiplica por el valor de demanda máxima en MW.

Con el modelo Pearson 5, se observa que el valor máximo de reserva de regulación estimado ocurre en la hora 11, el cual tiene un valor de 153.74 MW. El valor mínimo ocurre en la hora 18, con valor de 100.23 MW.

Con el modelo Logistic el valor máximo de reserva de regulación estimado ocurre en la hora 12, el cual tiene un valor de 173.23 MW. El valor mínimo ocurre en la hora 25, con valor de 125.95 MW.

Los valores máximos del requerimiento del servicio de reserva de regulación secundaria ocurren en el intervalo de rampa de la demanda (de las 5:00 a las 17:00 horas).

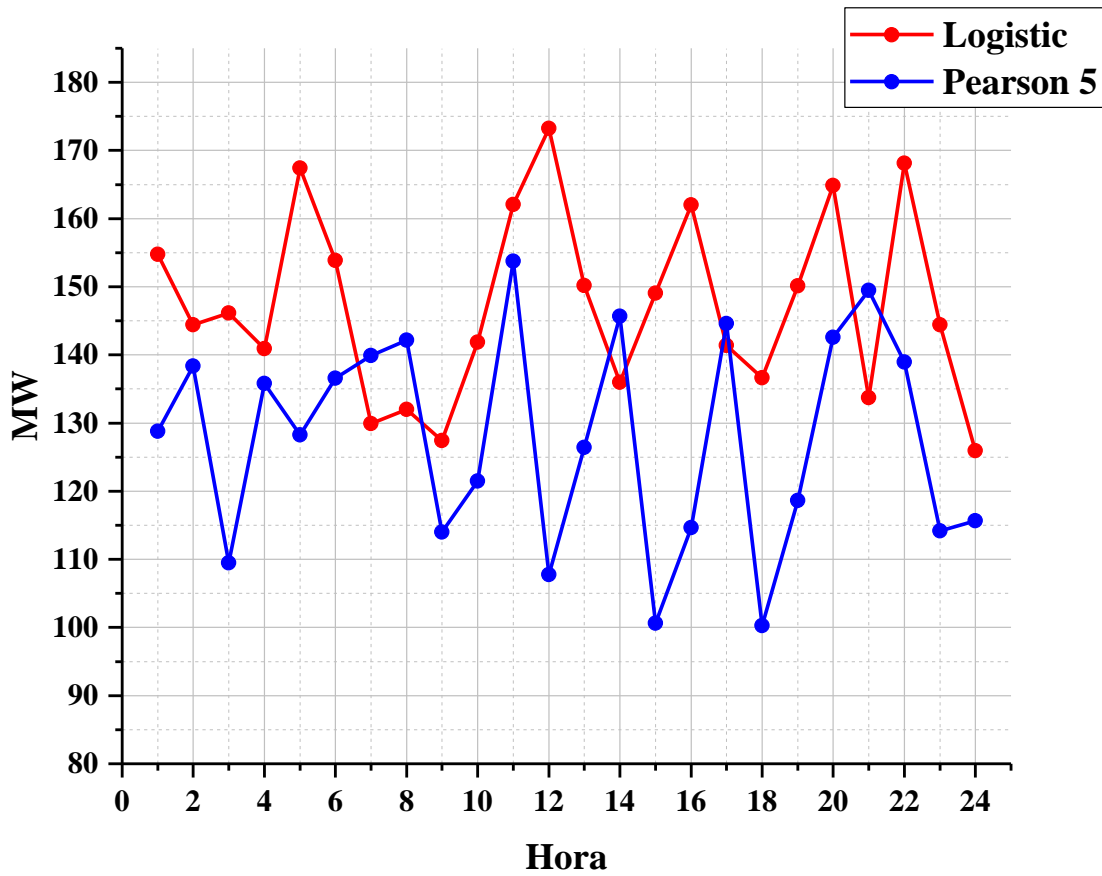


Figura 4.7. Requerimientos de servicio de reserva de regulación, con modelos de probabilidad.

Considerando que:

$$R_{Sec}^{Log} = \text{Reserva de regulación secundaria con modelo Logistic (MW)}$$

$$R_{Sec}^{P5} = \text{Reserva de regulación secundaria con modelo Pearson 5 (MW)}$$

Entonces si se estima un promedio el resultado esta dado por:

$$\overline{R_{Sec}^{Log}} = 147.34 \text{ MW}$$

$$\overline{R_{Sec}^{P5}} = 127.82 \text{ MW}$$

El total esta dado por:

$$\text{Total } R_{Sec}^{Log} = 3,067.88167 \text{ MW}$$

$$\text{Total } R_{Sec}^{P5} = 3,536.31785 \text{ MW}$$

$$R_{Sec}^{Log} = \begin{bmatrix} 154.77135 \\ 144.41713 \\ 146.11502 \\ 140.89001 \\ 167.38841 \\ 153.87634 \\ 129.88658 \\ 131.99624 \\ 127.43277 \\ 141.86697 \\ 162.05791 \\ 173.23906 \\ 150.17731 \\ 135.97248 \\ 149.05633 \\ 161.99702 \\ 141.37934 \\ 136.62393 \\ 150.11161 \\ 164.83453 \\ 133.70428 \\ 168.15288 \\ 144.41713 \\ 125.95321 \end{bmatrix}, \quad R_{Sec}^{P5} = \begin{bmatrix} 128.81127 \\ 138.32655 \\ 109.49392 \\ 135.77081 \\ 128.26628 \\ 136.57919 \\ 139.90912 \\ 142.17959 \\ 113.9722 \\ 121.45358 \\ 153.74519 \\ 107.74338 \\ 126.37991 \\ 145.65638 \\ 100.63565 \\ 114.6725 \\ 144.62212 \\ 100.23709 \\ 118.619 \\ 142.60128 \\ 149.45439 \\ 138.97614 \\ 114.14768 \\ 115.62848 \end{bmatrix}$$

4.2.3.2. Servicios de reserva rodante y no rodante de 10 minutos

En la figura 4.8 se muestran veinticuatro valores estimados de área espectral considerando los modelos de probabilidad Pearson 5 y Logistic. Cada valor de área representa el nivel de reserva rodante y no rodante de 10 minutos por estrato o por hora. El ancho de banda de frecuencia de los servicios de reserva de 10 minutos es de 0.0334 a 0.3332 Hz, frecuencia normalizada.

Con el modelo Pearson 5 se observa que el valor máximo del requerimiento ocurre en la hora 11, el cual tiene un valor de 201.07 MW. El valor mínimo ocurre en la hora 10, con valor de 133.61 MW.

Con el modelo Logistic se observa que el valor máximo del servicio de reserva ocurre en la hora 11, el cual tiene un valor de 229.95 MW. El valor mínimo ocurre en la hora 13, con valor de 175.44 MW.

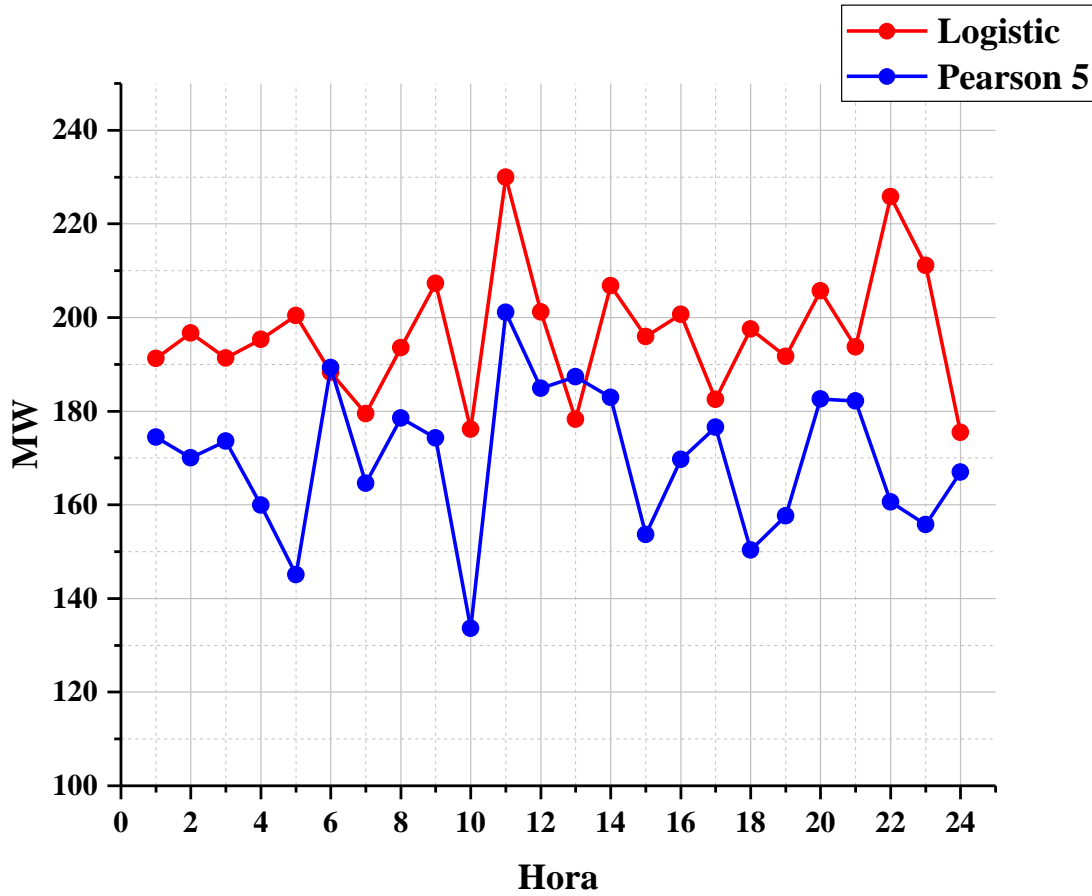


Figura 4.8. Requerimientos de servicios de reserva de 10 minutos, con modelos de probabilidad.

Considerando que:

$R_{10 \text{ min}}^{Log}$ = Reserva rodante y no rodante de 10 minutos con modelo Logistic (MW)

$R_{10 \text{ min}}^{P5}$ = Reserva rodante y no rodante de 10 minutos con modelo Pearson 5 (MW)

Entonces si se estima un promedio el resultado está dado por:

$$\overline{R_{10 \text{ min}}^{Log}} = 196.50 \text{ MW}$$

$$\overline{R_{10 \text{ min}}^{P5}} = 169.82 \text{ MW}$$

El total esta dado por:

$$\text{Total } R_{10 \text{ min}}^{Log} = 4,075.6809 \text{ MW}$$

$$\text{Total } R_{10 \text{ min}}^{P5} = 4,716.0588 \text{ MW}$$

$$R_{10 \text{ min}}^{Log} = \begin{bmatrix} 191.26525 \\ 196.65693 \\ 191.31683 \\ 195.34822 \\ 200.4334 \\ 188.30214 \\ 179.4491 \\ 193.52154 \\ 207.30518 \\ 176.11952 \\ 229.95805 \\ 201.21942 \\ 178.23548 \\ 206.78102 \\ 195.95332 \\ 200.67937 \\ 182.50192 \\ 197.50794 \\ 191.67746 \\ 205.72869 \\ 193.72536 \\ 225.80184 \\ 211.12484 \\ 175.44602 \end{bmatrix}, \quad R_{10 \text{ min}}^{P5} = \begin{bmatrix} 174.47821 \\ 170.00441 \\ 173.61573 \\ 159.93445 \\ 145.03671 \\ 189.33215 \\ 164.56046 \\ 178.50407 \\ 174.30605 \\ 133.61617 \\ 201.07231 \\ 184.89302 \\ 187.36626 \\ 182.93412 \\ 153.61495 \\ 169.70982 \\ 176.53096 \\ 150.32235 \\ 157.66576 \\ 182.16664 \\ 182.16664 \\ 160.61127 \\ 155.81418 \\ 166.97527 \end{bmatrix}$$

4.2.3.3. Servicios de reserva rodante y no rodante suplementaria de 30 minutos

En la figura 4.9 se muestran veinticuatro valores estimados de área espectral considerando los modelos de probabilidad Pearson 5 y Logistic. Cada valor de área representa el nivel de reserva rodante y no rodante suplementaria de 30 minutos por estrato o por hora. El ancho de banda de frecuencia de los servicios de reserva de 10 minutos es de 0.0 a 0.0112 Hz, frecuencia normalizada.

Con el modelo Pearson 5 se observa que el valor máximo del requerimiento ocurre en la hora 4, el cual tiene un valor de 41.72 MW. El valor mínimo ocurre en la hora 14, con valor de 10.00 MW.

Con el modelo Logistic se observa que el valor máximo del servicio de reserva ocurre en la hora 11, el cual tiene un valor de 51.80 MW. El valor mínimo ocurre en la hora 11, con valor de 8.88 MW.

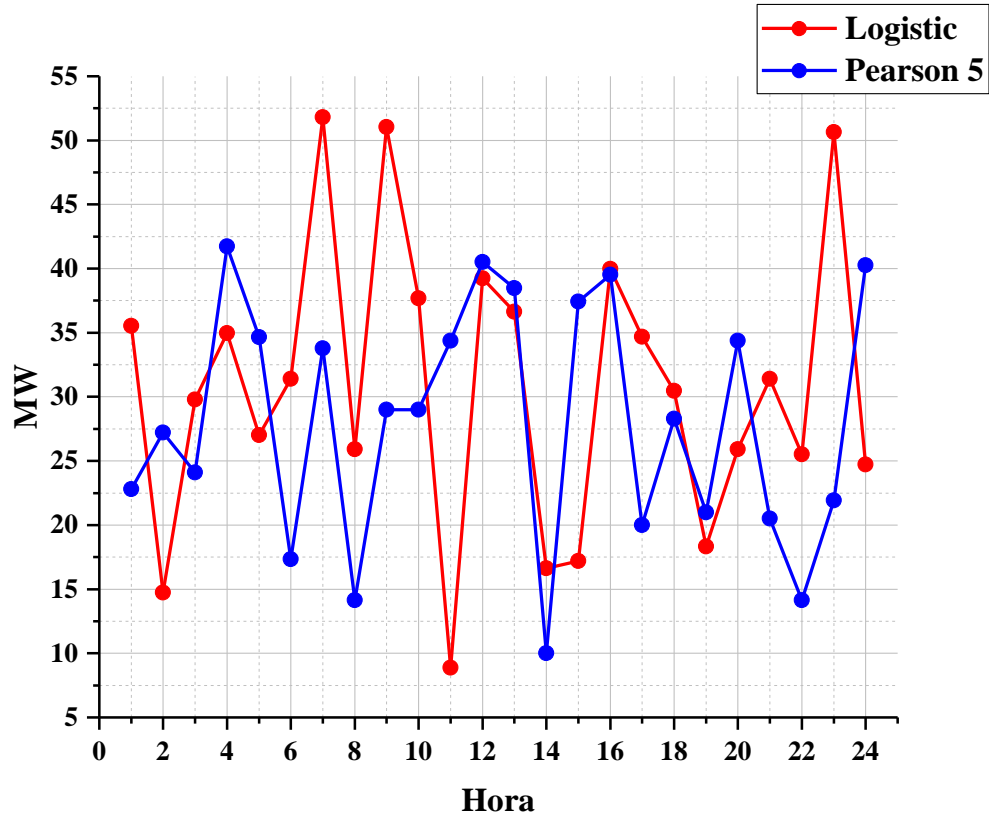


Figura 4.9. Requerimientos de servicios de reserva de 30 minutos, con modelos de probabilidad.

Considerando que:

$R_{30 \text{ min}}^{Log}$ = Reserva suplementaria (rodante y no rodante)
de 30 minutos con modelo Logistic (MW)

$R_{30 \text{ min}}^{P5}$ = Reserva suplementaria (rodante y no rodante)
de 30 minutos con modelo Pearson 5 (MW)

Entonces si se estima un promedio el resultado está dado por:

$$\overline{R_{30 \text{ min}}^{Log}} = 30.83 \text{ MW}$$

$$\overline{R_{30 \text{ min}}^{P5}} = 28.10 \text{ MW}$$

El total esta dado por:

$$Total R_{30 \text{ min}}^{Log} = 674.52487 \text{ MW}$$

$$Total R_{30 \text{ min}}^{P5} = 740.12015 \text{ MW}$$

$$R_{30 \text{ min}}^{Log} = \begin{bmatrix} 35.53622 \\ 14.73254 \\ 29.79802 \\ 34.97656 \\ 27.0198 \\ 31.40988 \\ 51.80249 \\ 25.90125 \\ 51.03501 \\ 37.69185 \\ 8.88405 \\ 39.23092 \\ 36.6299 \\ 16.62054 \\ 17.2039 \\ 39.97825 \\ 34.69334 \\ 30.453 \\ 18.31495 \\ 25.90125 \\ 31.40988 \\ 25.5175 \\ 50.6469 \\ 24.73216 \end{bmatrix}, \quad R_{30 \text{ min}}^{P5} = \begin{bmatrix} 22.81199 \\ 27.21306 \\ 24.09215 \\ 41.72883 \\ 34.65391 \\ 17.32695 \\ 33.77645 \\ 14.1474 \\ 28.99354 \\ 28.99354 \\ 34.36391 \\ 40.51198 \\ 38.48508 \\ 10.00372 \\ 37.4305 \\ 39.51153 \\ 20.00744 \\ 28.98398 \\ 20.98398 \\ 34.36391 \\ 20.50153 \\ 14.1474 \\ 21.91706 \\ 40.2642 \end{bmatrix}$$

4.2.4. Comparación de los requerimientos de regulación estimados con criterios determinísticos

Considerando las fórmulas presentadas en la sección 2.4.1.5 y el valor de demanda máxima de la tabla 3.23 se calcula el nivel de reserva de regulación secundaria. Los resultados se presentan en la tabla 4.1 y 4.2.

Tabla 4.1. Comparación del nivel de requerimiento de reserva de regulación, demanda máxima 41,738.00.

Método	Alemania R_{sec} (MW)	España R_{sec} (MW)	UCTE R_{sec} (MW)	Espectro Pearson 5 (MW)
Requerimiento	185.07	1,269.08	535.47	127.82

Tabla 4.2 Comparación del nivel de requerimiento de reserva de regulación, demanda máxima 44,420.2724.

Método	Alemania	España	UCTE	Espectro
	R_{sec} (MW)	R_{sec} (MW)	R_{sec} (MW)	Logistic (MW)
Requerimiento	184.41	1,264.56	533.15	147.34

En la tabla 4.1 se observa que la formula determinista utilizada por el operador de la red eléctrica en España es mayor que los otros métodos.

El nivel estimado de reserva regulación con el espectro de potencia y el modelo Pearson 5 es el menor. Comparando con el nivel estimado por el operador de Alemania se tiene una diferencia 57.25 MW. El nivel estimado con el modelo Logistic tiene una diferencia de 37.07 MW con respecto al requerimiento calculado por el operador de Alemania.

En México, el organismo regulador (CRE) establece en [10] que la reserva operativa, es decir la reserva rodante y no rodante deberá de ser $\geq 6\%$ en condiciones normales de operación para el SIN.

Considerando una demanda máxima pronosticada de 41,738.00 MW el 6% está dado por:

$$R_{operativa} = 2,684.28 \text{ MW}$$

Comparado con la cantidad total de reserva rodante y no rodante estimada utilizando el espectro de potencia y el modelo Logistic, se obtiene un valor de 4,075.6809 MW por lo que es mayor que la regla establecida por la CRE.

Considerando una demanda máxima pronosticada de 44,420.2724 MW la reserva operativa está dada por:

$$R_{operativa} = 2,665.22 \text{ MW}$$

Comparado con la cantidad total de reserva rodante y no rodante estimada utilizando el espectro de potencia y el modelo Pearson 5, se obtiene un valor de 4,716.0588 MW por lo que es mayor que la regla establecida por la CRE.

4.3. SIMULACIÓN Y MEDICIÓN DEL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA EN EL TIEMPO

4.3.1. Introducción

Como se definió en el capítulo 2, el servicio de regulación se compone de centrales eléctricas que puedan seguir momento a momento las fluctuaciones aleatorias de la carga, así como corregir las fluctuaciones no intencionales en la generación. De acuerdo con [104] en ciertas áreas de control a cargo del Operador Independiente del Sistema del Medio Oeste (MISO, por sus siglas en inglés) la generación sigue a la carga en un nivel de 1 a 2 minutos.

En la figura 4.10 se muestra el sistema de prueba de dos áreas utilizado para simular el servicio de regulación secundaria [48, 105, 106]. Se asume que en el área de control A, hay dos compañías privadas de generación participando con control secundario y las tres compañías restantes solo con control primario. En el área de control B dos compañías de generación privadas con tecnología térmica participan con control secundario. Las dos compañías restantes también de tecnología térmica participan solo con control primario. Los parámetros del sistema de prueba se encuentran en el anexo B así como el programa simulado en MATLAB SIMULINK®.

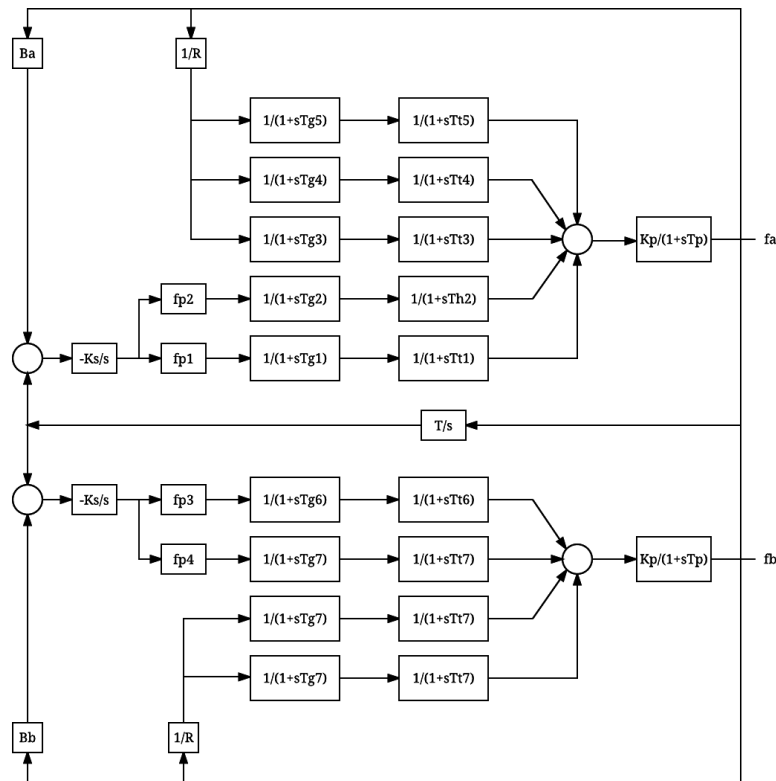


Figura 4.10. Sistema de prueba de dos áreas de control interconectadas, con nueve compañías de generación.

Con la finalidad de simular el servicio de regulación, se asume que el operador independiente del sistema asigna las centrales eléctricas participantes de este servicio, señaladas anteriormente. En ambas áreas de control se considera que las centrales eléctricas con control secundario operan con un factor de participación igual a 0.5.

Como se menciona en el capítulo 2 en la sección 2.3, el servicio de regulación secundaria es activado automáticamente para responder a las fluctuaciones aleatorias de la demanda, por tanto, para efectuar la simulación se asume que la demanda varía aleatoriamente durante una hora de acuerdo con una distribución probabilística normal con media igual a 0.05 MW pu y desviación estándar igual a 0.02 (la estimación de este parámetro se describe en el anexo D). La capacidad total de ambas áreas de control es de 2000 MW, la variación de la demanda es igual a 100 (± 40) MW.

El sistema de prueba utiliza el modelo lineal de una turbina térmica con un solo recalentamiento. Se considera una banda muerta del gobernador para las turbinas térmicas con un valor igual a 0.06% (0.036 Hz). Se considera una tasa de rampa para las turbinas térmicas con un valor igual a 10% MW pu/minuto. Las dos características anteriores se modelaron con el uso de no linealidades, descritas en el anexo C. La turbina hidráulica es modelada con el modelo lineal de primer orden.

Para evaluar el rendimiento del control automático, así como obtener un índice de confiabilidad del área de control en el tiempo, se calcula el índice de rendimiento de control 1 y el índice de rendimiento de control 2. Para realizar el cálculo de los índices se mide el error de control de área y la variación de la frecuencia durante los quince minutos de simulación.

4.3.2. Cambio de carga en intervalos de 1 segundo

En las figuras 4.11 y 4.12 se grafica la carga eléctrica cambiando en intervalos de 1 segundo y el servicio de regulación secundaria en el área de control A. El servicio de regulación es suministrado por la central eléctrica 1 (CE1), de tecnología térmica y la central eléctrica 2 (CE2), de tecnología hidráulica. La carga es medida cada segundo, en un periodo de 15 minutos (900 segundos). El periodo de simulación corresponde con la duración del servicio de regulación secundaria. En la figura 4.11 se observa que después de 20 segundos la generación de las centrales eléctricas 1 y 2 responde al control automático, siguiendo las fluctuaciones de la carga. En la figura 4.12 se observa que la central hidroeléctrica (CE2) tiene un nivel superior de generación que la central térmica 1 después de los primeros 60 segundos.

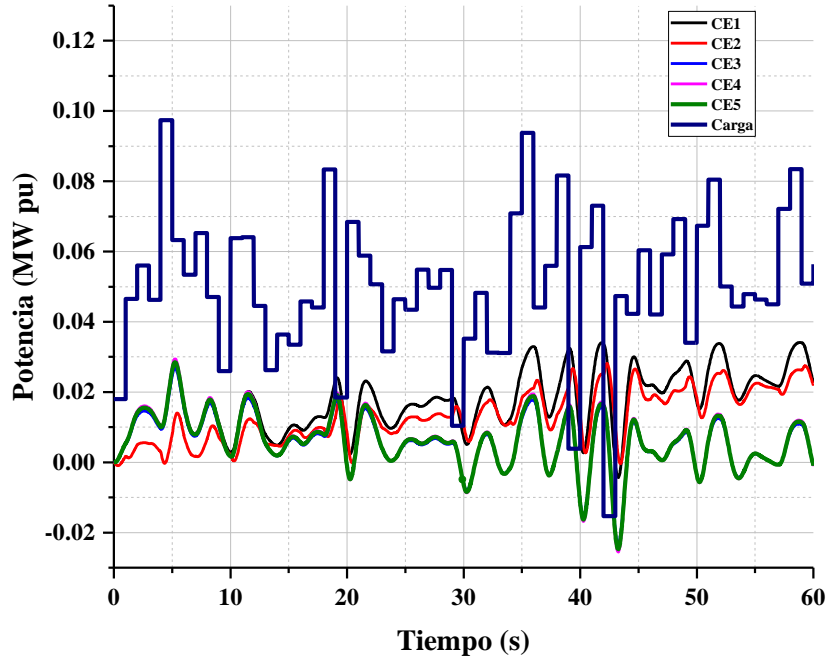


Figura 4.11. Servicio de regulación y carga medida cada segundo en el área de control A, acercamiento de 60 segundos.

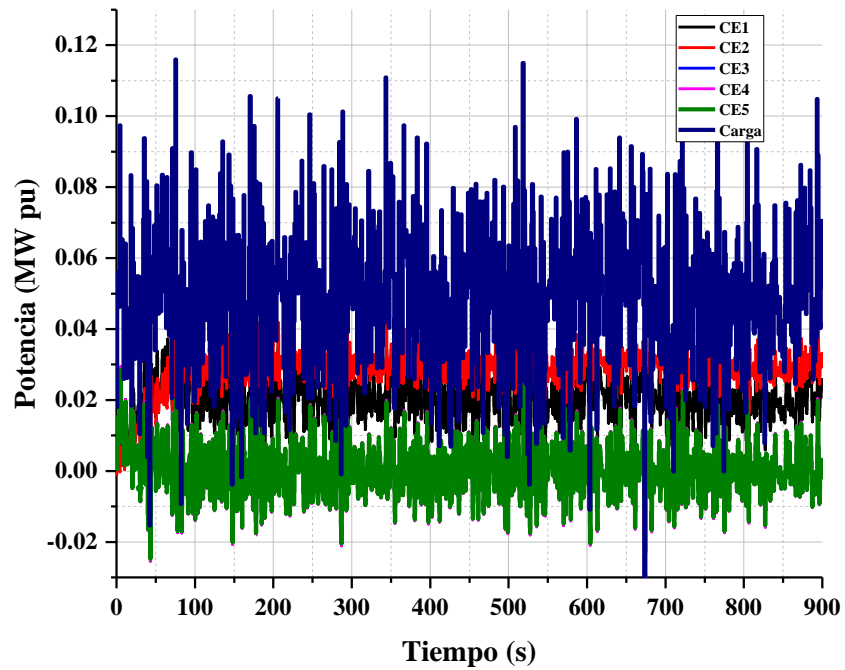


Figura 4.12. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada segundo en el área de control A, simulación completa 15 minutos.

En la parte superior de la figura 4.13 se grafica el error de área de control y en la parte inferior la variación de la frecuencia en el área de control A.

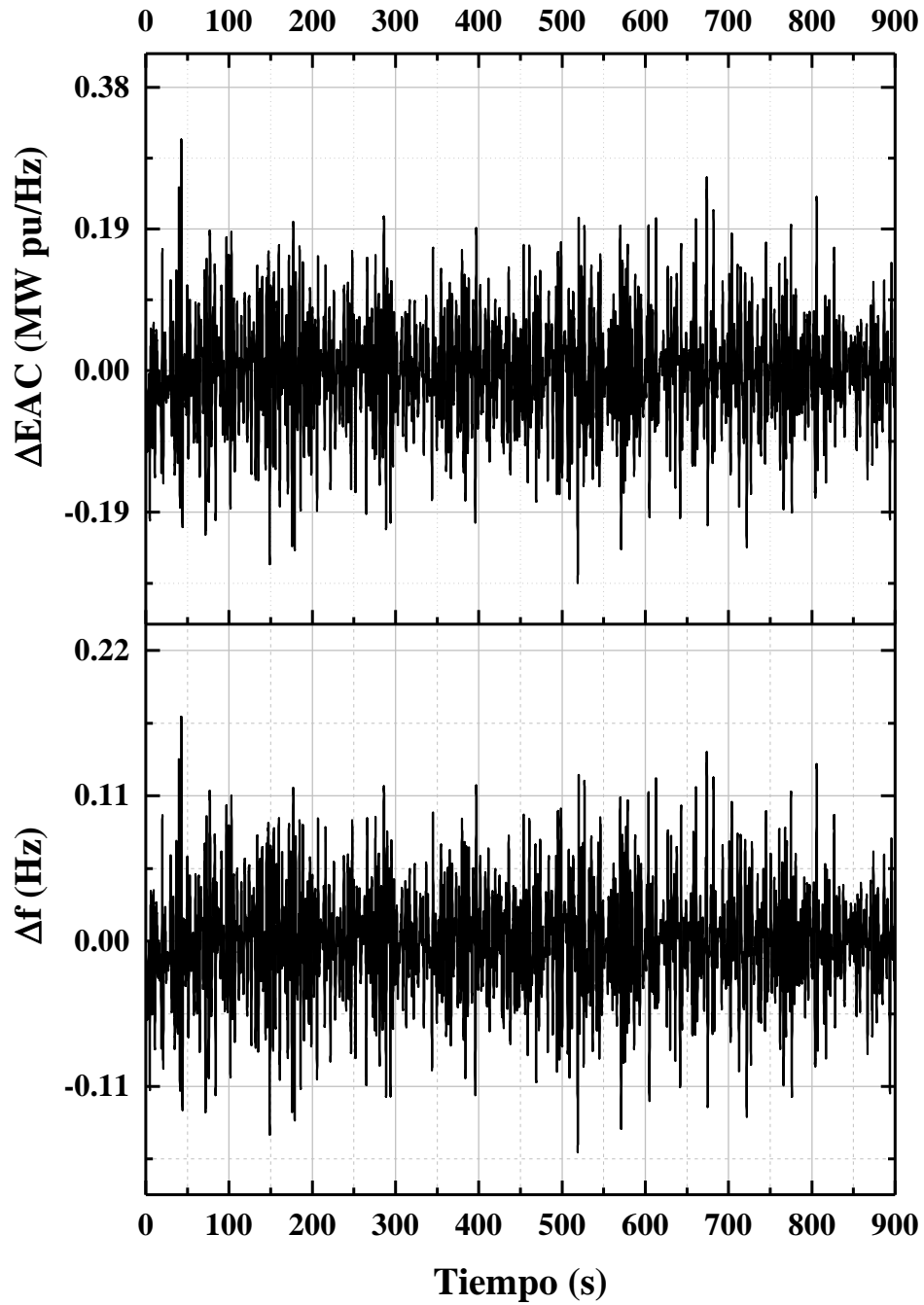


Figura 4.13. Cambio del error de área de control A (superior), cambio de frecuencia en el área de control A (inferior), medición de 1 segundo.

La información de la figura 4.13 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.3. En los minutos 1, 2, 4, 9, 10 y 11 el índice de rendimiento de control 1 no se satisface. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.3. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición 1 segundo.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	166.51	Cumple
1	-234.32	No cumple
2	-163.60	No cumple
3	180.62	Cumple
4	-909.29	No cumple
5	192.48	Cumple
6	98.80	Cumple
7	133.15	Cumple
8	199.18	Cumple
9	24.43	No cumple
10	60.76	No cumple
11	-465.87	No cumple
12	175.97	Cumple
13	134.21	Cumple
14	187.09	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

En las figuras 4.14 y 4.15 se grafica la carga y la generación en el área de control B. En la figura 4.14 las señales de generación de la central eléctrica 1 (CE1) y la central eléctrica 2 (CE2) son iguales, de tal manera que están superpuestas, así como las central eléctrica 3 (CE3) y la central eléctrica 4 (CE4) con control primario. En la figura 4.15 se observa que la generación de las centrales eléctricas 1 y 2 es igual durante los 15 minutos.

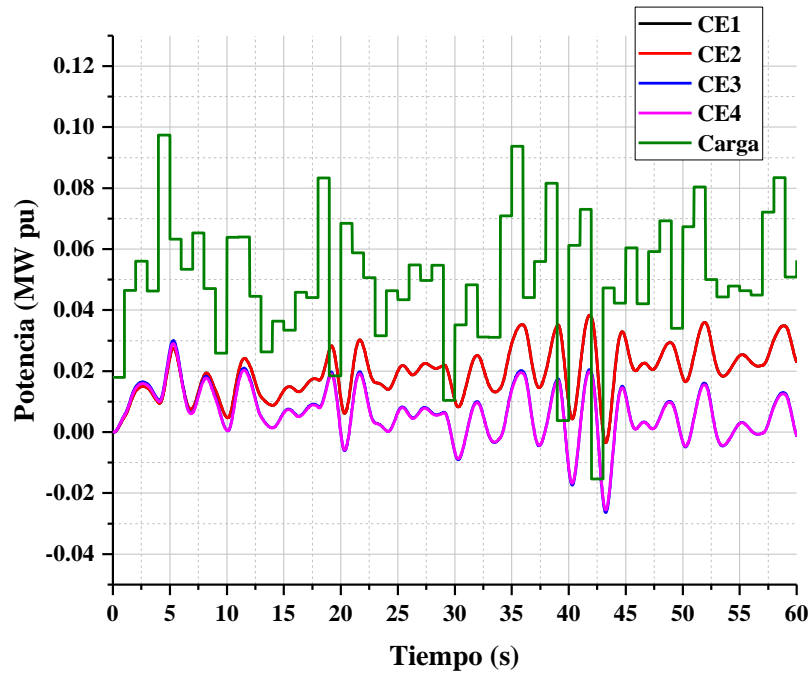


Figura 4.14. Servicio de regulación y carga medida cada segundo en el área de control B, acercamiento de 60 segundos.

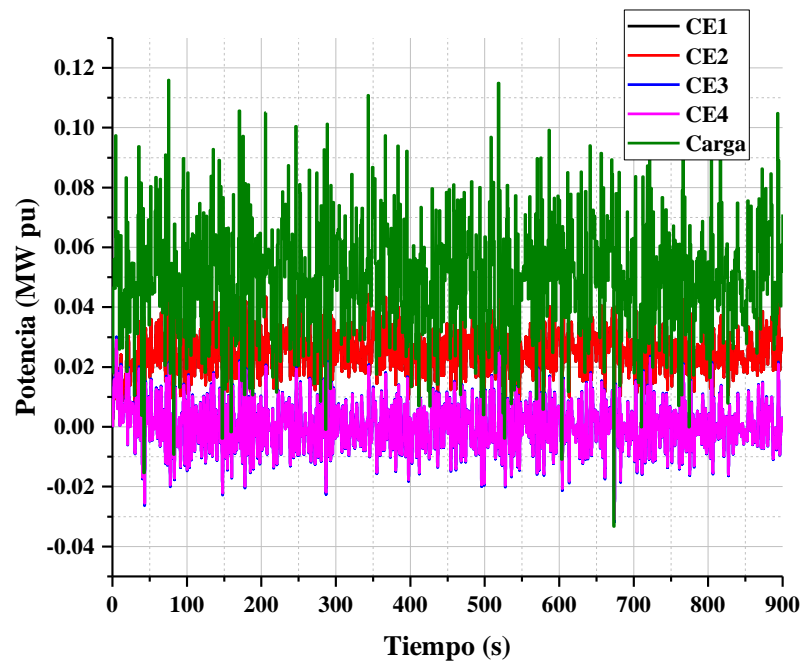


Figura 4.15. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control B, simulación 15 minutos.

En la figura 4.16, (a) se grafica el error de área de control y en 4.16, (b) la variación de la frecuencia en el área de control B.

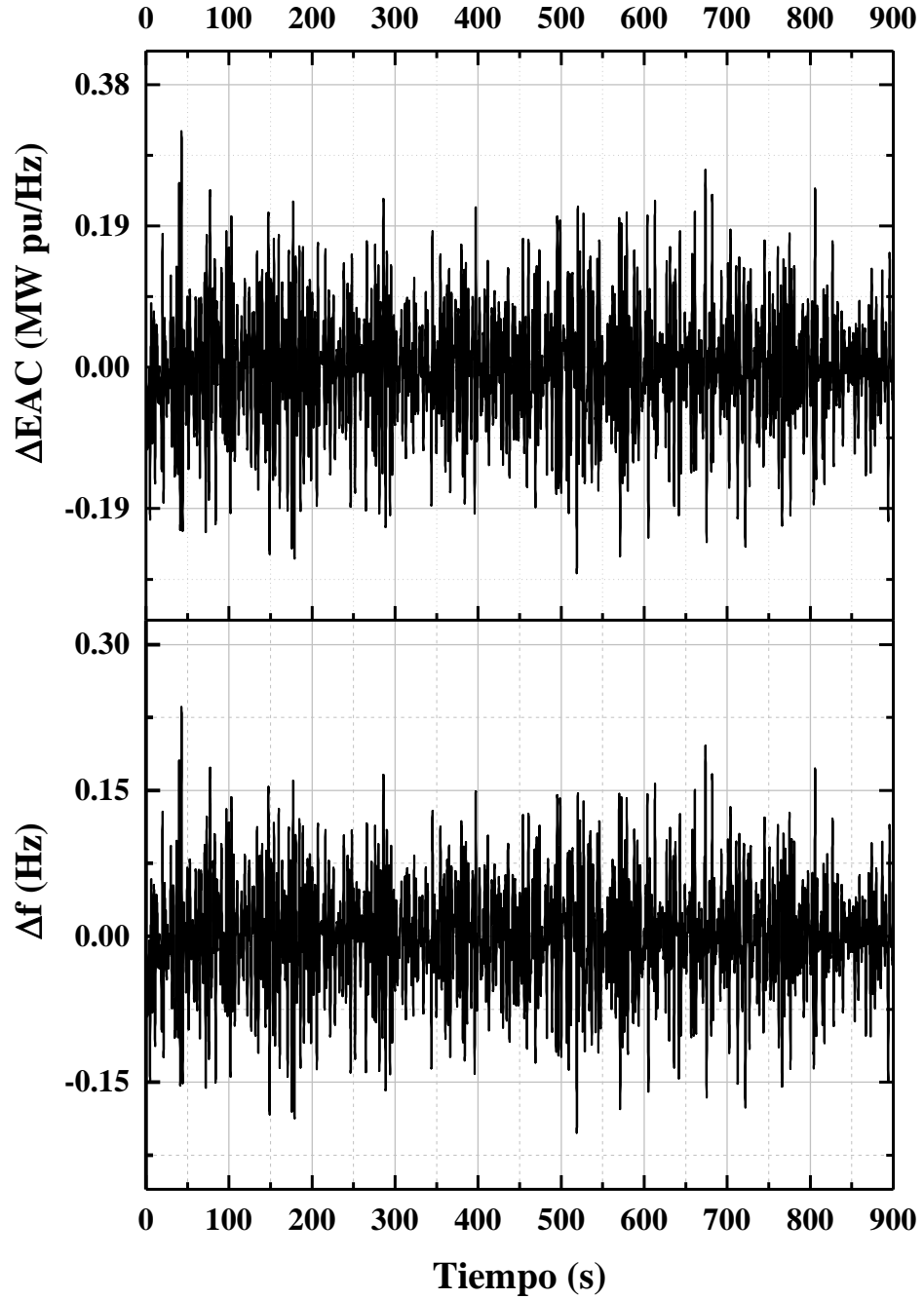


Figura 4.16. (a) Error de área de control B, (b) variación de frecuencia en el área de control B, medición de Isegundo.

Los datos de la figura 4.16 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.4. En los minutos 1, 2, 4, 6, 7, 9, 10, 11 y 13 el índice de rendimiento de control 1 no se satisface.

Tabla 4.4. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B. medición 1 segundo.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	156.74	Cumple
1	-421.45	No cumple
2	-337.69	No cumple
3	167.67	Cumple
4	-1250.12	No cumple
5	112.94	Cumple
6	-76.40	No cumple
7	58.65	No cumple
8	196.05	Cumple
9	-80.07	No cumple
10	73.60	No cumple
11	-835.05	No cumple
12	140.89	Cumple
13	77.22	No cumple
14	190.91	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

4.3.3. Cambio de carga en intervalos de 2 segundos

En las figuras 4.17 y 4.18 se grafica la carga eléctrica y el servicio de regulación secundaria en el área de control A cuando la carga es medida cada 2 segundos. El servicio de regulación es suministrado por la central eléctrica 1 (CE1), de tecnología térmica y la central eléctrica 2 (CE2), de tecnología hidráulica. La carga es medida cada dos segundos, en un periodo de 15 minutos. En la figura 4.17 se observa que después de 20 segundos la generación de las centrales eléctricas 1 y 2 responde al control automático, siguiendo las fluctuaciones de la demanda. En

la figura 4.18 se observa que la central hidroeléctrica (CE2) tiene un nivel de generación superior que la central térmica 1 después de los 60 segundos simulación.

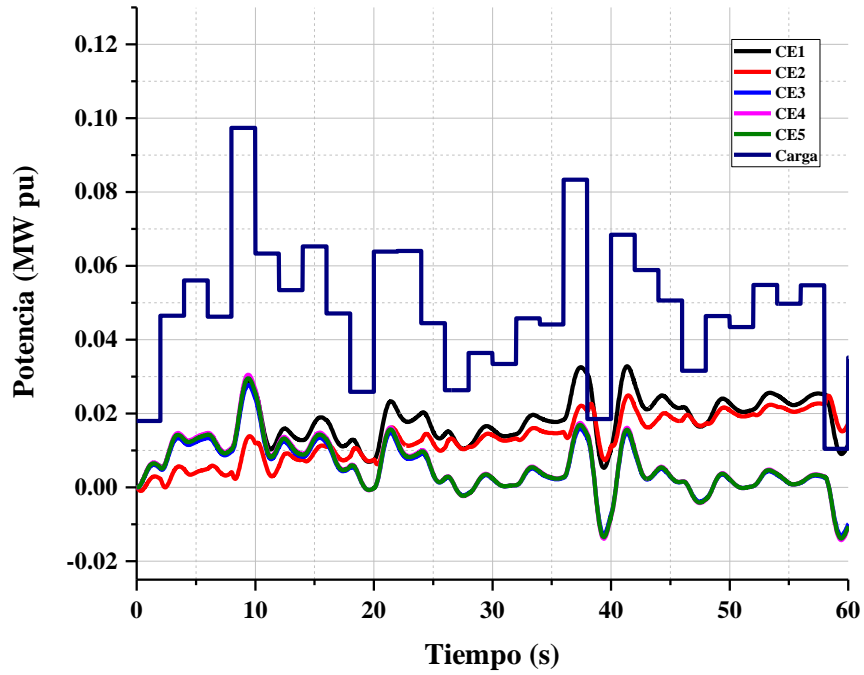


Figura 4.17. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 2 segundos en el área de control A, acercamiento 60 segundos.

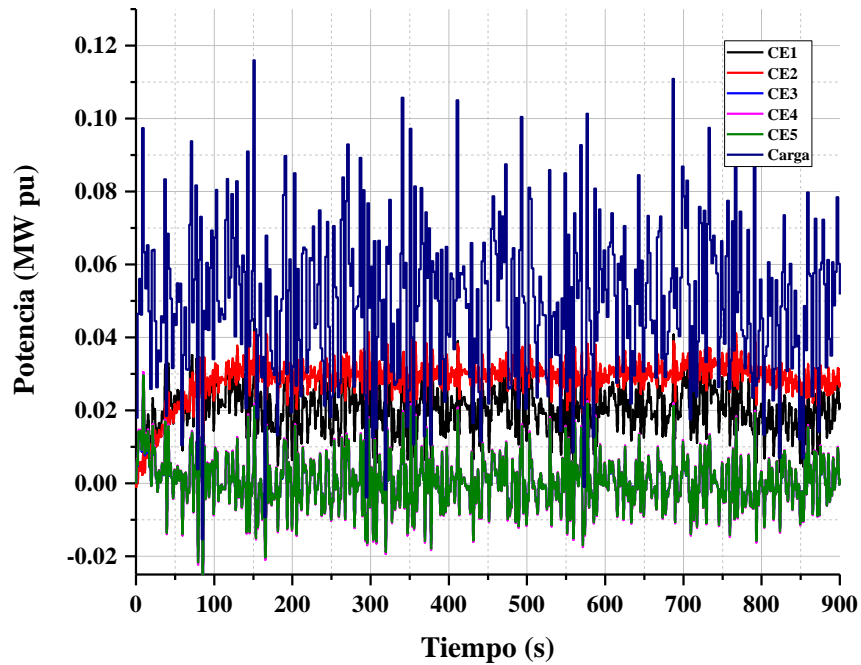


Figura 4.18. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 2 segundos en el área de control A, simulación 15 minutos.

En la figura 4.19, (a) se grafica el error de área de control y en 4.19, (b) la variación de la frecuencia en el área de control A.

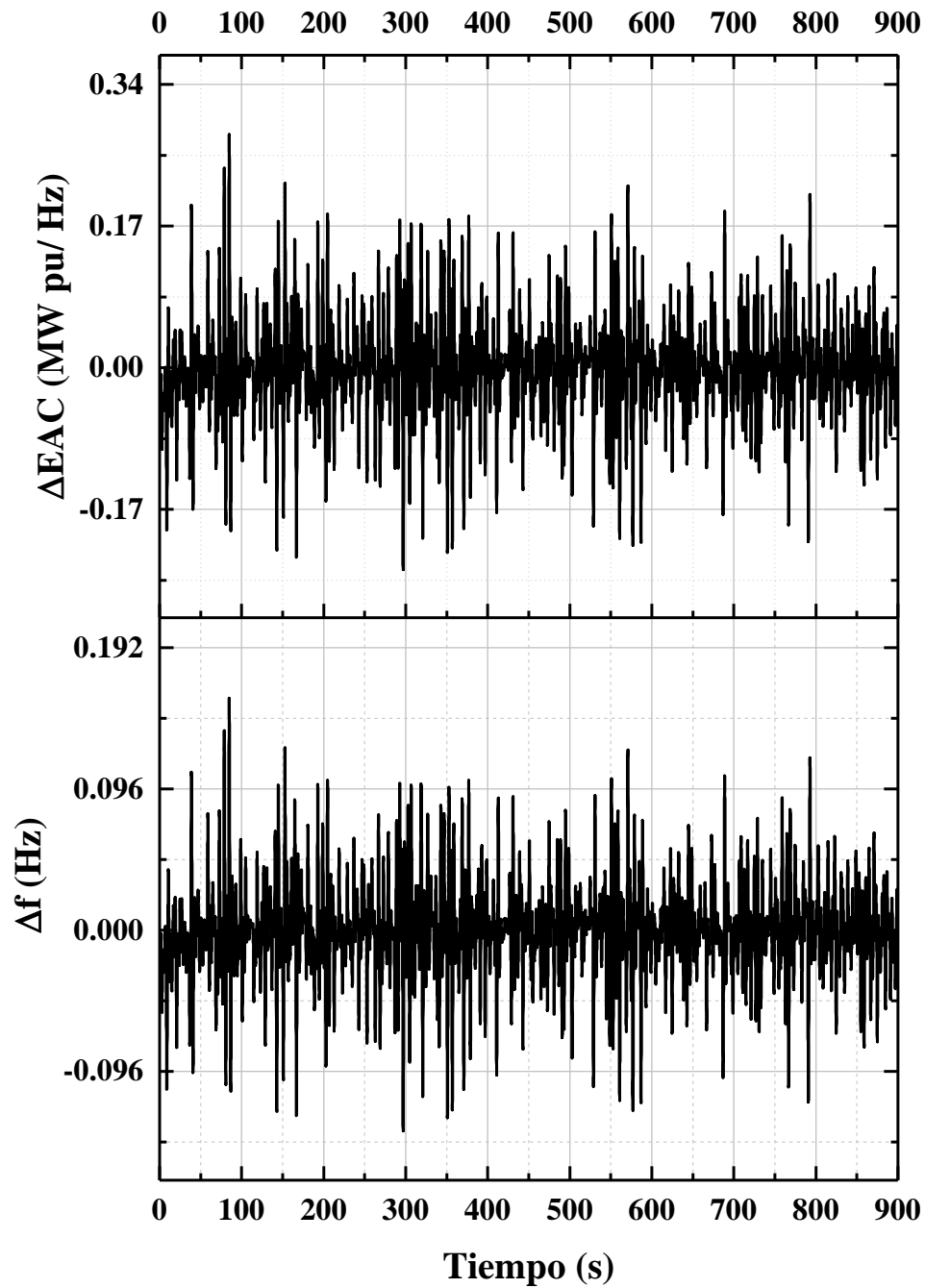


Figura 4.19. (a) Error de área de control A, (b) variación de la frecuencia en el área de control A, medición cada 2 segundos.

La información de la figura 4.19 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.5. En los minutos 2, 3, 5, 8, 9 y 14 el índice de rendimiento de control 1 no se satisface. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.5. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición 2 segundos.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	166.51	Cumple
1	112.43	Cumple
2	26.83	<i>No cumple</i>
3	-88.45	<i>No cumple</i>
4	108.64	Cumple
5	52.62	<i>No cumple</i>
6	190.23	Cumple
7	193.15	Cumple
8	-1092.68	<i>No cumple</i>
9	-829.84	<i>No cumple</i>
10	152.48	Cumple
11	193.59	Cumple
12	117.17	Cumple
13	194.94	Cumple
14	40.01	<i>No cumple</i>
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

En las figuras 4.20 y 4.21 se grafica la carga y la generación en el área de control B. En la figura 109 se observan únicamente dos señales de generación. Las señales de generación de la central eléctrica 1 (CE1) y la central eléctrica 2 (CE2) son iguales, de tal manera que están superpuestas. Ambas centrales tienen mismo factor de participación en el control automático. La respuesta de las centrales eléctricas 3 y 4 con control primario también son iguales. En la figura 4.20 se observa que la generación de las centrales eléctricas 1 y 2 es igual durante los 15 minutos.

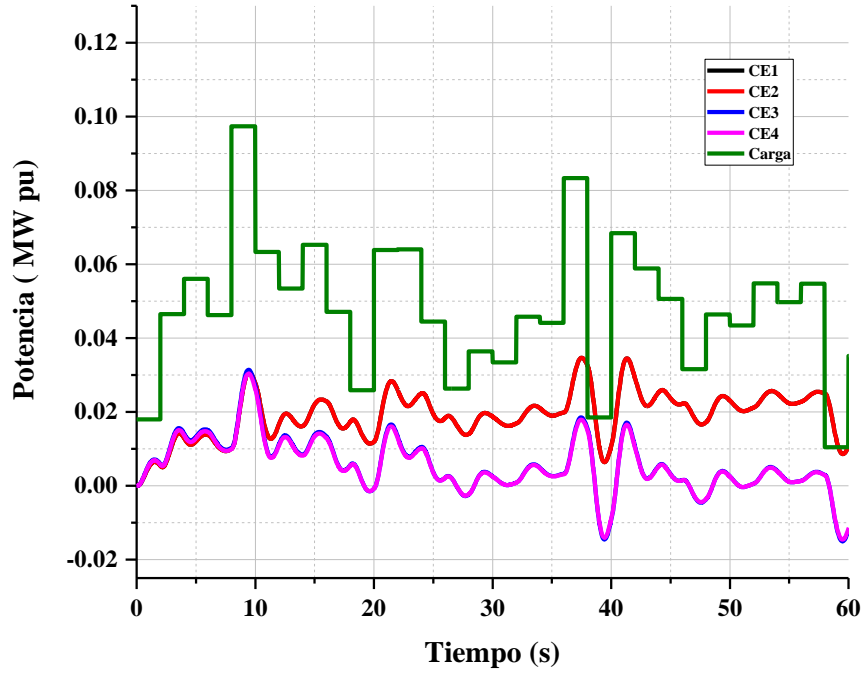


Figura 4.20. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 2 segundos en el área de control B, acercamiento de 60segundos.

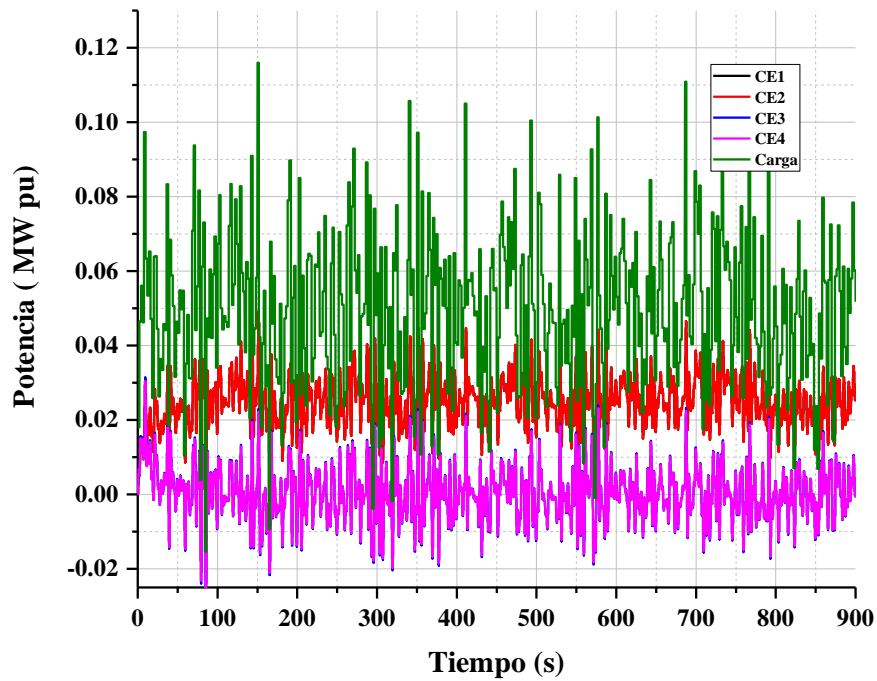


Figura 4.21. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 2 segundos en el área de control B, simulación de 15 minutos.

En la figura 4.22, (a) se grafica el error de área de control y en la figura 4.22, (b) la variación de la frecuencia en el área de control B.

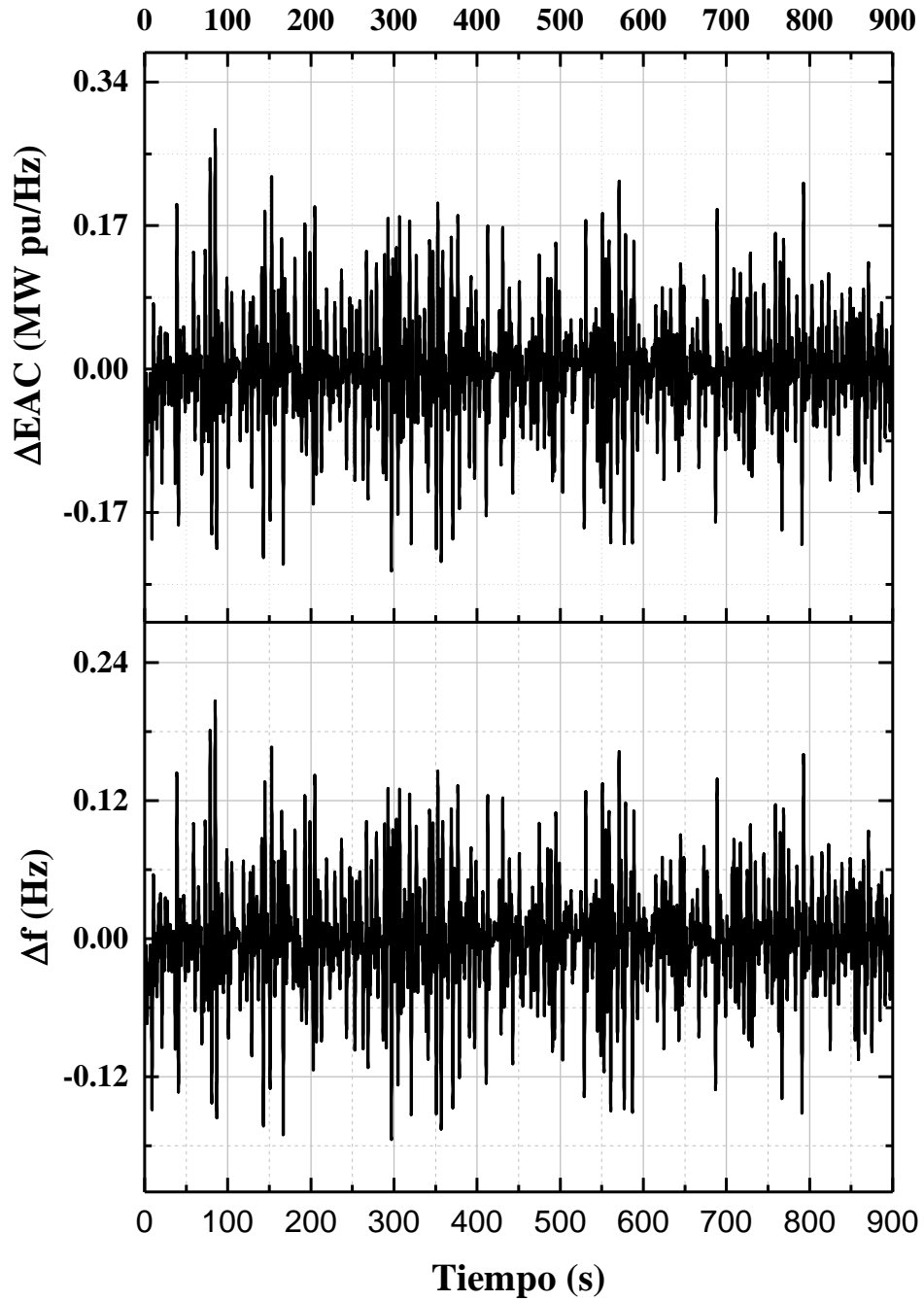


Figura 4.22. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada 2 segundos.

La información de la figura 4.22 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.6. En los minutos 1, 2, 3, 8, 9, 12 y 14 el índice de rendimiento de control 1 no se satisface. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.6. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición 2 segundos.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	156.74	Cumple
1	53.17	No cumple
2	-13.03	No cumple
3	-313.58	No cumple
4	103.37	Cumple
5	-79.66	No cumple
6	180.59	Cumple
7	180.82	Cumple
8	-1580.74	No cumple
9	-1429.69	No cumple
10	105.11	Cumple
11	199.43	Cumple
12	74.12	No cumple
13	200.01	Cumple
14	-3.29	No cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

4.3.4. Cambio de carga en intervalos de 30 segundos

En las figuras 4.23 y 4.24 se grafica la carga y el servicio de regulación secundaria en el área de control A cuando la carga es medida cada 30 segundos. El servicio de regulación es suministrado por la central eléctrica 1 (CE1), de tecnología térmica y la central eléctrica 2 (CE2), de tecnología hidráulica. En la figura 4.23 se observa con mayor claridad la respuesta del control primario y secundario. Por ejemplo, se observa que cuando hay un cambio en la carga todas las centrales eléctricas con control primario responden, ya que incrementan su generación durante 2 segundos. Después de 20 segundos la generación de las centrales eléctricas 1 (en azul) y 2 (en naranja) con control secundario incrementan su generación. En la figura 4.24

se observa que la central hidroeléctrica 2 tiene un nivel superior de generación que la central térmica 1 después de 160 segundos.

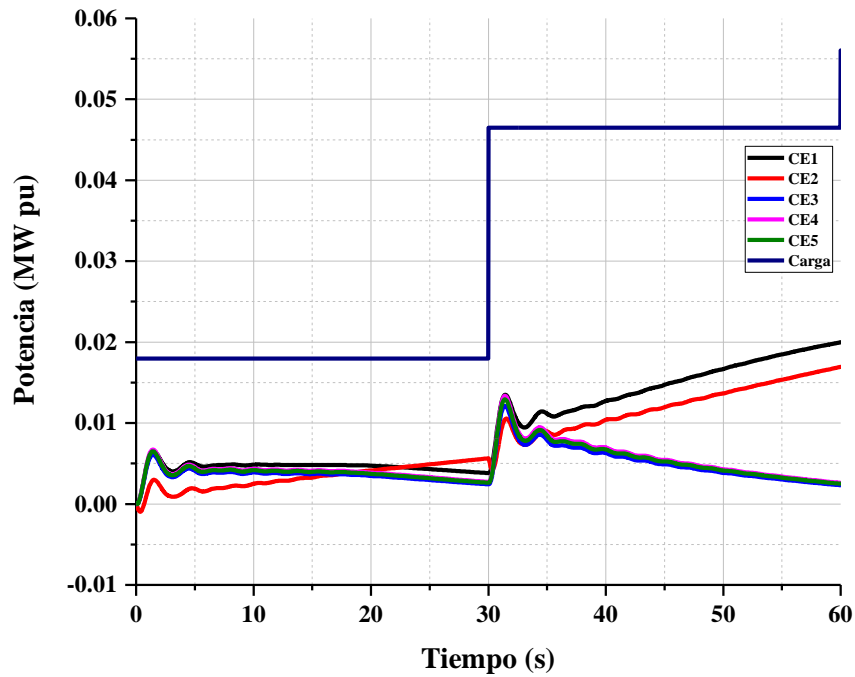


Figura 4.23. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 30 segundos en el área de control A, acercamiento de 60 segundos.

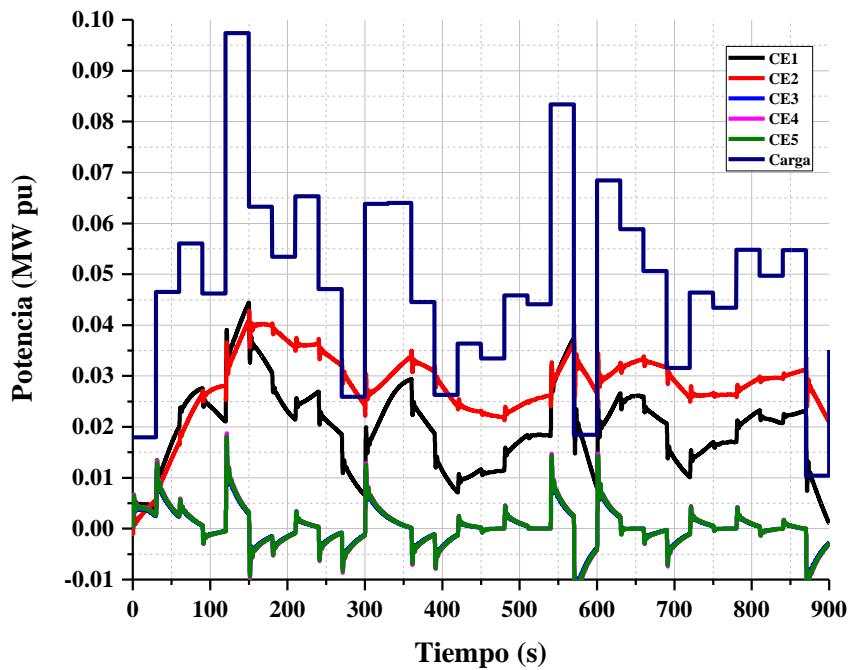


Figura 4.24. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 30 segundos en el área de control A, simulación 15 minutos.

En la figura 4.25, (a) se grafica el error de área de control y en la figura 4.25, (b) la variación de la frecuencia en el área de control A.

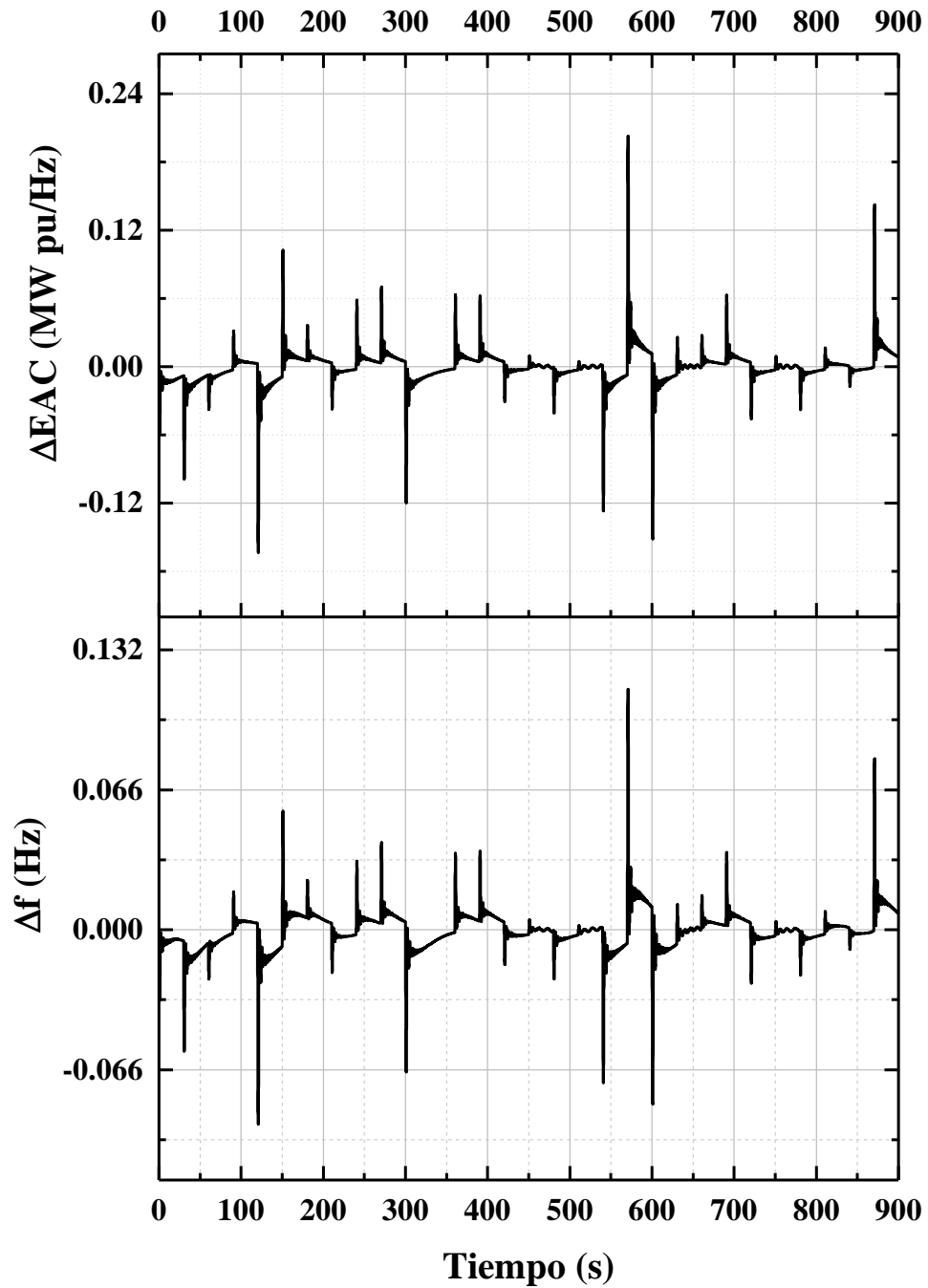


Figura 4.25. (a) Error de área de control A, (b) variación de la frecuencia en el área de control A, medición cada 30 segundos.

La información de la figura 4.25 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.7. El índice de rendimiento de control 1 se satisface en todos los minutos. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.7. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición de 30 segundos.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	166.51	Cumple
1	112.43	Cumple
2	198.39	Cumple
3	187.88	Cumple
4	183.42	Cumple
5	193.90	Cumple
6	189.13	Cumple
7	190.12	Cumple
8	192.30	Cumple
9	190.81	Cumple
10	191.88	Cumple
11	191.40	Cumple
12	193.09	Cumple
13	191.55	Cumple
14	193.27	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

En la figura 4.26 se muestra un acercamiento del comportamiento de la frecuencia del segundo 115 al segundo 150. Se observa que el control primario de todas las centrales eléctricas responde en 1.6 segundos mientras que el control secundario de las centrales eléctricas 1 y 2 responde en 30 segundos.

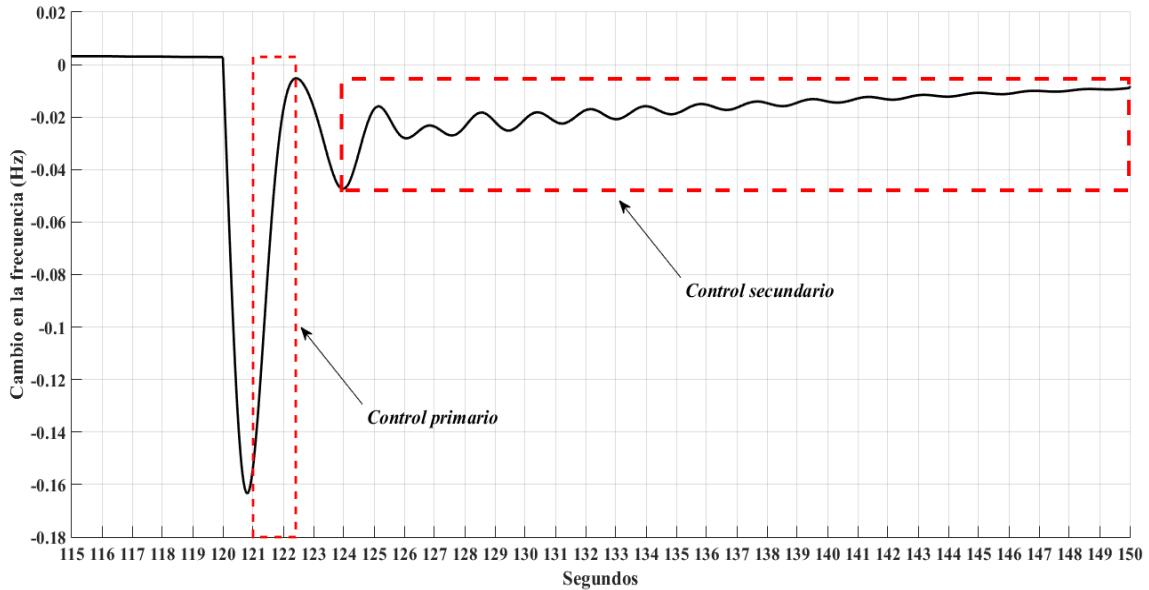


Figura 4.26. Efecto del control primario y secundario en la frecuencia del área de control A.

En las figuras 4.27 y 4.28 se grafica la carga y la generación en el área de control B. En la figura 4.27 se observan únicamente dos señales de generación. Las señales de generación de las centrales eléctricas 1 y 2 son iguales, de tal manera que están superpuestas. Después del segundo 20, las centrales eléctricas con control secundario incrementan su generación con una pendiente mayor que en el área de control A. La respuesta de las centrales eléctricas 3 y 4 con control primario también son iguales. En la figura 4.28 se observa que la generación de las centrales eléctricas 1 y 2 es igual durante los 15 minutos.

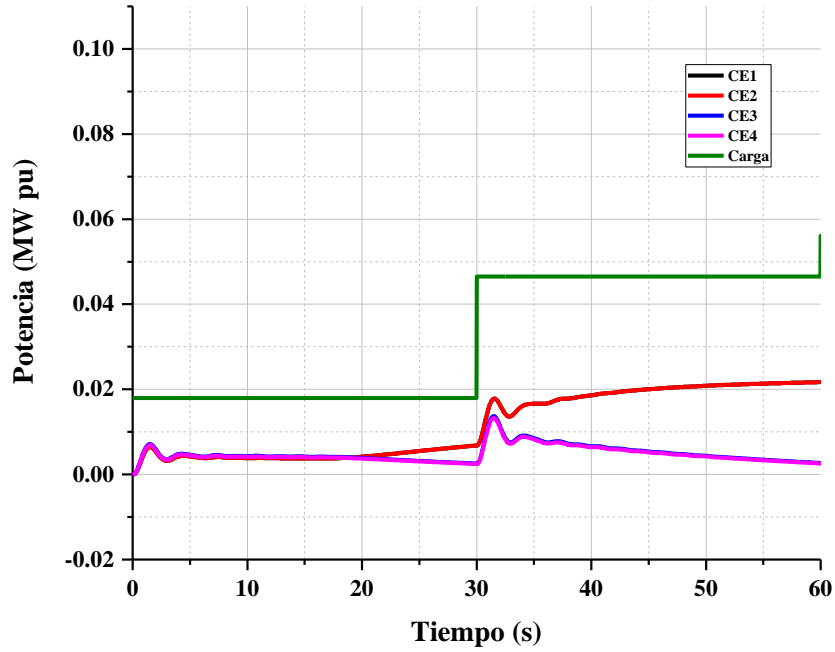


Figura 4.27. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 30 segundos en el área de control B, acercamiento de 60 segundos.

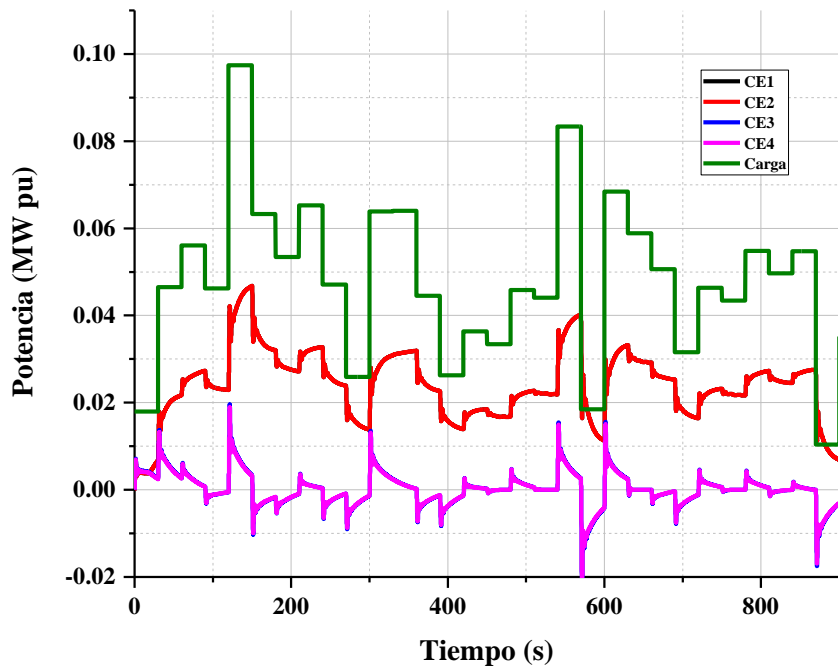


Figura 4.28. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 30 segundos en el área de control B, simulación 15 minutos.

En la figura 4.29, (a) se grafica el error de área de control y en la figura 4.29, (b) la variación de la frecuencia en el área de control.

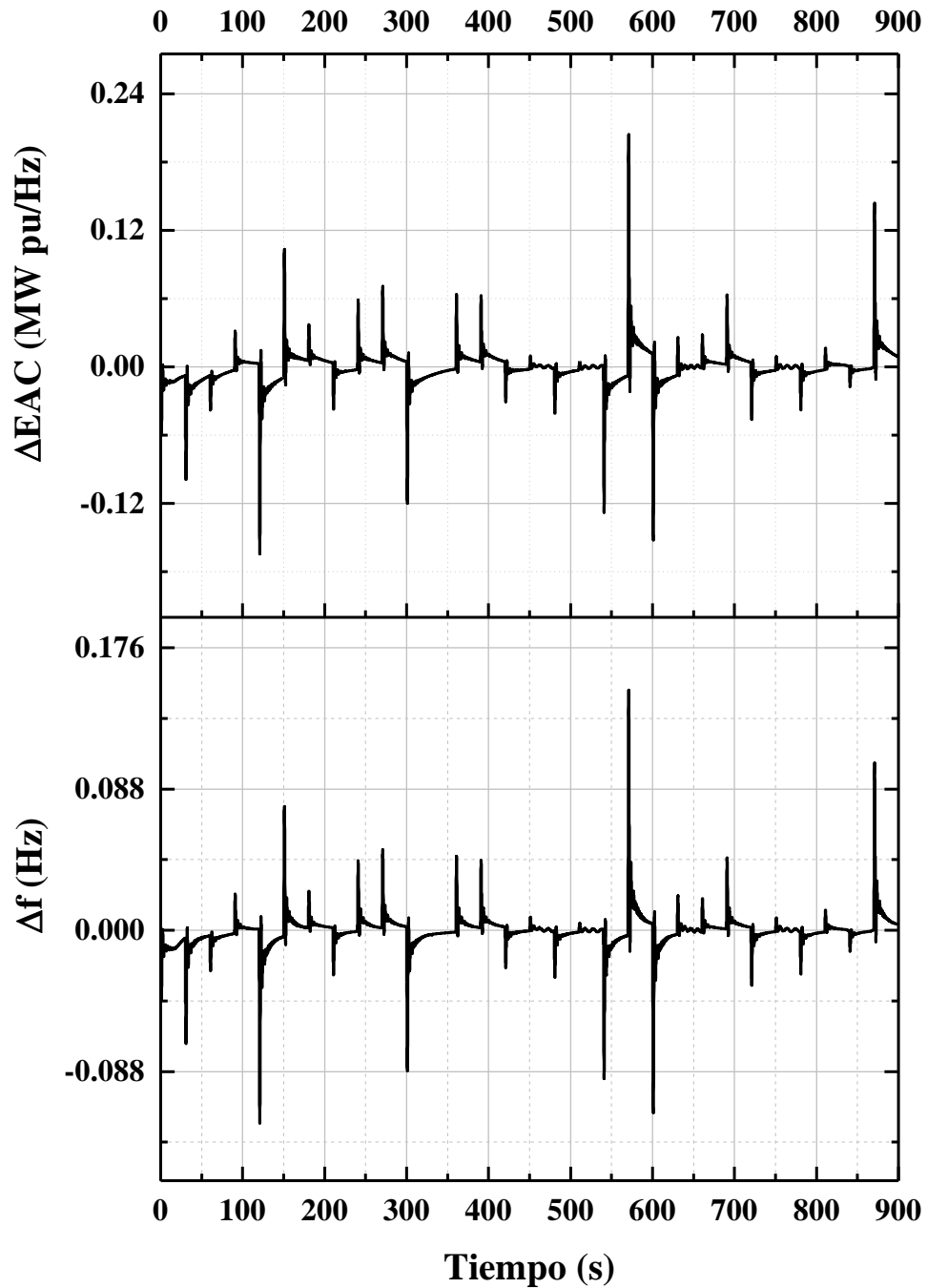


Figura 4.29. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada 30 segundos.

La información de la figura 4.29 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.8. El índice de rendimiento de control 1 no se satisface en el minuto 1 de simulación. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.8. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición 30 segundos.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	156.74	Cumple
1	53.17	No cumple
2	199.50	Cumple
3	176.39	Cumple
4	177.94	Cumple
5	188.03	Cumple
6	184.03	Cumple
7	182.74	Cumple
8	184.42	Cumple
9	183.68	Cumple
10	182.12	Cumple
11	184.93	Cumple
12	182.58	Cumple
13	184.03	Cumple
14	182.69	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

4.3.5. Cambio de carga en intervalos de 1 minuto

En las figuras 4.30 y 4.31 se grafica la carga eléctrica cambiando en intervalos de 1 minuto y el servicio de regulación secundaria en el área de control A cuando la demanda es medida cada minuto. El servicio de regulación es suministrado por la central eléctrica 1 (CE1), de tecnología térmica y la central eléctrica 2 (CE2), de tecnología hidráulica. En la figura 4.29 se observa que antes de los 20 segundos la central eléctrica 1 tiene un incremento menor de generación comparado con las demás centrales, sin embargo, después de los 20 segundos tiene un incremento mayor que la central 1. En la figura 4.31 se observa que la central hidroeléctrica tiene un nivel superior de generación que la central térmica 1 después de 160 segundos.

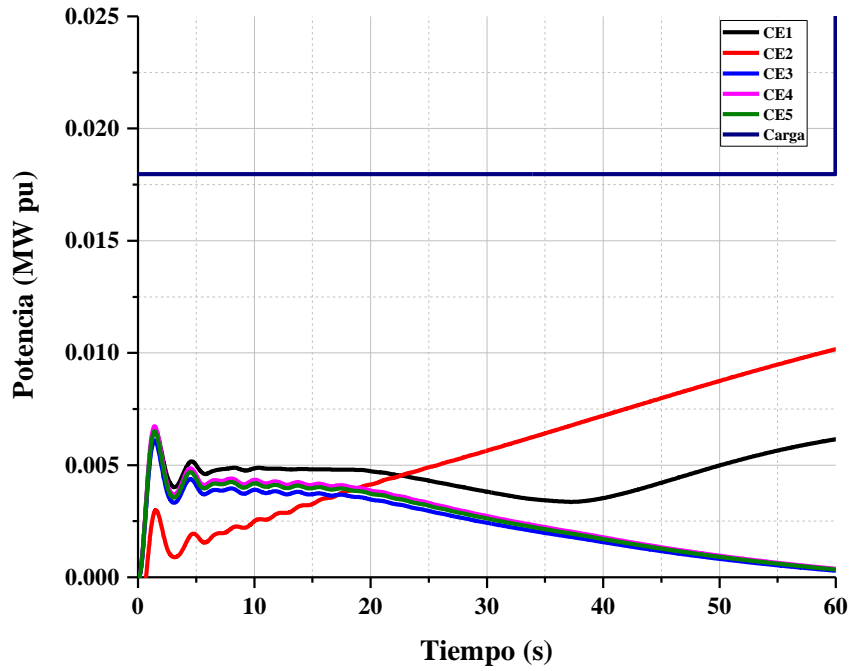


Figura 4.30. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control A, acercamiento de un minuto.

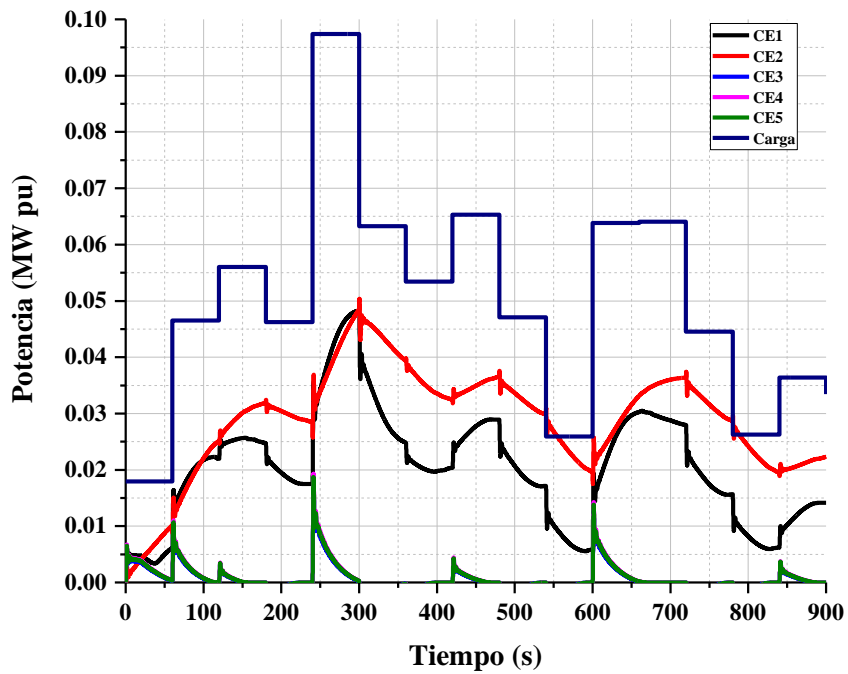


Figura 4.31. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control A, simulación de 15 minutos.

En la figura 4.32, (a) se grafica el error de área de control y en 4.32, (b) la variación de la frecuencia en el área de control A.

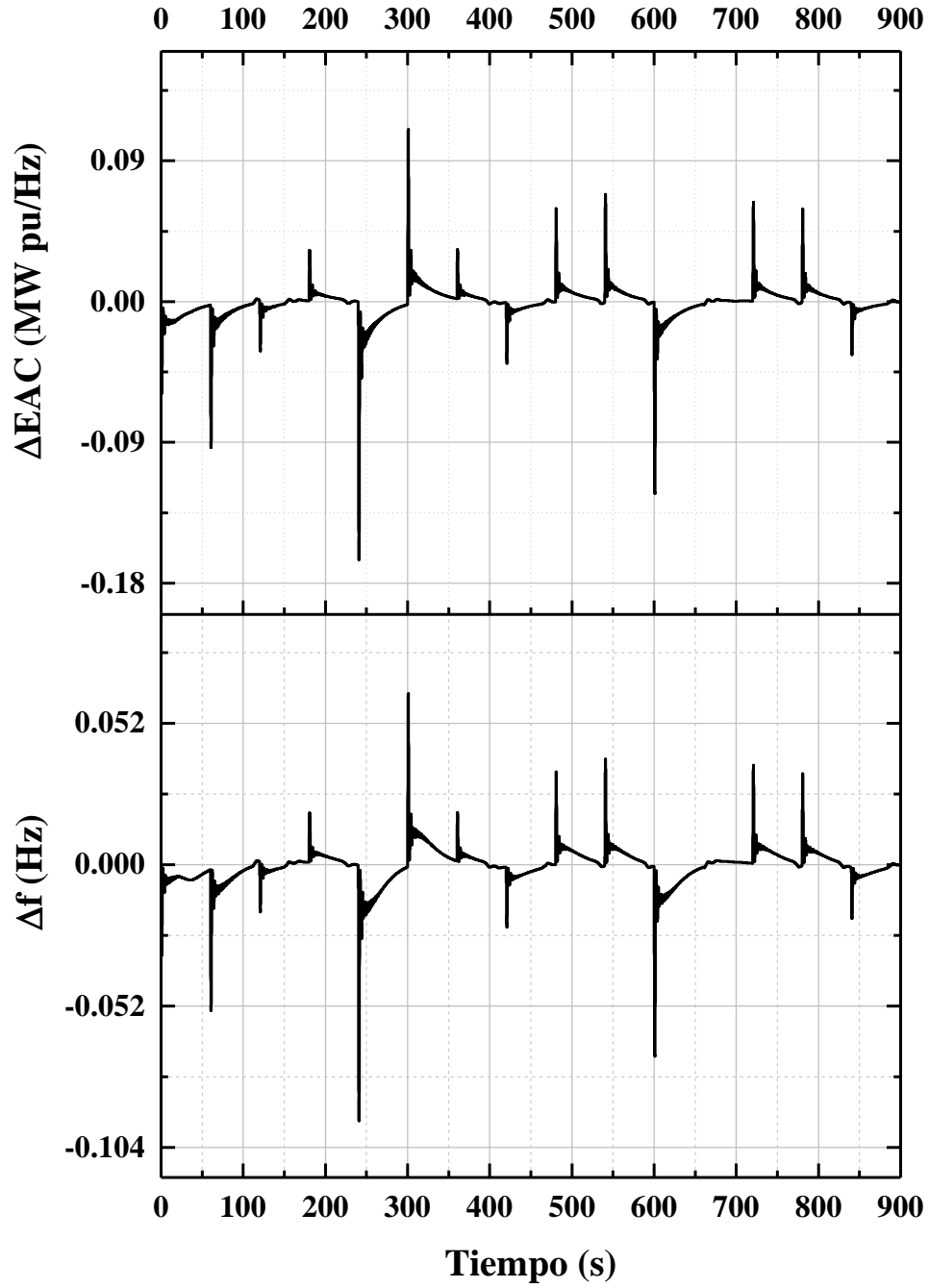


Figura 4.32. (a) Error de área de control A, (b) variación de frecuencia en el área de control A, medición cada minuto.

La información de la figura 4.32 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.9. El índice de rendimiento de control 1 se satisface en todos los minutos de simulación. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.9. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición de 1 minuto.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	166.51	Cumple
1	112.43	Cumple
2	198.39	Cumple
3	187.88	Cumple
4	183.42	Cumple
5	193.90	Cumple
6	189.13	Cumple
7	190.12	Cumple
8	192.30	Cumple
9	190.81	Cumple
10	191.88	Cumple
11	191.40	Cumple
12	193.09	Cumple
13	191.55	Cumple
14	193.27	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

En las figuras 4.33 y 4.34 se grafica la demanda y la generación en el área de control B. En la figura 4.33 se observan únicamente dos señales de generación. Las señales de generación de las centrales eléctricas 1 y 2 son iguales, de tal manera que están superpuestas. La respuesta de las centrales eléctricas 3 y 4 con control primario también son iguales. En la figura 4.34 se observa que la generación de las centrales eléctricas 1 y 2 es igual durante los 15 minutos.

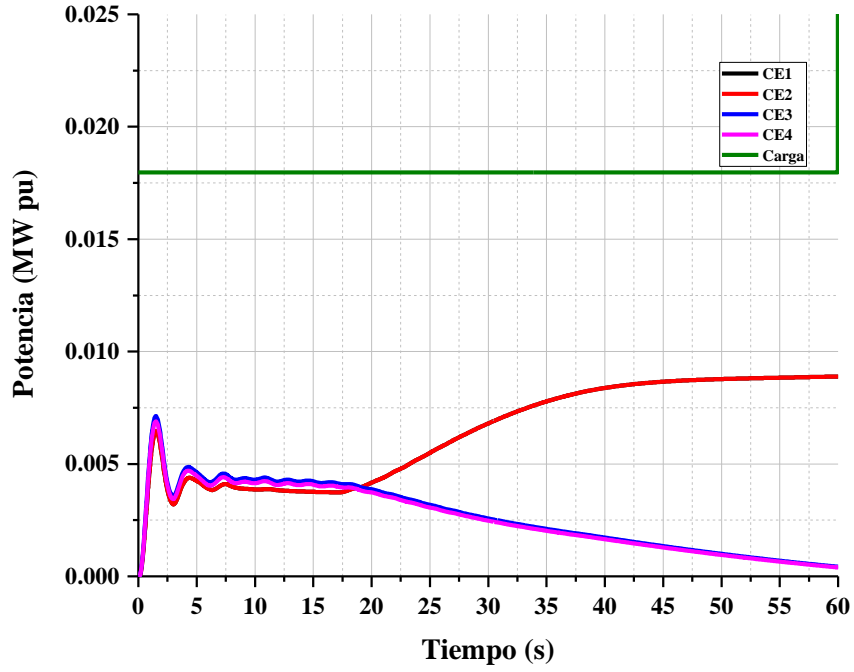


Figura 4.33. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control B, acercamiento de un minuto.

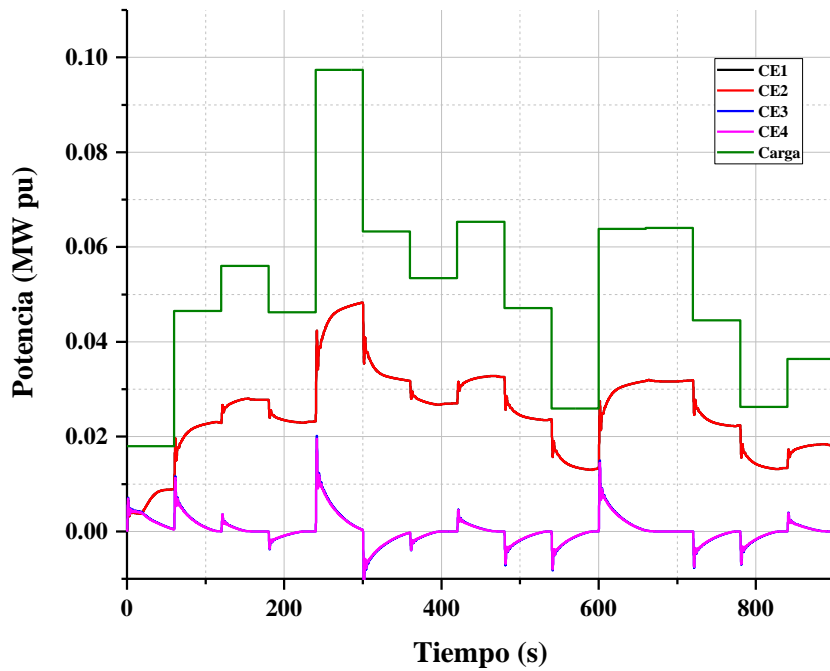


Figura 4.34. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control B, simulación de 15 minutos.

En la figura 4.35, (a) se grafica el error de área de control y en la figura 4.35 (b) la variación de la frecuencia en el área de control B.

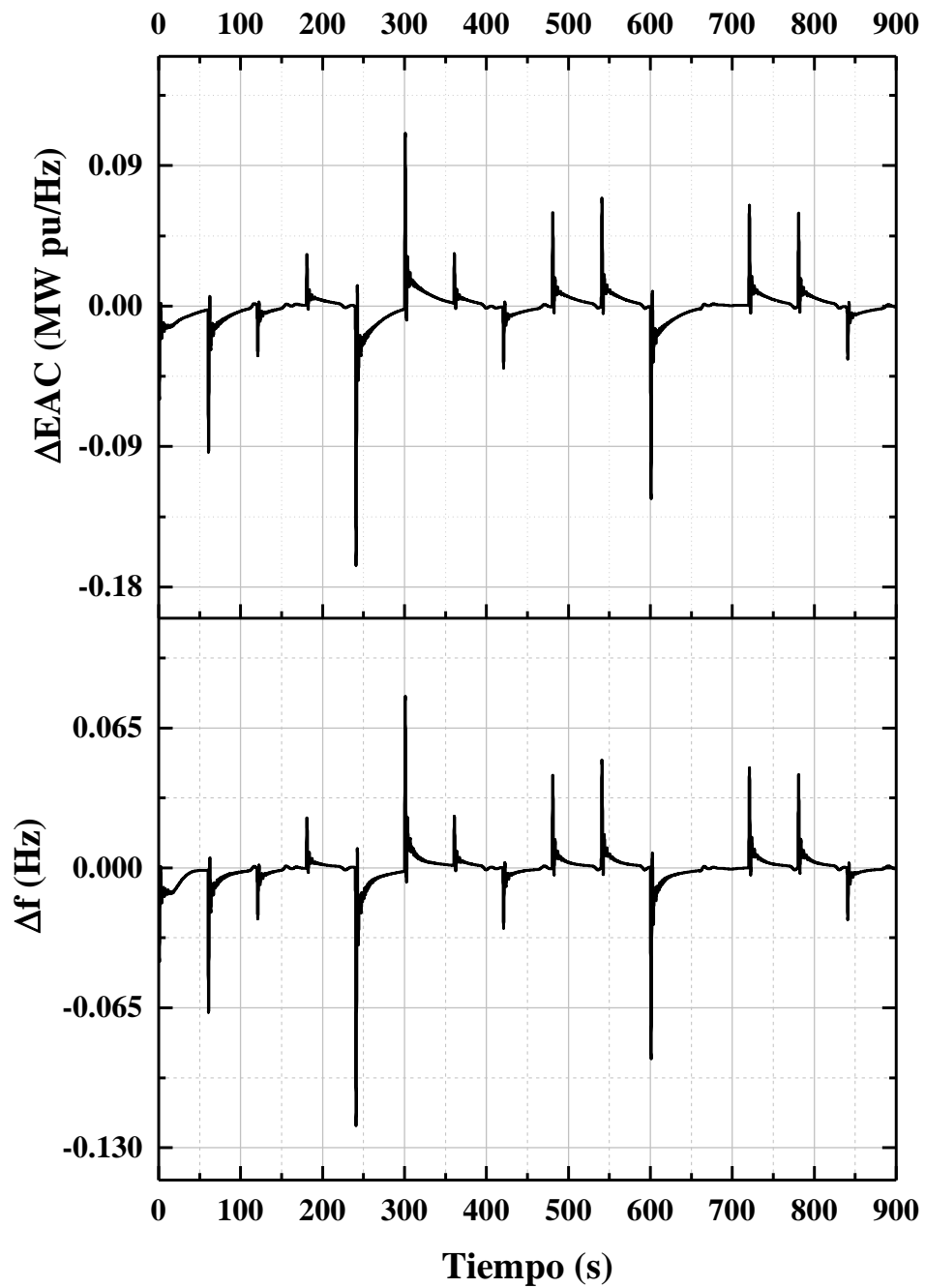


Figura 4.35. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada minuto.

La información de la figura 4.35 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.10. El índice de rendimiento de control 1 no se satisface en el minuto 1. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.10. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B, medición 1 minuto.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	156.74	Cumple
1	53.17	No cumple
2	199.50	Cumple
3	176.39	Cumple
4	177.94	Cumple
5	188.03	Cumple
6	184.03	Cumple
7	182.74	Cumple
8	184.42	Cumple
9	183.68	Cumple
10	182.12	Cumple
11	184.93	Cumple
12	182.58	Cumple
13	184.03	Cumple
14	182.69	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

4.3.6. Cambio de carga en intervalos de 2 minutos

En las figuras 4.36 y 4.37 se grafica la carga y el servicio de regulación secundaria en el área de control A cuando la carga es medida cada 2 minutos. El servicio de regulación es suministrado por la central eléctrica 1, de tecnología térmica y la central eléctrica 2, de tecnología hidráulica. En la figura 4.36 se observa que antes de los 20 segundos la central eléctrica 2 tiene un incremento menor de generación comparado con las demás centrales, sin embargo, después de los 20 segundos tiene un incremento mayor que la central 1. En la figura 4.37 se observa que la central hidroeléctrica tiene un nivel superior de generación que la central térmica después de los 20 segundos.

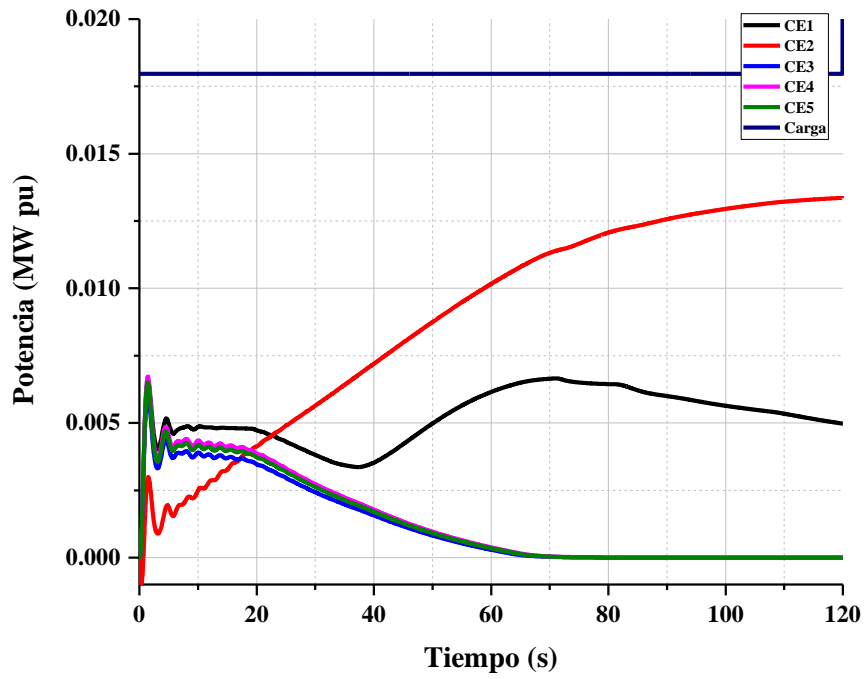


Figura 4.36. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control A, acercamiento de 2 minutos.

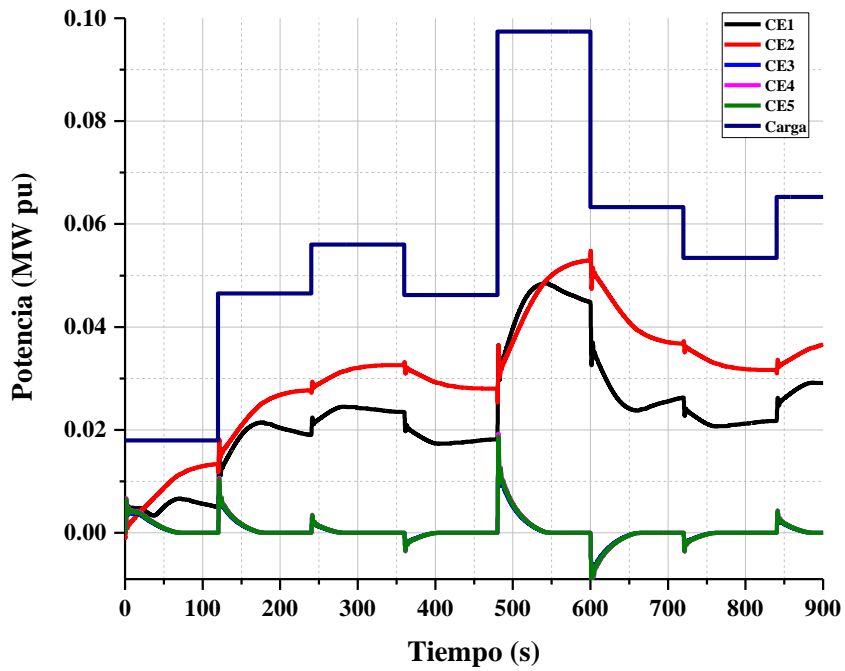


Figura 4.37. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control A, simulación 15 minutos.

En la figura 4.38, (a) se grafica el error de área de control y en la figura 4.38 (b) la variación de la frecuencia en el área de control A.

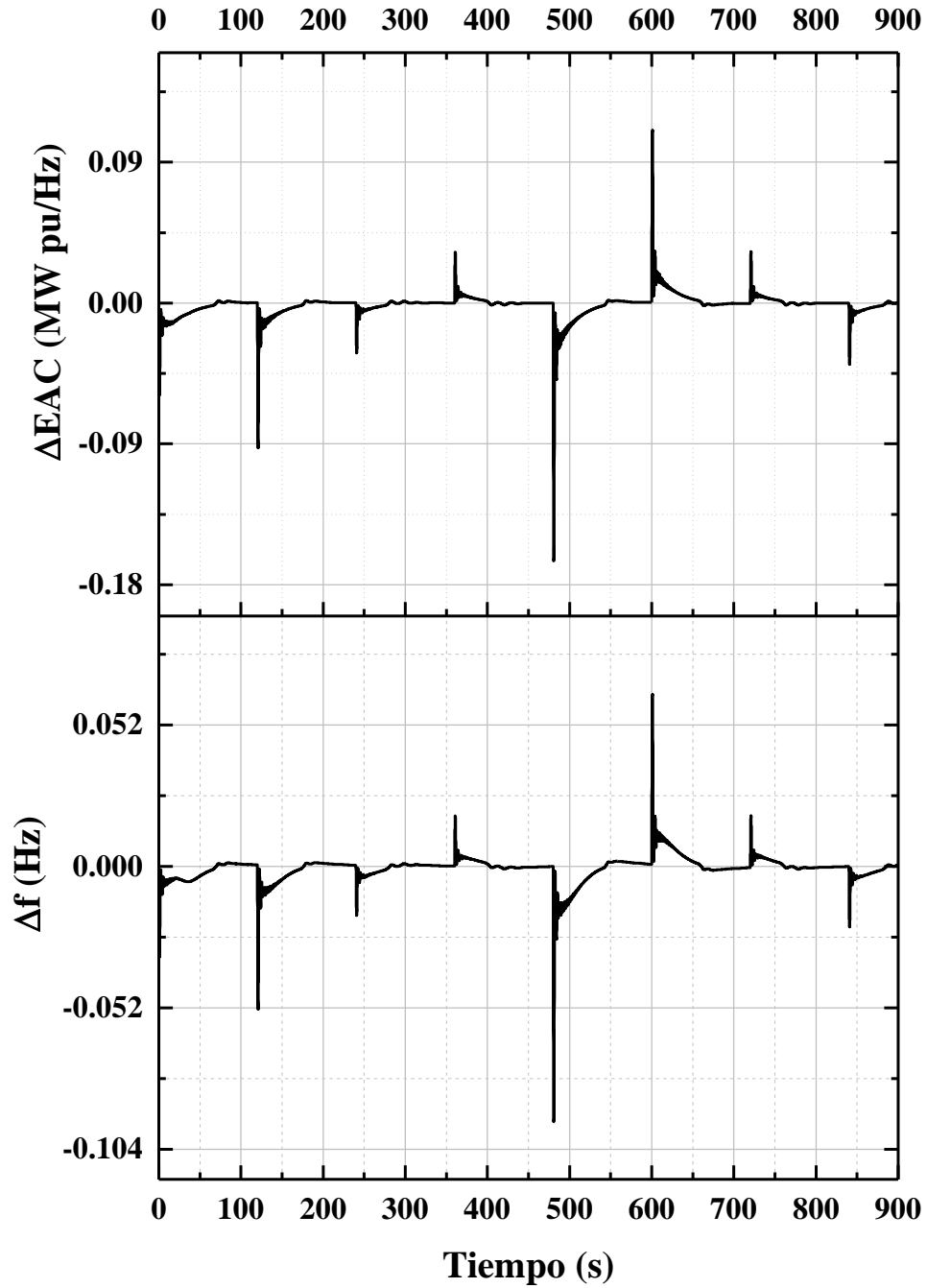


Figura 4.38. (a) Error de área de control A, (b) variación de la frecuencia en el área de control A, medición cada 2 minutos.

La información de la figura 4.38 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.11. El índice de rendimiento de control 1 se satisface en todos los minutos. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.11. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición de 2 minutos.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	166.51	Cumple
1	112.43	Cumple
2	198.39	Cumple
3	187.88	Cumple
4	183.42	Cumple
5	193.90	Cumple
6	189.13	Cumple
7	190.12	Cumple
8	192.30	Cumple
9	190.81	Cumple
10	191.88	Cumple
11	191.40	Cumple
12	193.09	Cumple
13	191.55	Cumple
14	193.27	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

En las figuras 4.39 y 4.40 se grafica la carga y la generación en el área de control B. En la figura 4.39, (a) se observan únicamente dos señales de generación. Las señales de generación de las centrales eléctricas 1 y 2 son iguales, de tal manera que están superpuestas. La respuesta de las centrales eléctricas 3 y 4 con control primario también son iguales. En la figura 4.40, (b) se observa que la generación de las centrales eléctricas 1 y 2 es igual durante los 15 minutos.

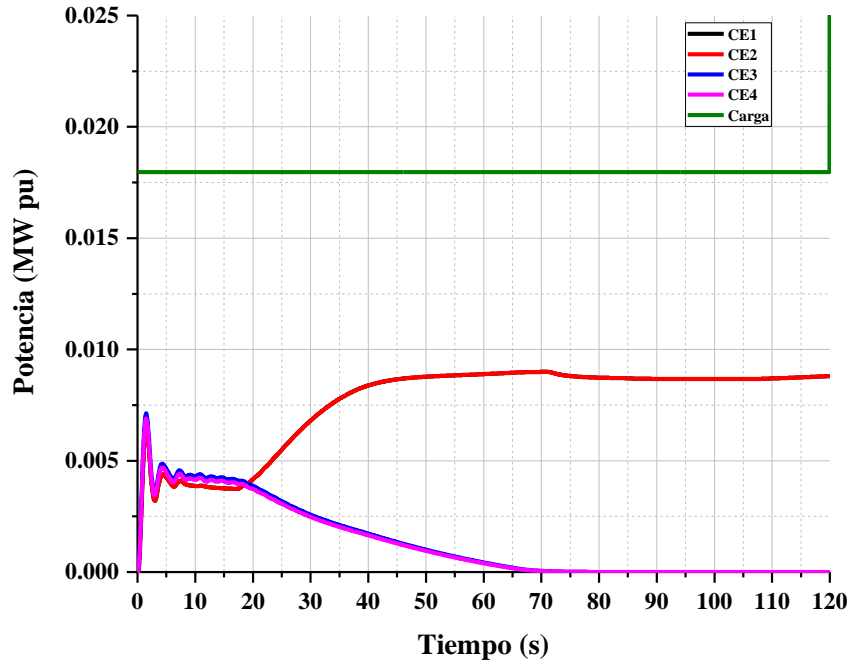


Figura 4.39. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control B, acercamiento de 2 minutos.

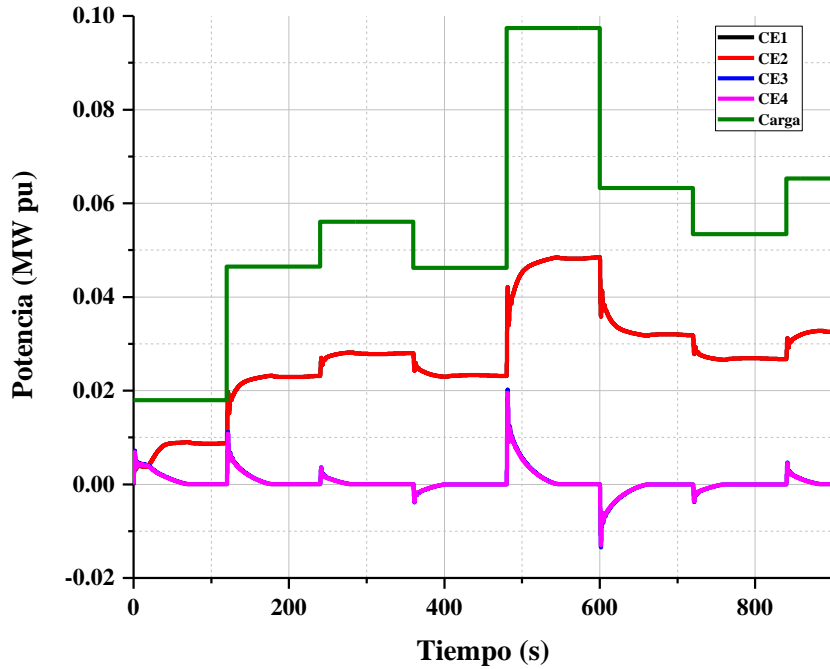


Figura 4.40. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control B, simulación 15 minutos.

En la figura 4.41, (a) se grafica el error de área de control y en la figura 4.41, (b) la variación de la frecuencia en el área de control B.

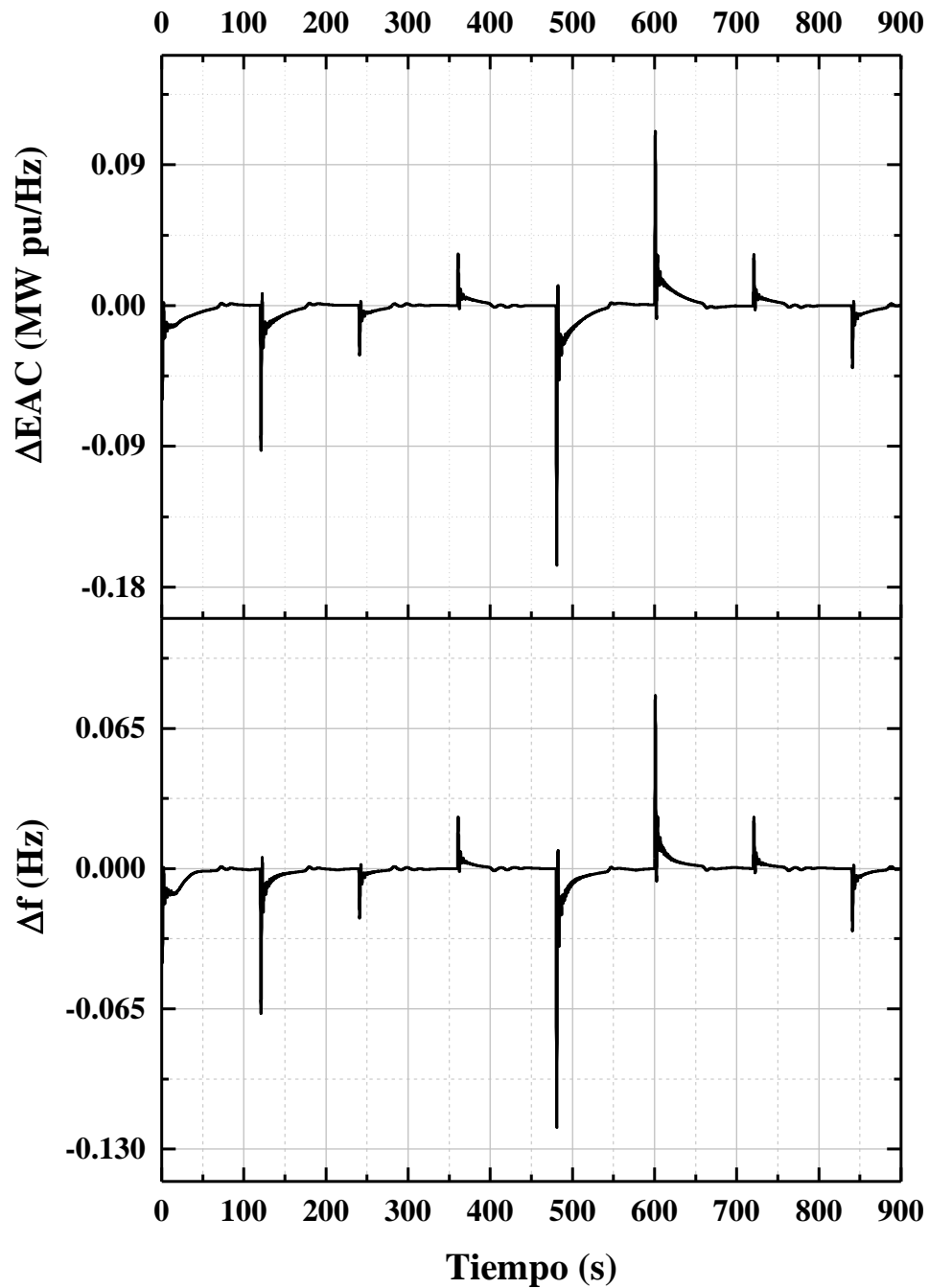


Figura 4.41. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada 2 minutos.

La información de la figura 4.41 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.12. El índice de rendimiento de control 1 no se satisface en el minuto 1. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.12. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B, medición 2 minutos.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	156.74	Cumple
1	53.17	No cumple
2	199.50	Cumple
3	176.39	Cumple
4	177.94	Cumple
5	188.03	Cumple
6	184.03	Cumple
7	182.74	Cumple
8	184.42	Cumple
9	183.68	Cumple
10	182.12	Cumple
11	184.93	Cumple
12	182.58	Cumple
13	184.03	Cumple
14	182.69	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

4.3.7. Cambio de carga en intervalos de 5 minutos

En las figuras 4.42 y 4.43 se grafica la carga y el servicio de regulación secundaria en el área de control A cuando la carga es medida cada 5 minutos. El servicio de regulación es suministrado por la central eléctrica 1, de tecnología térmica y la central eléctrica 2, de tecnología hidráulica. En la figura 4.42 se observa que antes de los 20 segundos la central eléctrica 2 tiene un incremento menor de generación comparado con las demás centrales, sin embargo, después de los 20 segundos tiene un incremento mayor que la central 1. En la figura 4.43 se observa que la central hidroeléctrica tiene un nivel superior de generación que la central térmica después de los 20 segundos.

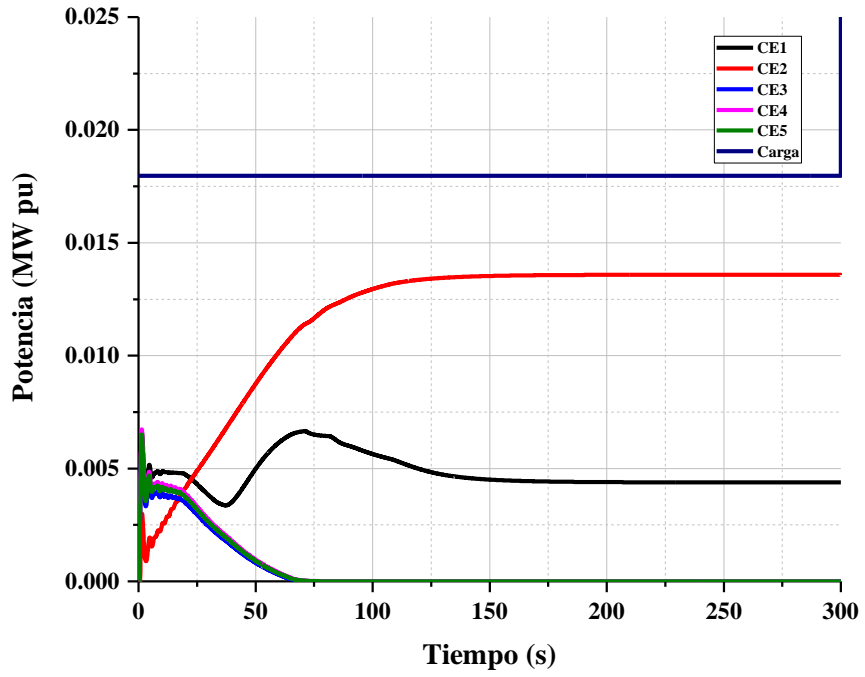


Figura 4.42. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 5 minutos en el área de control A, acercamiento 5 minutos.

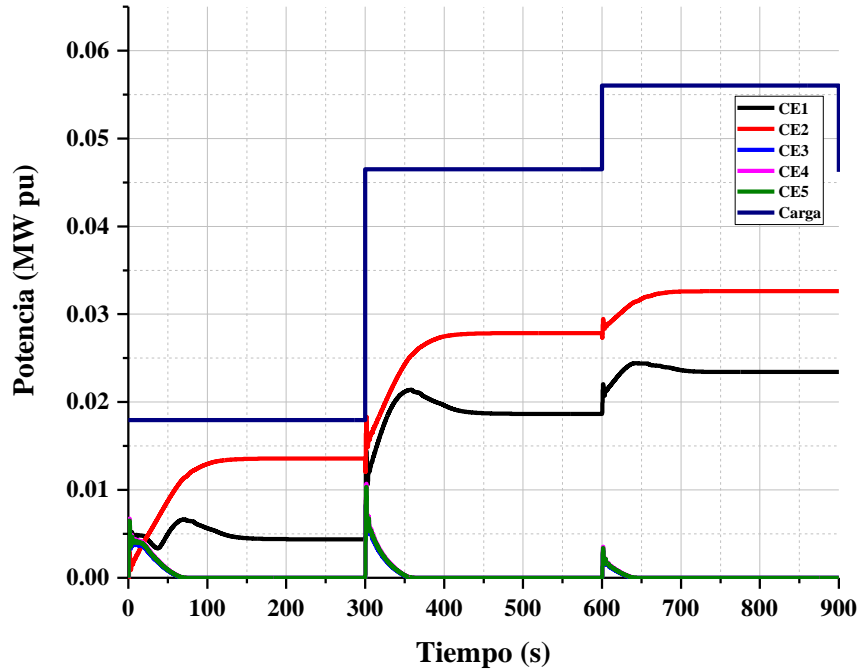


Figura 4.43. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 5 minutos en el área de control A, simulación 15 minutos.

En la figura 4.44, (a) se grafica el error de área de control y en la figura 4.42, (b) la variación de la frecuencia en el área de control A.

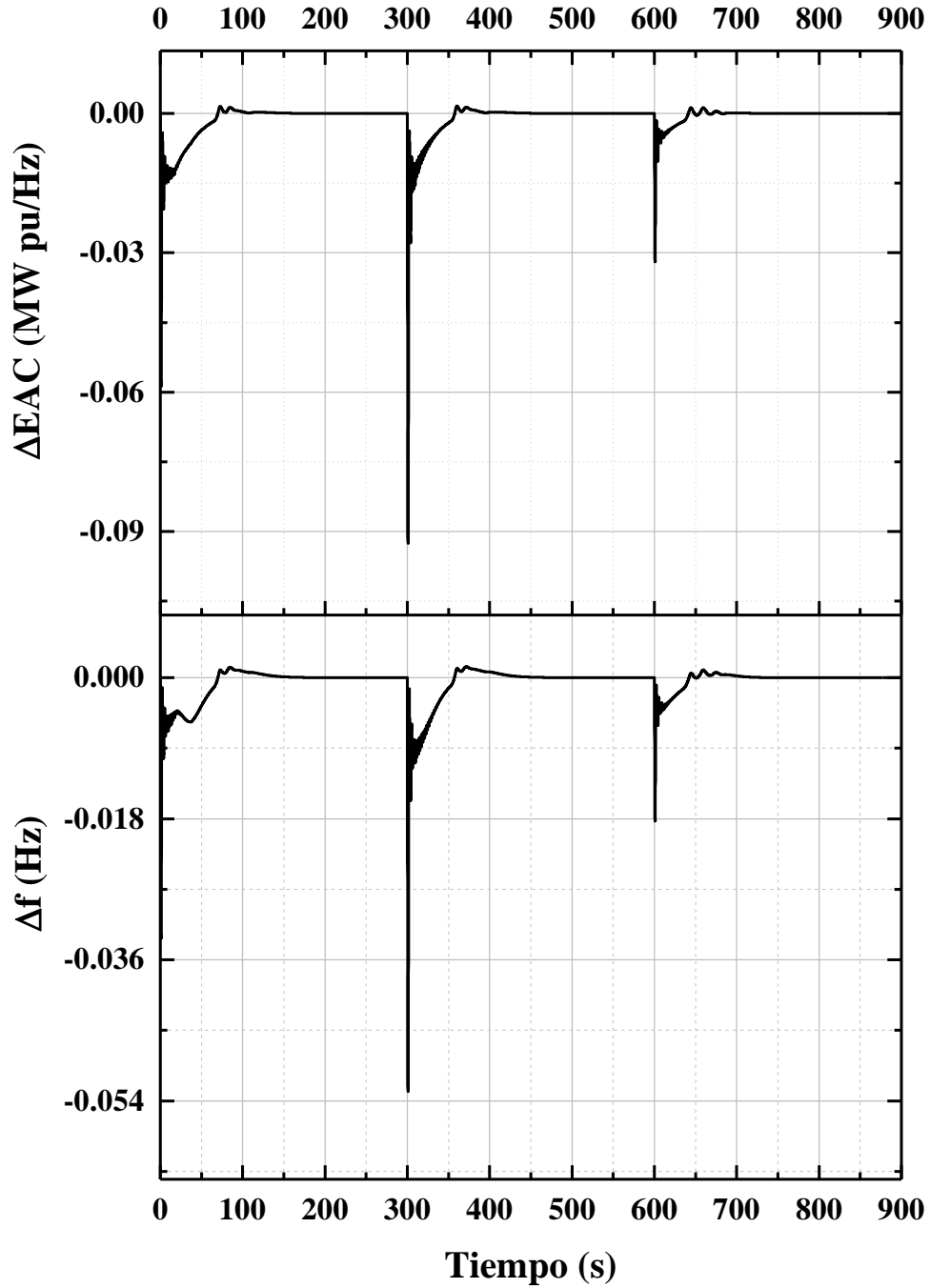


Figura 4.44. (a) Error de área de control A, (b) variación de la frecuencia en el área de control A, medición cada 5 minutos.

La información de la figura 4.44 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.13. El índice de rendimiento de control se satisface en todos los minutos. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.13. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control A, medición 5 minutos.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	166.51	Cumple
1	112.43	Cumple
2	198.39	Cumple
3	187.88	Cumple
4	183.42	Cumple
5	193.90	Cumple
6	189.13	Cumple
7	190.12	Cumple
8	192.30	Cumple
9	190.81	Cumple
10	191.88	Cumple
11	191.40	Cumple
12	193.09	Cumple
13	191.55	Cumple
14	193.27	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

En las figuras 4.45 y 4.46 se grafica la carga y la generación en el área de control B. En la figura 4.45 se observan únicamente dos señales de generación. Las señales de generación de las centrales eléctricas 1 y 2 son iguales, de tal manera que están superpuestas. La respuesta de las centrales eléctricas 3 y 4 con control primario también son iguales. En 4.46 se observa que la generación de las centrales eléctricas 1 y 2 es igual durante los 15 minutos.

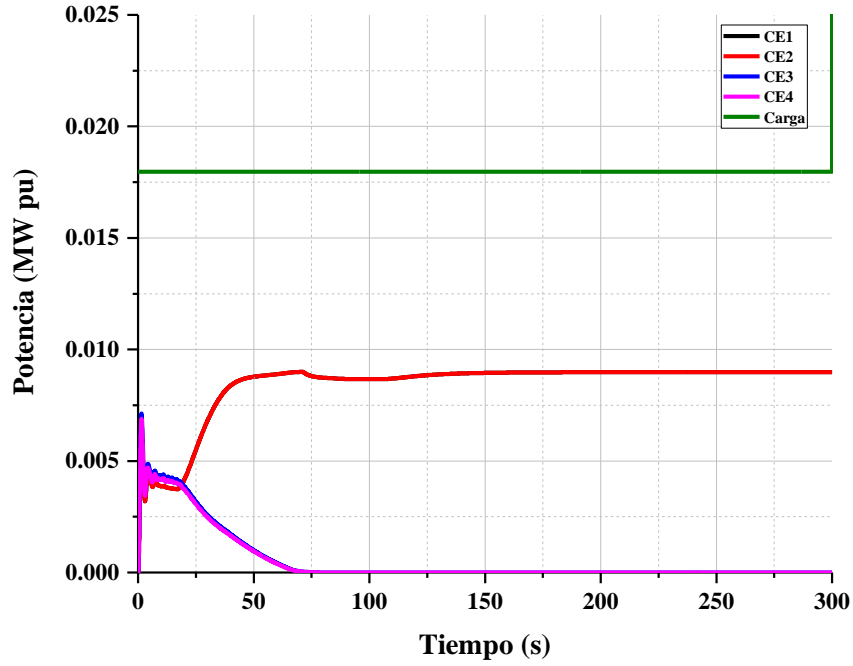


Figura 4.45. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control B, medición cada 5 minutos, acercamiento 5 minutos.

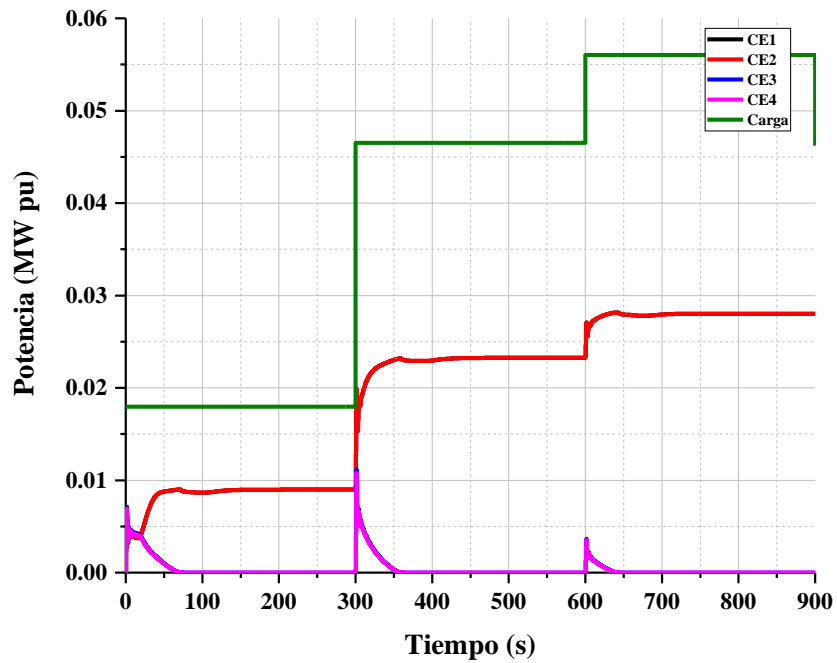


Figura 4.46. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada 5 minutos en el área de control B, simulación 15 minutos.

En la figura 4.47, (a) se grafica el error de área de control y en la figura 4.47, (b) la variación de la frecuencia en el área de control B.

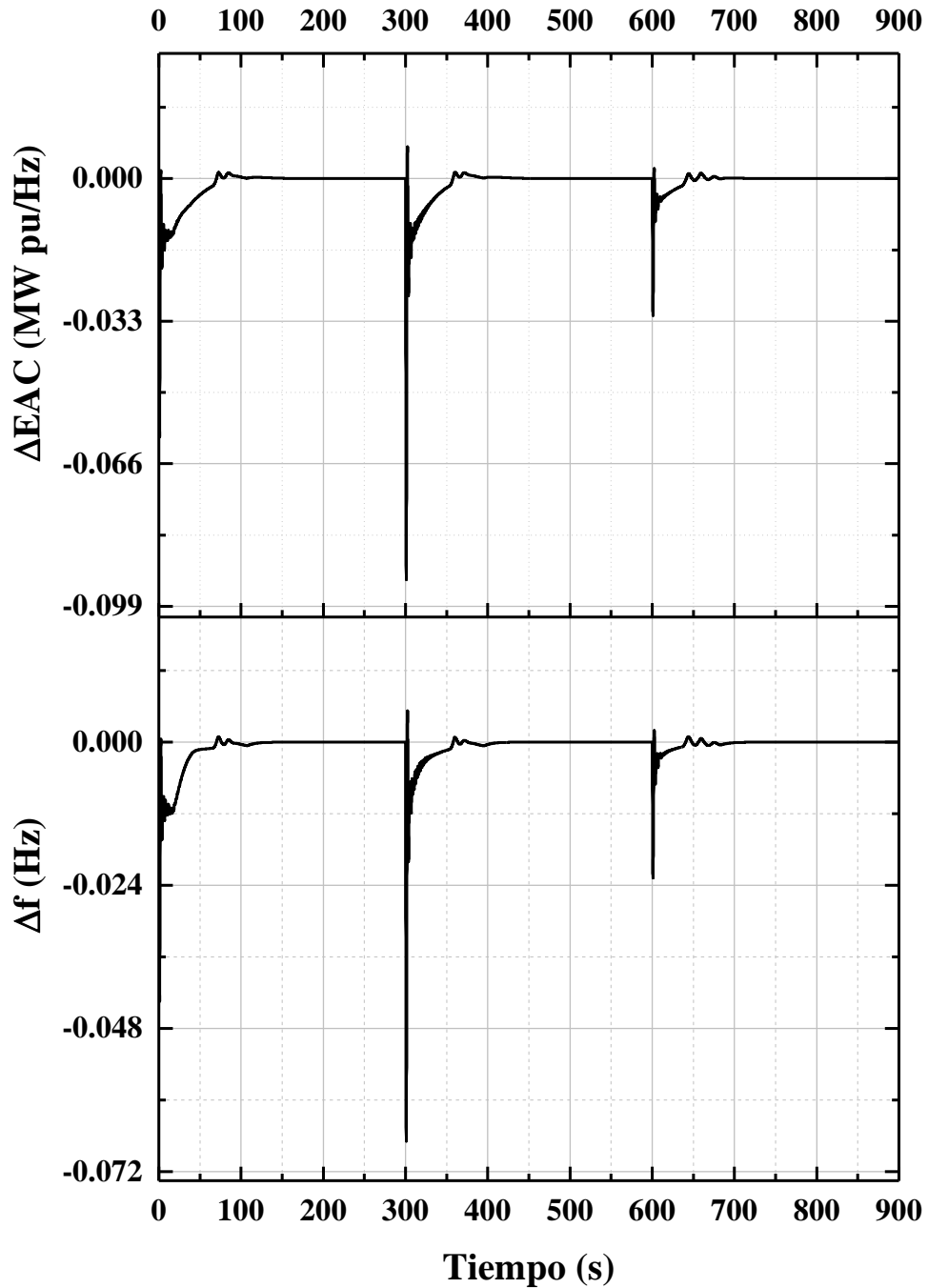


Figura 4.47. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada 5 minutos.

La información de la figura 4.47 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.14. El índice de rendimiento de control no se satisface en el minuto 1. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.14. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B, medición de 5 minutos.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	156.74	Cumple
1	53.17	No cumple
2	199.50	Cumple
3	176.39	Cumple
4	177.94	Cumple
5	188.03	Cumple
6	184.03	Cumple
7	182.74	Cumple
8	184.42	Cumple
9	183.68	Cumple
10	182.12	Cumple
11	184.93	Cumple
12	182.58	Cumple
13	184.03	Cumple
14	182.69	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

4.3.8. Cambio de carga en intervalos de 10 minutos

En la figura 4.48 y 4.49 se grafica la carga y el servicio de regulación secundaria en el área de control A cuando la carga es medida cada 10 minutos. El servicio de regulación es suministrado por la central eléctrica 1, de tecnología térmica y la central eléctrica 2, de tecnología hidráulica. En (a) y en (b) se observa claramente que la central hidroeléctrica tiene un nivel de generación superior a la central térmica.

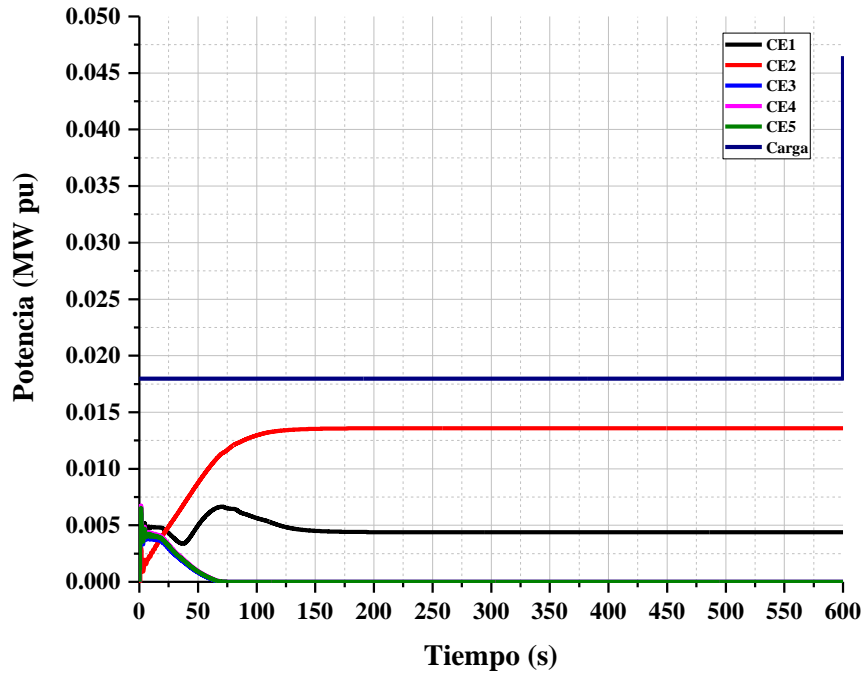


Figura 4.48. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control A medición cada 10 minutos, acercamiento de 10 minutos.

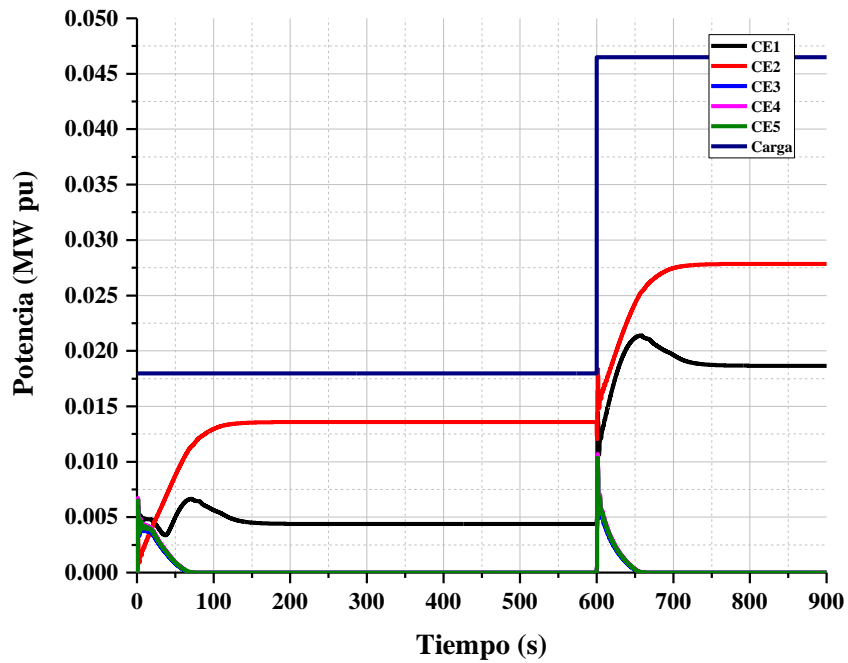


Figura 4.49. Servicio de regulación y demanda eléctrica en el área de control A, medida cada 10 minutos, simulación 15 minutos.

En la figura 4.50, (a) se grafica el error de área de control y en la figura 4.50, (b) la variación de la frecuencia en el área de control A.

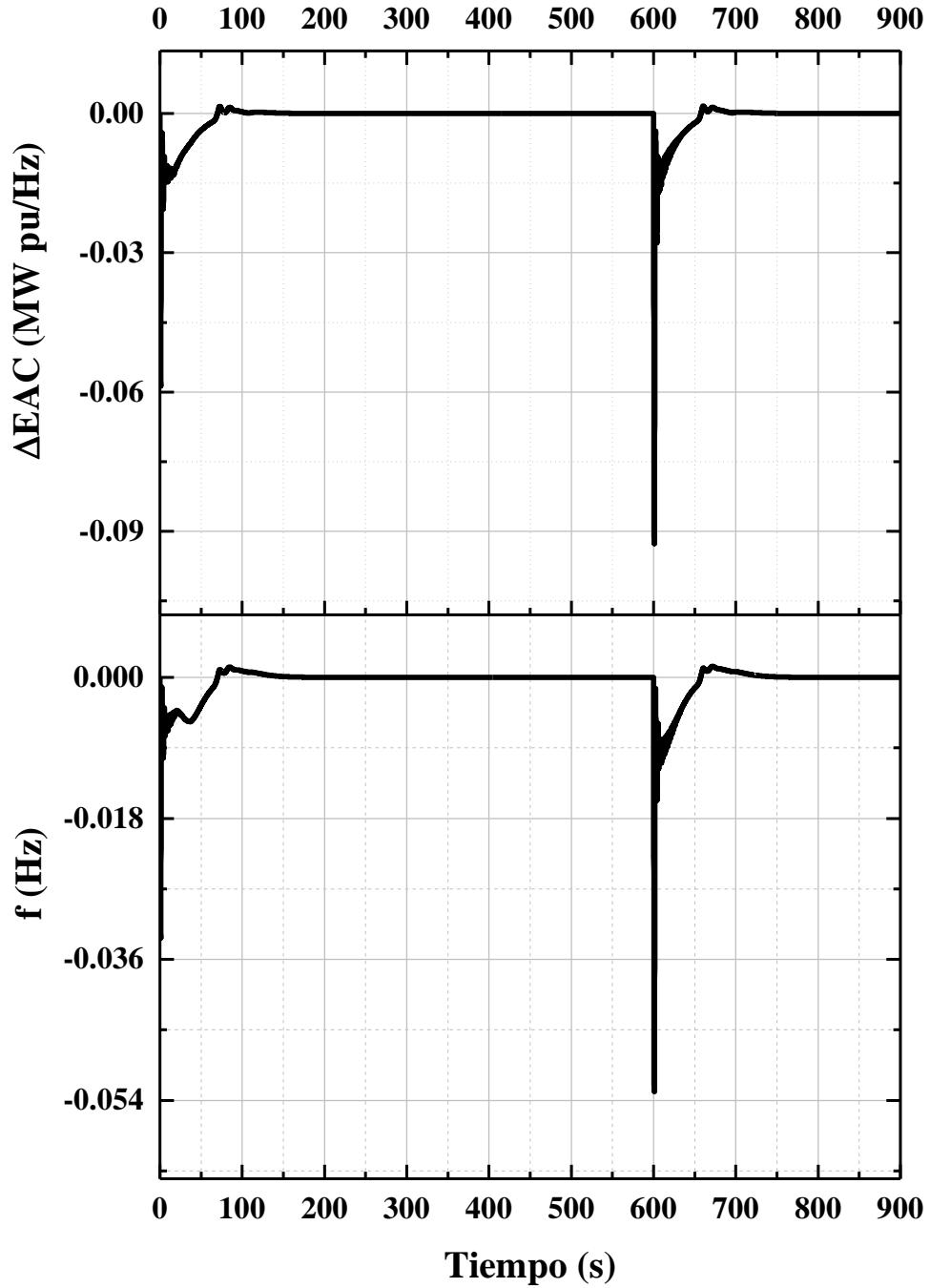


Figura 4.50. (a) Error de área de control A, (b) variación de la frecuencia en el área de control A, medición cada 10 minutos.

La información de la figura 4.50 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.15. El índice de rendimiento de control se satisface en todos los minutos. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.15. Índices de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B, medición 5 minutos.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	166.51	Cumple
1	112.43	Cumple
2	198.39	Cumple
3	187.88	Cumple
4	183.42	Cumple
5	193.90	Cumple
6	189.13	Cumple
7	190.12	Cumple
8	192.30	Cumple
9	190.81	Cumple
10	191.88	Cumple
11	191.40	Cumple
12	193.09	Cumple
13	191.55	Cumple
14	193.27	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

En las figuras 4.51 y 4.52 se grafica la demanda y la generación en el área de control B. En la figura 4.51 se observan únicamente dos señales de generación. Las señales de generación de las centrales eléctricas 1 y 2 son iguales, de tal manera que están superpuestas. La respuesta de las centrales eléctricas 3 y 4 con control primario también son iguales. En 4.52 se observa que la generación de las centrales eléctricas 1 y 2 es igual durante los 15 minutos.

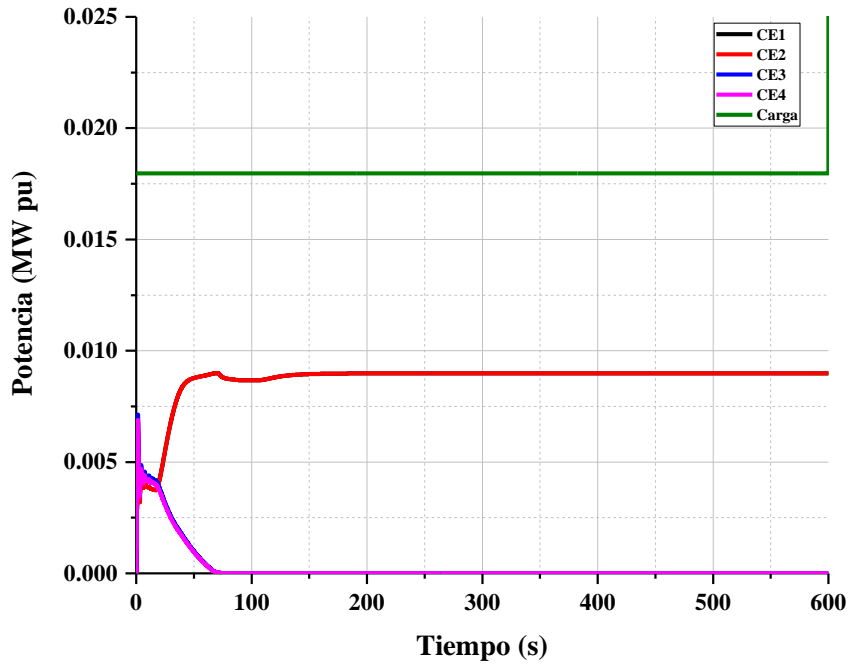


Figura 4.51. Servicio de regulación y carga eléctrica medida cada minuto en el área de control B, medición cada 10 minutos.

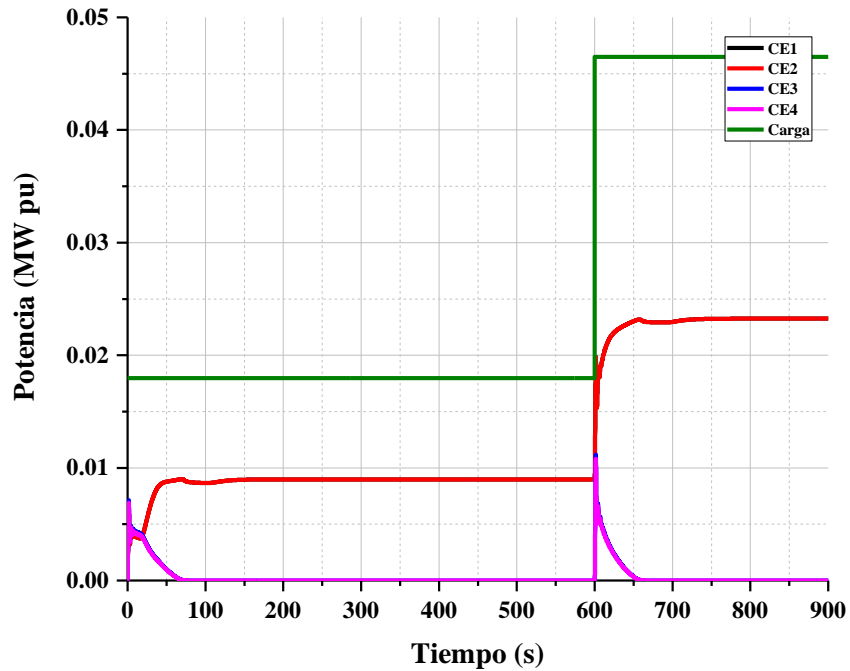


Figura 4.52. Servicio de regulación y carga eléctrica en el área de control B, medición cada 10 minutos, simulación de 15 minutos.

En la figura 4.53, (a) se grafica el error de área de control y en la figura 4.53, (b) la variación de la frecuencia en el área de control B.

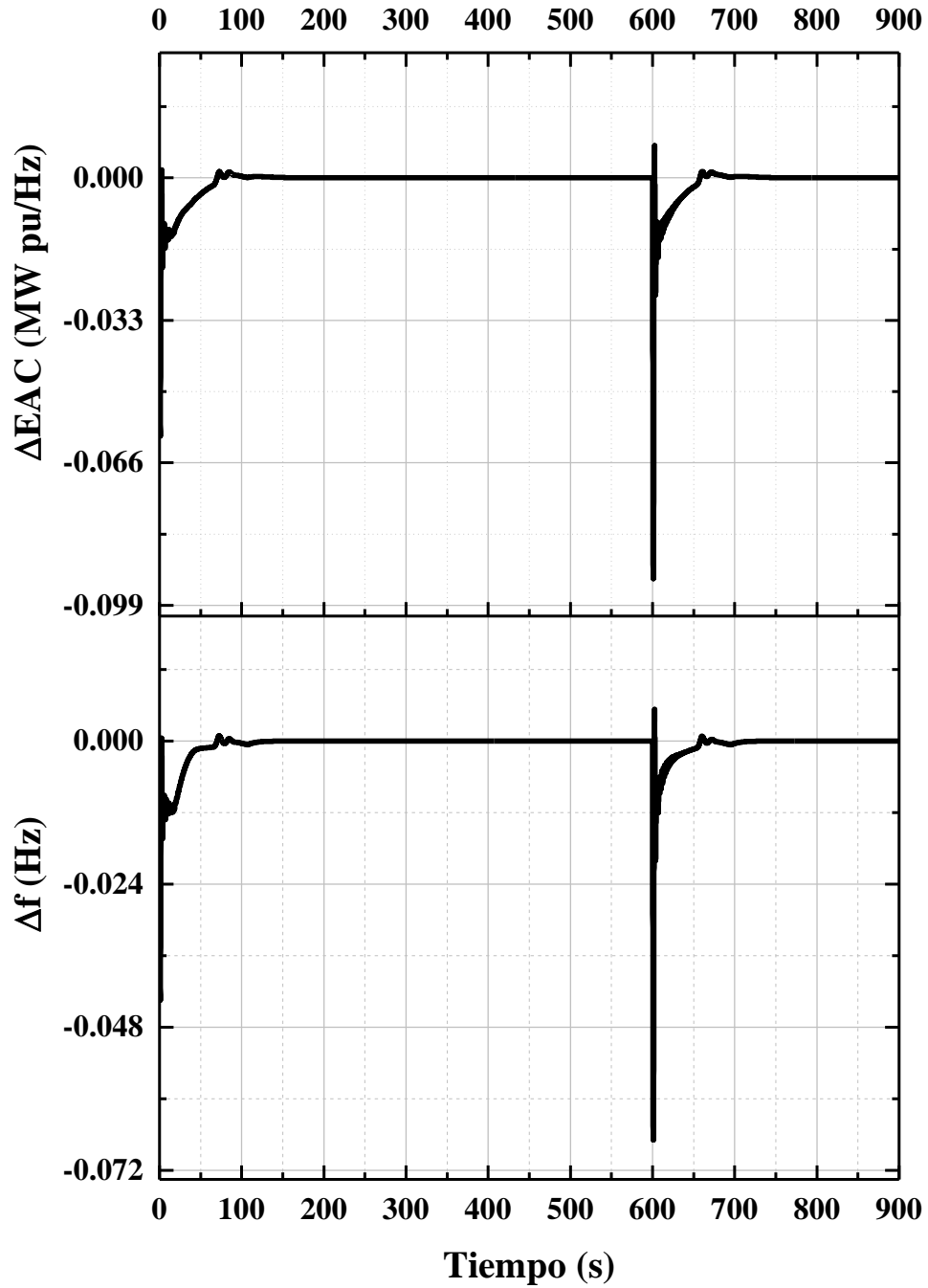


Figura 4.53. (a) Error de área de control B, (b) variación de la frecuencia en el área de control B, medición cada 10 minutos.

La información de la figura 4.53 es utilizada para calcular los índices de rendimiento de control 1 y 2, los cuales se muestran en la tabla 4.16. El índice de rendimiento de control se satisface en todos los minutos. El índice de rendimiento de control 2 se satisface.

Tabla 4.16. Índice de rendimiento de control 1 y 2 del área de control B, medición 5 minutos.

Minuto	Índice de rendimiento de control 1 (%)	Evaluación de cumplimiento
0	156.74	Cumple
1	53.17	No cumple
2	199.50	Cumple
3	176.39	Cumple
4	177.94	Cumple
5	188.03	Cumple
6	184.42	Cumple
7	182.74	Cumple
8	184.42	Cumple
9	183.68	Cumple
10	182.12	Cumple
11	184.93	Cumple
12	182.58	Cumple
13	184.03	Cumple
14	182.69	Cumple
Índice de rendimiento de control 2	100	Cumple

4.3.9. Análisis de resultados de los índices de rendimiento de control

Como se establece en [66, 67] el índice de rendimiento de control 1 indica la relación entre el error de área de control y la frecuencia del sistema calculando promedios cada minuto usualmente durante un año, sin embargo, en los resultados mostrados en las tablas 4.3 y 4.15 el periodo utilizado es de 15 minutos, esto es porque se desea evaluar el cumplimiento del servicio de regulación secundaria en periodos más cortos [76].

En la tabla 4.17 se señala si el índice de rendimiento se cumple en los quince minutos.

Tabla 4.17 Evaluación de índice de rendimiento de control 1 durante 15 minutos.

Cambio de carga	¿Se satisface el índice en todos los minutos?	
	Área de control A	Área de control B
1 segundo	No	No
2 segundos	No	No
30 segundos	Si	No
1 minuto	Si	No
2 minutos	Si	No
5 minutos	Si	No
10 minutos	Si	No

Se observa que en el área de control A donde hay una máquina térmica y una máquina hidráulica participando del servicio de regulación secundaria la frecuencia y el error de área de control se encuentran en un rango de variación permisible. En el área de control B donde hay dos máquinas térmicas, la frecuencia y el error de área de control no se siguen únicamente en el primer minuto de la simulación.

La variación de frecuencia evaluada con el índice de rendimiento de control 2, se satisface en todos los casos por lo que en las dos áreas de control el sistema se encuentra en un estado operativo normal.

CAPÍTULO 5:

CONCLUSIONES

5.1. CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló e implementó una metodología para estimar los requerimientos mínimos de los servicios de reserva de potencia activa en estado operativo normal del SEP, para veinticuatro periodos de una hora; aplicando el espectro de potencia sobre la serie de tiempo de la demanda. La razón principal por la que se investigó este tema fue la reciente reestructuración del sector eléctrico en México; actualmente es importante definir y medir los servicios de reserva de potencia activa o también llamados “servicios conexos” por la Ley de la Industria Eléctrica.

En general se utilizaron técnicas basadas en la teoría de la probabilidad y de series de tiempo.

El análisis de *componentes principales* es una técnica matemática asociada a la reducción de la dimensionalidad, es decir este método permite representar óptimamente en un espacio de dimensión pequeña, observaciones de un espacio general p -dimensional. En este sentido componentes principales es el primer paso para identificar posibles variables “latentes” o no observadas, que están generando la variabilidad de los datos. El manejo de datos digitales, particularmente en forma de series de tiempo, reviste cada vez mayor importancia dados los avances en materia de procesamiento digital.

Una *serie de tiempo* \tilde{f} puede ser entendida como un conjunto ordenado de valores; los valores f_j están asociados biunívocamente a puntos consecutivos y equiespaciados de la variable del dominio t (tiempo). Aunque la variable de dominio no es necesariamente el tiempo; el paradigma de este tipo de series es el de muestras tomadas regularmente en el tiempo, de ahí su nombre: series de tiempo. La asunción más importante es considerar al proceso estocástico correspondiente como *estacionario*, y un proceso de este tipo puede ser descrito adecuadamente por sus primeros momentos; entre los que se incluyen la *media*, *varianza*, *función de covarianza*, y el *espectro*. Ahora, la función de covarianza y el espectro son dos momentos del proceso estocástico relacionados, uno es la transformada de Fourier del otro (teorema Wiener Kinchine). Esta relación implica que la varianza medida del correspondiente proceso estocástico, puede ser medida en un rango continuo de frecuencias, que dan como resultado el espectro de potencia.

Cuando la demanda es considerada como un proceso estocástico cada día representa una realización. Por lo tanto, el espacio es de siete variables con veinticuatro observaciones. En los resultados obtenidos el componente principal 1, contiene más del noventa por ciento de la variación. Esta prueba es suficiente de que el proceso es estacionario. El estudio se puede extender a otros horizontes de tiempo integrando más realizaciones. Es posible formar un patrón de variabilidad por día, mes o estación del año. El patrón se utilizó adicionalmente para calcular factores provenientes de la demanda, además dichos factores tendrán un significado estadístico más valioso si provienen de otros horizontes de tiempo.

Para la descomposición multiplicativa de la serie de tiempo, se usa nuevamente el pronóstico de una semana. El resultado más importante de esta técnica es la eliminación del componente de tendencia.

La prueba de Iglewicz y Hoaglin es una técnica alternativa a la prueba de Grubbs. Esta técnica permite etiquetar a los atípicos con un estadístico y probar formalmente si son valores extremos. Se utilizó adicionalmente dos técnicas gráficas (diagrama de caja e histograma) para confirmar los atípicos detectados por esta prueba. El error aleatorio formado por un solo conjunto se divide en dos conjuntos, con atípicos y sin atípicos. Esta decisión es tomada ya que los valores extremos tienen un significado físico. Con la estimación de la varianza (estimador muestral no sesgado), se identifica el grado de volatilidad en los dos conjuntos del error.

La prueba de bondad de ajuste Kolmogorov-Smirnov se centra en estimar si la diferencia máxima, de una frecuencia observada y una frecuencia esperada de datos, es estadísticamente significativa. Los datos sin atípicos tienen una probabilidad de 0.95 de pertenecer a una distribución Pearson 5, y los datos con atípicos una probabilidad de 0.33 de pertenecer a una distribución Logistic. Al conjunto de acciones realizadas se le considera una etapa de pre procesamiento de datos. Esta etapa es obligatoria ya que sin ella no se podrían obtener resultados estadísticamente significativos.

La metodología para estimar los requerimientos de reservas empleando el análisis espectral tiene como entrada el patrón de demanda y su error aleatorio. La clasificación de los servicios en la frecuencia también se puede cambiar, para el caso se utilizaron tres subgrupos, de 0.016 Hz (1 minuto), 0.0016 Hz (10 minutos), 0.00056 Hz (30 minutos).

Con la metodología propuesta el requerimiento promedio horario del servicio de regulación secundaria es de 127.82 MW (modelo Pearson 5) y de 147.34 MW (modelo Logistic). El requerimiento horario promedio de los servicios de reserva rodante y no rodante de 10 minutos es de 169.82 MW (modelo Pearson 5) y de 196.50 MW (modelo Logistic). El requerimiento horario promedio de los servicios de reserva rodante y no rodante suplementaria de 30 minutos fue de 28.10 MW (modelo Pearson 5) y de 30.83 MW (modelo Logistic).

El requerimiento total de reserva operativa (reserva rodante y no rodante) estimado durante un día fue mayor que el 6% de la demanda máxima, regla que establece la CRE para el SIN, en estado normal de operación.

La simulación de dos áreas de control, con generación hidrotérmica, es una herramienta que fue utilizada para medir la respuesta del control automático de generación, ante las variaciones rápidas de la demanda. Los estándares de control establecidos por el NERC se satisfacen cuando la demanda es medida a partir de 30 segundos.

5.2. APORTACIONES

Las principales aportaciones de esta tesis son:

- Aplicación de componentes principales para caracterizar la variación aleatoria de la demanda.
- Aplicación de distribuciones numéricas de probabilidad para simular la variación aleatoria de la demanda.
- Desarrollo de una clasificación en el dominio de la frecuencia de los servicios de reserva de potencia activa.
- Desarrollo de una herramienta computacional para estimar el espectro de la potencia de la demanda expresada como serie de tiempo.
- Desarrollo de una herramienta computacional para estimar los requerimientos de los servicios de reserva, en veinticuatro periodos, empleando el espectro de potencia.

5.3. RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

Se considera importante realizar las siguientes recomendaciones para trabajos futuros:

- Construir una serie de tiempo para indicar la falla de las tasas de interrupción forzada, las muestras son tomadas en años.
- Construir una serie de tiempo para el pronóstico de generación intermitente.
- Estimar los espectros de potencia de las series de tiempo mencionadas y hacer una convolución con el espectro de carga.
- Utilizar la prueba Anderson Darling para bondad de ajuste, ya que cuenta con mayor robustez ante valores extremos.
- Simular contratos bilaterales entre áreas de control y con las compañías de distribución y calcular los estándares de rendimiento de control.

REFERENCIAS

- [1] S. Stoft, *Power System Economics, Designing Markets for Electricity*, New York: IEEE Press; WILEY, 2002.
- [2] H. Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*, New York: Springer, 2014.
- [3] F. Wolak, «Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin America,» Banco Interamericano de Desarrollo , Washington D. C., 2004.
- [4] J. Millan, *Entre el mercado y el Estado. Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina*, New York: Banco Interamericano de Desarrollo, 2006.
- [5] H. Bevrani, *Decentralized Robust load-frequency control synthesis in restructured power systems*. PhD dissertation, Japan: Osaka University, 2004.
- [6] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, New York: Plenum Press, 1996.
- [7] M. A. Ortega-Vazquez y D. S. Kirschen, «Optimizing the Spinning Reserve Requirements Using a Cost/Benefit Analysis,» *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 24-33, 2007.
- [8] SENER, «Bases del Mercado Electrico,» Diario Oficial de la Federación, Cd. de México, 2016.
- [9] SENER, «Manul de Energía de Corto PLazo,» Diario Oficial, Cd. de México, 2016.
- [10] Comisión Reguladora de Energía, «RESOLUCIÓN Núm. RES/151/2016,» Diario Oficial de la Federación, Estados Unidos Mexicanos, 2016.
- [11] Cigré, «Methods and tools for costing ancillary services. Task Force 38.58.07,» Cigré, Paris, 2001.
- [12] M. Shahidehpour, H. Yamin y Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems. Forecasting, Scheduling and Risk Management*, New York: WILEY INTERSCIENCE, 2002.
- [13] D. Kischen y G. Strbac, *Fundamental of Power System Economics*, England: WILEY, 2004.
- [14] M. Hummon, P. Denholm, J. Jorgenson y D. Palchak, «Fundamental Drivers of the Cost and Price of Operating Reserves,» National Renewable Energy Laboratory, Denver, 2013.

- [15] H. Petr, H. Petr y C. Václav, «Optimal Planning of Ancillary Services for Reliable Power Balance Control,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, nº 3, pp. 1375-1382, 2008.
- [16] F. L. Alvarado, «Spectral Analysis of Energy-Constrained Reserves,» *Proceedings of the 35th Hawaii International Conference on System Sciences*, p. 8, 2002.
- [17] G. M. Jenkins y D. G. Watts, *Spectral Analysis and its applications*, San Francisco: Holden Day, 1968.
- [18] J. S. Bendat y A. G. Piersol, *Random Data. Analysis and Measurement Procedures*, Ney Jersey: Jhon Wiley, 2010.
- [19] Y. Rebours, *A Comprehensive Assessment of Markets for Frequency and Voltage Control Ancillary Services.*, Manchester: School of Electrical and Electronic Engineering, 2008.
- [20] J. W. Taylor, L. M. de Menezes y P. E. McSharry, «A comparasion of univariate methods for forecasting electricity demand up to a day ahead,» *International Journal of Forecasting*, pp. 1-16, 2006.
- [21] H. P. Seelye, «A Convenient Method for Determining Generator Reserve,» *American Institute of Electrical Engineers*, pp. 1317-1320, 1949.
- [22] G. Calabrese, «Generating Reserve Ccapacity Determined by the Probability Method,» *American Institute of Electrical Enginners*, pp. 1439-1499, 1947.
- [23] W. J. Lyman, «Calculating Probability of Generating Capacity Outages,» *American Institute of Electrical Engineers*, pp. 1471-1477, 1947.
- [24] E. S. Loane y C. W. Watchorn, «Probability Methods Applied to Generating Capacity Problems of a Combined Hydro and Steam System,» *American Institute of Electrica Enginners*, pp. 1645-1657, 1947.
- [25] C. J. Baldwin, D. P. Gaver y C. H. Hoffman, «Mathematical Models for Use in the Simulation of Power Generation Outages. Fundamental Considerations,» *AIEE Transactions (Power Apparatus and Systems)*, pp. 1251-8, 1959.
- [26] C. J. Baldwin , J. E. Billings, J. E. Gaver y D. P. Hoffman, «Mathematical models for use in the simulation of power generation outages II. Power system forced outage distributions.,» *AIEE Transactions (Power Apparatus and Systems)*, pp. 1258-72, 1959.
- [27] B. Kirby y E. Hirst, «Costs For Electric-Power Ancillary Services,» *The Electricity Journal*, pp. 26-30, 1998.
- [28] Y. Rebours y D. Kirschen, *A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services. Technical Report*, Manchester: The University of Manchester, 2005.

- [29] N. Abi-Samra, «Ancillary Services Measurement Handbook,» EPRI, Palo Alto, California, 2001.
- [30] North American Electric Reliability Council, «Excerpts from Reference Document Interconnected Operations Services,» NERC, New Jersey, 2001.
- [31] California Independent System Operator, «Management of Ancillary Services Certification Testing,» CAISO, California, 2000.
- [32] ERCOT, «ERCOT Protocols Section 6: Ancillary Services,» ERCOT, Texas, 2001.
- [33] Niemeyer, V., EPRI Project Manager, «Economics of Operating Reserv Markets,» EPRI, California, 2003.
- [34] S. B. Barragán Gómez y G. J. Robles, Aplicación del despacho óptimo de potencia reactiva al establecimiento del costo por el soporte de voltaje en un sistema eléctrico de potencia con despacho centralizado., México: SEPI ESIME IPN, 2004.
- [35] G. Deqiang, F. Donghan y J. Xie, Electricity Markets and Power System Economics, USA: CRS Press, 2014.
- [36] S. Beder, Energía y Poder. La lucha por el control de la electricidad en el mundo., México: Fondo de Cultura Económica, 2008.
- [37] A. Llamas Terrés , «Portal de Recursos Educativos Abiertos,» 10 Agosto 2017. [En línea]. Available: <http://www.temoa.info/es/node/768244>.
- [38] *Ley de la Industria Eléctrica*, 2014.
- [39] CFE, «Informe Anual 2012,» CFE, Ciudad de México, 2012.
- [40] A. LLamas Terres, «Portal de Recursos Educativos Abiertos,» 10 Agosto 2017. [En línea]. Available: <http://www.temoa.info/es/node/768244>.
- [41] J. Momoh y L. Mili, Economic Market Design and Planning for Electric Power Systems, United States of America: WILEY, 2009.
- [42] C. Harris, Electricity Markets, England: John Wiley & Sons, Ltd, 2006.
- [43] R. D. Christie y A. Bose, «Load frequency control issues in power system operations after deregulation,» *IEEE Trans Power Syst*, pp. 191-200, 1996.
- [44] M. L. Kothari, N. Sinha y M. Rafi, «Automatic generation control of an interconnected power system under deregulated enviroment.,» *Proc. IEEE*, pp. 95-102, 1998.

- [45] T. Kumar y N. Ramana, «Design of optimal sliding mode controller for load frequency control in multi-area deregulated thermal system.,» *Proc IEEE*, vol. 1, pp. 44-51, 2012.
- [46] A. Pappachen y A. P. Fathima, «Critical research areas on load frequency control issues in a deregulated power system: A state-of-the-art-of-review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 167-177, 2017.
- [47] N. Bekhouche, «Automatic generation control before and after deregulation.,» *Proc IEEE*, vol. 1, pp. 321-323, 2002.
- [48] K. Parmar, S. Majhi y D. Kothari, «LFC of an interconnected power system with multi-source power generation in deregulated power environment,» *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 57, pp. 277-86, 2014.
- [49] Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon y S. Rossignol, «A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services. Part I: Technical Features,» *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 350-357, 2007.
- [50] H. Bevrani y T. Hiyama, *Intelligent Automatic Generation Control*, USA: CRC, 2011.
- [51] P. Horacek, *Springer Securing Electrical Power System Operation*, vol. Infrastructure and Service Automation, 2009, p. 1841.
- [52] K. Krishna y K. Sekhar, «A simplified model for load frequency control in deregulated power systems.,» *Proc IEEE*, vol. 1, pp. 1-6, 2012.
- [53] B. Parashuramulu y A. Kumar, «Load frequency control of hybrid systems in open access environment.,» *Proc IEEE*, vol. 1, pp. 1-4, 2010.
- [54] P. Bhatt, R. Roy y S. Ghoshal, «Optimized multi area AGC simulation in restructured power systems,» *Electr Power Energy Syst*, vol. 32, pp. 311-22, 2010.
- [55] S. Wogrin, E. Centeno y J. Barquin, «Generation capacity expansion in liberalized electricity markets: A stochastic MPEC approach,» *IEEE Trans Power Syst*, vol. 4, n° 26, pp. 2526-32, 2011.
- [56] K. Lim, Y. Wang y R. Zhou, «Robust decentralized load-frequency control of multi-area power systems,» *IEEE Trans Power Syst*, vol. 3, n° 16, pp. 1401-6, 1998.
- [57] B. Bakken y O. Grand , «Automatic generation control in deregulated power system,» *IEEE Trans Power Syst*, vol. 3, n° 16, pp. 481-9, 2001.
- [58] A. Pal, P. Bera y K. Chakraborty, «AGC in two-area deregulated power system using reinforced learning neural network controller,» *Proc IEEE* , vol. 1, pp. 1-6, 2014.

- [59] K. Rabindra, P. Sidhartha, K. Umesh y K. Dillip, «Teaching learning based optimization algorithm for automatic generation control of power system using 2-DOF PID controller,» *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 1, n° 77, pp. 287-301, 2016.
- [60] J. Kumar, N. Hoe y G. Shelbe, «AGC Simulator for Price-Based Operation, Part I: A Model,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, n° 12, pp. 527-532, 1997.
- [61] V. Donde, M. A. Pai y I. A. Hiskens, «Simulation and Optimization in an AGC System after Deregulation,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 16, n° 3, p. 9, 2001.
- [62] V. Delfino, M. Pai y I. Hiskens, «Simulation and optimization in an AGC system after deregulation,» *IEEE Proc-Gener Transm Distrib*, vol. 5, n° 149, pp. 607-14, 2002.
- [63] F. Liu, Y. Song, J. Ma , S. Mei y Q. Lu, «Optimal load-frequency control in restructured power systems.,» *IEE Proc-Gener Transm Distrib*, vol. 1, n° 150, pp. 87-95, 2003.
- [64] N. Ghandi, Y. Mohan y A. Rao, «Load frequency control of interconnected power system in deregulated power enviroment considering generation rate constraints,» *Proc IEEE*, vol. 1, pp. 22-5, 2012.
- [65] J. Kumar, N. Hoe y G. Shelbe, «AGC Simulator for price-based operation, Part II: Case Study Results,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, n° 12, pp. 533-538, 1997.
- [66] N. Jaleeli y L. S. VanSlyck, «NERC'S NEW CONTROL PERFORMANCE STANDARDS,» *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1092-1099, 1999.
- [67] NERC Resources Subcommitte, «Balancing and Frequency Control. A Technical Document Prepared by the NERC Resources Subcommittee,» NERC, New Jersey, 2011.
- [68] A. Sorokin y e. al., *Handbook of Networks in Power Systems II*, New York: Springer, 2012.
- [69] E. Hirst y B. Kirby, «Ancillary Services: The Neglected Feature of Bulk-Power Markets,» *The Electricity Journal*, USA, 1998.
- [70] EPRI, «Measurement of Ancillary Service From Power Plants,» EPRI, Palo Alto, California, 2000.
- [71] B. Kirby, «Ancillary Services: Technical and Commercial Insights,» WARTSILA, EUA, 2007.
- [72] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, New Jersey: IEEE, WILEY, 2011.

- [73] U.S. Department of Energy, «Load Participation in Ancillary Services,» U.S. Department of Energy, USA, 2011.
- [74] B. J. Kirby, «Demand Response For Power System,» Oak Ridge National Laboratory , USA, 2006.
- [75] B. Kirby y E. Hirst, «Load as a Resource in Providing Ancillary Services,» ORNL, Tennessee, 1999.
- [76] E. Hirst y B. Kirby, «Separating and measuring the regulation and load-following ancillary services,» *Utilities Policy*, pp. 75-91, 1999.
- [77] ERCOT, «Future Ancillary Services in ERCOT,» ERCOT, Texas, 2013.
- [78] D. S. Kirschen, «Power System Security,» *Power Engineering Journal*, pp. 241-248, 2002.
- [79] D. S. Kirschen y D. Jayaweera, «Why Investments Do Not Prevent Blackouts,» *The Electricity Journal*, pp. 29-36, 2004.
- [80] G. Strbac y D. S. Kirschen, «Who Should Pay for Reserve?,» *Elsevier Science*, pp. 32-37, 2000.
- [81] E. Hirst y B. Kirby, «Electric Power Ancillary Services,» Oak Ridge National Laboratory, Tennessee, 1996.
- [82] B. Kirby y E. Hirst, «Customer Specific Metrics for the Regulation and Load Following Ancillary Services,» Oak Ridge National Laboratory, Tennessee, 2000.
- [83] Y. G. Rebours, D. S. Kirschen y M. Trotignon, «A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services - Part II: Economic Features,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 1, pp. 358-366, 2007.
- [84] C. C. Aggarwal, *Data Mining*, New York: Springer, 2015.
- [85] I. Jolliffe, *Principal Component Analysis*, New York: Springer, 2002.
- [86] B. Flury, *A First Course in Multivariate Statistics*, New York: Springer, 1997.
- [87] R. Gnanadesikan, *Methods for Statistical Data Analysis of Multivariate Observations*, New York: JOHN WILEY & SONS, INC., 1997.
- [88] National Institute of Standards and Technology, «Engineering Statistics Handbook,» 16 08 2017. [En línea]. Available: <http://www.itl.nist.gov/div898/handbook/index.htm>.
- [89] T. Cooray, *Applied Time Series. Analysis and Forecasting.*, Moratuwa, Sri Lanka: Alpha Science, 2008.

- [90] C. Chatfield, *The Analysis of Time Series an Introduction*, USA: Springer, 1984.
- [91] G. E. P. Box y G. M. Jenkins, *Time Series Analysis. Forecasting and Control*, New Jersey: John Wiley & Sons, 2016.
- [92] C. C. Aggarwall, *Outlier Analysis*, New York: Springer, 2013.
- [93] R. A. Schwartz, J. A. Byrne y A. Colaninno, *Volatility. Risk and Uncertainty in Financial Markets*, New York: Springer, 2011.
- [94] V. Barnett y T. Lewis, *Outliers in Statistical Data*, Great Britain: John Wiley & Sons, 1978.
- [95] C. Harris, *Fixed and Variable Costs*, New York: Palgrave macmillan, 2014.
- [96] A. L. Garcia, *Probability, Statistics, and Random Processes for Electrical Engineering*, Upper Saddle River, NJ: PEARSON, 2008.
- [97] A. Papoulis, *Probability, Random Variables and Stochastic Processes*, New York: Mc Graw Hill, 1991.
- [98] R. Saucier, «Computer Generation of Statistical Distributions,» Army Research Laboratory, USA, 2000.
- [99] Y. Dodge, *The Concise Encyclopedia of Statistics*, Suiza: Springer, 2008.
- [100] J. Arrillaga y L. I. Egufluz, *Armónicos en Sistemas de Potencia*, España: Universidad de Cantabria, 1994.
- [101] A. V. Oppenheim y R. W. Schafer, *Tratamiento de señales en tiempo discreto.*, USA: Oxford Series, 1997.
- [102] P. Ardilly y Y. Tillé, *Sampling Methods: Exercises and Solutions*, New York: Springer, 2002.
- [103] J. S. Bendat y A. G. Piersol, *Engineering Aplications of Correlation and Spectral Analysis*, USA: JOHN WILEY & SONS, 1980.
- [104] B. Kirby y E. Hirst, «Generator Response to Intrahour Load Fluctuations,» *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1373-1378, 1998.
- [105] R. Shankar, K. Chatterjee y R. Bhushan, «Impact of energy storage system on load frequency control for diverse sources of interconnected power system in deregulated power enviroment,» *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 79, pp. 11-26, 2016.
- [106] A. Yogendra y K. Narendra, «Optimal AGC with redox flow batteries in multi-area restructured power systems.,» *Eng Sci Technol Int*, vol. 3, nº 19, pp. 1145-59, 2016.

- [107] K. I. Diamantaras y S. Y. Kung, *Principal Component Neural Networks*, Canada: CRC, 1996.
- [108] J. M. Bland, «<https://www-users.york.ac.uk>,» 15 Agosto 2017. [En línea]. Available: <https://www-users.york.ac.uk/~mb55/talks/halfnor.pdf>.
- [109] N. Kishtainy, G. Abbot, J. Fardon , F. Kennedy, J. Meadway, C. Wallace y M. Weeks, *El libro de la economía*, Madrid: DK, 2012.
- [110] J. Tirole, *The Theory of Industrial Organization*, London, England: The MIT Press, 1994.
- [111] H. Pabón Barajas, *Fundamentos de costos*, México: Alfaomega, 2012.
- [112] A. A. Atkinson, R. S. Kaplan, E. Mae Matsumura y S. M. Young, *Management Accounting. Information for Decision-Making and Strategy Execution*, USA: PEARSON, 2012.
- [113] G. R. Cooper y C. D. McGillem, *Probabilistic Methods of Signal and System Analysis*, USA: The Oxford Series in Electrical and Computer Engineering, 1998.
- [114] J. M. Bland, «The Half-Normal distribution method for measurement error: two case studies,» University of York, Reino Unido, s.f..
- [115] D. M. Hawkins, *Identification of Outlier*, Pretoria: Chapman and Hall, 1980.
- [116] F. K. Crundwell, *Finance for Engineers*, USA: Springer, 2008.
- [117] R. E. Brown, *Business Essentials for Utility Engineers*, USA: CRC Press, 2010.
- [118] L. F. Drbal, P. G. Boston y K. L. Westra, *Power Plant Engineering*, Spain: Springer, 1996.
- [119] A. K. Raja, A. P. Srivastava y M. Dwivedi, *Power Plant Engineering*, New Delhi: New Age International Publishers, 2006.
- [120] P. K. Nag, *Power Plant Engineering*, New Delhi: McGraw-Hill, 2008.
- [121] N. K. Dubash, «The Changing Global Context for Electricity Reform,» *Power Politics: Equity an Enviroment in Electricity Reform*, p. 13, 2002.
- [122] J. Quiggin, «Market Oriented Reform in the Australian Electricity Industry,» Canberra, School of Economics, Australia, 2001.
- [123] B. K. y M. , *Investments*, USA: Mc Graw Hill, 2001.
- [124] D. S. Kirschen y D. Jayaweera, «A Comparasion of Risk-Based and Deterministic Security Assessments,» *IET Generation, Transmission and Distribution*, pp. 527-533, 2007.

- [125] M. A. Ortega-Vazquez y D. S. Kirschen, «Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems with Significant Wind Power Generation Penetration,» *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 114-124, 2009.
- [126] D. K. Ranaweera, G. G. Karady y R. G. Farmer, «Economic Impact Analysis of Load Forecasting,» *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1388-1392, 1997.
- [127] M. A. Ortega-Vazquez y D. S. Kirschen, «Economic Impact Assessment of Load Forecast Errors Considering the Cost of Interruptions,» *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1-8, 2006.
- [128] S. K. Jain, S. Chakrabarti y S. N. Singh, «Review of load frequency control methods, Part I:Introduction and pre-deregulation scenario.,» *Proc. IEEE*, 2013.
- [129] H. Bevrani, Y. Mitami y K. Tsuji, «PI-based multi-objective load-frequency control in a restructured power system,» *Annual Conference*, pp. 1745-50, 2004.
- [130] W. Tan, H. Zhang y M. Yu, «Decentralized load frequency control in deregulated enviroments.,» *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 41, pp. 16-26, 2012.
- [131] Australian Energy Market Operator, «Market Ancillary Services Specification,» AEMO, Australia, 2012.
- [132] H. Singh, «Auctions for ancillary services,» ELSEVIER, San Francisco, 1999.
- [133] E. G. Read , «Co-optimization of Energy and Ancillary Service Markets,» Springer, New Zeland, 2012.
- [134] R. Turvey, «What are Marginal Costs and How to Estimate Them?,» The University of Bath , UK, 2000.
- [135] E. Hirst y B. Kirby, «Creating Competitive Markets for Ancillary Services,» ORLN, Tennessee, 1997.
- [136] E. Janecek, V. Cerny, A. Fialova y J. Fantik, «A New Approach to Modelling of Electricity Transmission System Operation,» *IEEE*, nº 1M0567, p. 6, 2006.
- [137] L. P. Bornak, Modelling Energy Systems. A Study on Power System Reserves in South Africa., South Africa: DTU, 2013.

ANEXOS

ANEXO A. LA DEMANDA ELÉCTRICA COMO UN PROCESOS ESTOCASTICO ESTACIONARIO

De acuerdo con [97] una variable aleatoria x , es una regla que asigna un *número* $x(\zeta)$, para cada salida ζ de un experimento ρ .

Un proceso estocástico $x(t)$, es una regla que asigna cada salida del experimento ζ , a una función $x(t, \zeta)$.

Por lo tanto, un proceso estocástico es una familia de funciones en el tiempo dependientes del parámetro ζ , o equivalentemente una función de t y ζ . El dominio de ζ es el conjunto de las salidas experimentales y el dominio de t es el conjunto \mathbb{R} de números reales.

De acuerdo con [18] el valor medio $\mu_\zeta(t_1)$ de un proceso estocástico esta dado por:

$$\mu_\zeta(t_1) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{N} \sum_{\zeta=1}^N x_\zeta(t_1)$$

Y también la función de auto correlación $R_{\zeta\zeta}(t_1, t_1 + \tau)$ está dada por:

$$R_{\zeta\zeta}(t_1, t_1 + \tau) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{N} \sum_{\zeta=1}^N x_\zeta(t_1)x_\zeta(t_1 + \tau)$$

Se establece que si $\mu_\zeta(t_1)$ y $R_{\zeta\zeta}(t_1, t_1 + \tau)$ cambian cuando el tiempo t_1 cambia, el proceso estocástico $x(t, \zeta)$ es *no estacionario*.

Para el caso especial donde $\mu_\zeta(t_1)$ y $R_{\zeta\zeta}(t_1, t_1 + \tau)$ no cambian, cuando el tiempo t_1 varía, el proceso estocástico es *débilmente estacionario* o *estacionario de amplio sentido*. Esto es:

$$\mu_\zeta(t_1) = \mu_\zeta$$

$$R_{\zeta\zeta}(t_1, t_1 + \tau) = R_{\zeta\zeta}(\tau)$$

También es posible describir las propiedades de un proceso estacionario calculando el promedio en el tiempo de ciertas funciones específicas de la familia. Seleccionando una función ζ específica:

$$\mu_x(\zeta) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T x_\zeta(t) dt$$

$$R_{xx}(\tau, \zeta) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T x_\zeta(t)x_\zeta(t + \tau) dt$$

Si el proceso aleatorio es estacionario, y $\mu_x(\zeta)$ y $R_{xx}(\tau, \zeta)$ no cambia cuando es calculado sobre diferentes funciones muestra; los procesos estacionarios se d *ergodicos*.

Generalmente los procesos que son estacionarios son ergodicos. Esta es la razón principal por la que las propiedades de los procesos estocásticos estacionarios pueden ser medidos adecuadamente, en la mayoría de los casos, de una sola función en el tiempo.

Experimento. Sea la demanda eléctrica durante *una semana* arbitraria. El dominio ζ son los días de la semana:

$$\zeta = \{L, M, Mi, J, V, S, D\}$$

Donde:

L = día lunes

M = día martes

Mi = día miercoles

J = día jueves

V = día viernes

S = día sábado

D = día domingo

El dominio del parámetro *t* esta dado por las horas del día:

$$t = \{1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24\}$$

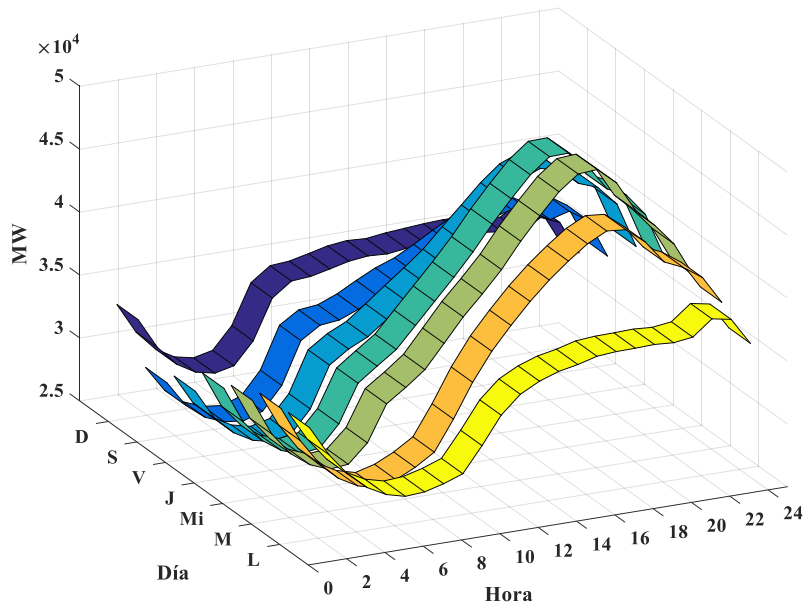


Figura A.1. Proceso estocástico de la demanda en una semana. Fuente: ERCOT

El objetivo es verificar si el proceso estocástico de la demanda en una semana es estacionario. Para esto se calcula $\mu_{\zeta}(t)$ cambiando la variable del tiempo. El resultado se muestra en la tabla A.1.

Tabla A.1. Variación de la media, en el proceso estocástico de la demanda.

t	$\mu_{\zeta}(t)$	Variación (%)
1	32877.4018	7.77
2	30323.2144	5.48
3	28661.6001	3.60
4	27630.2472	1.89
5	27109.0986	0.43
6	27225.3314	4.65
7	28490.0425	8.36
8	30872.0926	3.14
9	31840.6479	3.41
10	32926.7659	4.53
11	34418.5852	3.96
12	35781.7035	3.16
13	36913.4414	2.84
14	37960.0206	3.11
15	39141.2984	2.81
16	40239.469	2.50
17	41244.4205	1.85
18	42007.6318	0.35
19	42152.7476	1.64
20	41459.3415	3.00
21	40215.8483	0.30
22	40093.6774	2.86
23	38946.5152	7.37
24	36075.856	--

La columna de variación en la tabla 40 es calculada empleando la siguiente relación:

$$\text{Variación (\%)} = \left(\frac{\text{valor presente} - \text{valor anterior}}{\text{valor anterior}} \right) \times 100\%$$

En rigor si el proceso es estacionario, se debe cumplir:

$$\mu_{\zeta}(1) = \mu_{\zeta}(2) = \mu_{\zeta}(3) = \dots = \mu_{\zeta}(24)$$

Se observa que la restricción no se cumple en rigor y que la variación de $\mu_{\zeta}(t)$ tiene un rango del 3% al 7%.

En la tabla A.2 se muestran cinco coeficientes de correlación calculados, cuando $\tau = 14$.

Tabla A.2 Coeficientes de correlación.

t	$R_{\zeta\zeta}(t, t + \tau)$	Variación (%)
1	1121966484	3.64
2	1162845287	3.42
3	1202633378	3.95
4	1250148772	5.88
5	1323667423	--

En rigor si el proceso es estacionario, se debe cumplir:

$$R_{\zeta\zeta}(t_1, t_1 + \tau) = R_{\zeta\zeta}(t_2, t_2 + \tau) = \dots = R_{\zeta\zeta}(t_4, t_4 + \tau)$$

Se observa que la restricción no se cumple en rigor y la variación de $\mu_{\zeta}(t)$ tiene un rango del 3.64% al 5.88%.

La pregunta es ¿el proceso se debe considerar no estacionario?

De acuerdo con [18] cuando una serie de tiempo es estacionaria, se quiere decir que las propiedades calculadas en intervalos de tiempo cortos no varían significativamente de un intervalo al siguiente. En ese sentido la palabra “significativamente”, se refiere a cuando las variaciones observadas son más grandes que las esperadas.

Si se considera a una variación significativa del 5% o 10%, entonces de acuerdo con las observaciones realizadas, el proceso estocástico de la demanda es estacionario. Los mismos autores establecen otra hipótesis. Si el fenómeno físico que genera el proceso aleatorio es invariante en el tiempo, entonces los resultados se asumen como estacionarios, sin efectuar ninguna prueba. Por lo tanto, si el fenómeno físico que genera la demanda está marcado por estaciones; de un día, una semana, un mes, una estación (varios meses). Esta última aseveración es considerada razón suficiente para tratar a la demanda como un proceso aleatorio estacionario.

ANEXO B. ANÁLISIS DE COMPONENTES PRINCIPALES

B.1 Introducción

En [86] se mencionan dos enfoques sobre el concepto del análisis de componentes principales, el primero es propuesto por el matemático Karl Pearson, a través de una aproximación, es decir, dado un vector de p variables aleatorias, encontrar una aproximación óptima en un sub espacio lineal de pequeña dimensión. Más específicamente, Pearson estudio el problema de ajustar una línea a datos de varias variables de tal forma que se minimicen la suma de las desviaciones al cuadrado de los puntos de la línea. El segundo enfoque, propuesto por Harold Hotelling, quien supone que X es un vector de p variables aleatorias, el objetivo es saber cómo se puede transformar X linealmente en un nuevo vector aleatorio U , cuyos componentes no estén correlacionados o incluso sean independientes. Específicamente, si la transformación lineal de X a U es no singular, entonces se podría escribir X como una transformación lineal de U , es decir expresar las p variables medidas como función de unas pocas variables que no están correlacionadas y que no han sido observadas.

En [107] se explica el análisis de componentes principales (ACP, por sus siglas en español) como una técnica estadística, la cual también es llamada análisis factorial en el campo financiero y económico. El propósito del ACP es identificar la estructura de dependencia detrás de una observación estocástica de varias variables con el objetivo de obtener una descripción compacta de esta. Cuando la correlación no es cero entre las variables observadas de dimensión n , del espacio de datos (es decir, el número de variables observadas), no representa el número de variables independientes, m , que realmente se necesitan para describir los datos. Se puede asimilar m , como el número que representa los grados de libertad de un sistema físico. En el contexto estadístico el número n es llamado la dimensión superficial de los datos, mientras que m es llamada la dimensión intrínseca de los datos. La correlación más fuerte entre las variables observadas equivale al número más pequeño de variables independientes que pueden describir los datos adecuadamente. Las n variables observadas son por lo tanto representadas como funciones de m variables latentes llamadas factores, donde $m < n$ y usualmente $m \ll n$. La forma matemática más simple de las funciones de representación y la más económica es la descripción de la estructura de dependencia entre las variables. El ACP tradicional está asociado con la transformación lineal, las cuales son la forma más simple y matemáticamente tratable de formas funcionales para representación. Las variables factor son también llamadas característica de la señal aleatoria de varias variables, y el vector formado es un miembro del espacio característico.

B.2 Desarrollo del Análisis de Componentes Principales

En [85] se describe el desarrollo del ACP con el enfoque de transformación lineal y a continuación se expone su desarrollo.

Supóngase un vector x de p variables aleatorias, y las varianzas de las p variables aleatorias, y la estructura de las covarianzas y correlaciones entre las p variables son de interés. A menos que p sea pequeña o la estructura sea muy simple, no será muy útil obtener simplemente las p varianzas y todas las $\frac{1}{2} p(p - 1)$ correlaciones o covarianzas. Un enfoque alternativo es buscar

por unas pocas variables derivadas ($\ll p$) que preserven la mayor parte de la información dadas estas varianzas y correlaciones o covarianzas.

Aunque el ACP no ignora las covarianzas y las correlaciones, se concentra en las varianzas. El primer paso es mirar una función lineal $\alpha_1'x$ de los elementos de x que tienen una varianza máxima, donde α_1 es un vector de p constantes $\alpha_{11}, \alpha_{12}, \dots, \alpha_{1p}$ y $'$ denota la transpuesta, de tal manera que:

$$\alpha_1'x = \alpha_{11}x_1 + \alpha_{12}x_2 + \dots + \alpha_{1p}x_p = \sum_{j=1}^p \alpha_{1j}x_j$$

Ahora, sea una función lineal $\alpha_2'x$, que no está correlacionada con $\alpha_1'x$ teniendo varianza máxima, y, por tanto, el estado k de una función lineal $\alpha_k'x$ tiene una varianza máxima y no está correlacionado con $\alpha_1'x, \alpha_2'x, \dots, \alpha_{k-1}'x$. La k ésima variable derivada, $\alpha_k'x$ es la componente principal k . Se pueden encontrar hasta p componentes principales, pero se espera, en general, que la mayoría de la variación en x se encuentra en m componentes principales, donde $m \ll p$.

Una vez definidas las componentes principales, se necesita saber cómo encontrarlas. Considerando, por el momento, el caso donde el vector de variables aleatorias x tiene una matriz de covarianza conocida Σ . Esta es la matriz en la cual el elemento (i, j) es la covarianza entre los elementos i y j de x . En el caso más realista, donde Σ es desconocida, se reemplaza por la matriz de covarianza muestral S . Se sigue entonces que para $k = 1, 2, \dots, p$ la componente principal k esta dada por $z_k = \alpha_k'x$ donde α_k es el vector propio de Σ correspondiente al valor propio λ_k más grande. Resulta, si α_k es escogido para que tenga una longitud unitaria ($\alpha_k\alpha_k' = 1$), entonces $var(z_k) = \lambda_k$, cuando $var(z_k)$ denota la varianza de z_k .

Para derivar la forma de los componentes principales, se considera primero $\alpha_1'x$; el vector α_1 maximiza $var[\alpha_1'x] = \alpha_1'\Sigma\alpha_1$. Es claro que, como esta expresado, el máximo no es alcanzado para un valor finito posible de α_1 entonces se debe imponer una restricción de normalización. La restricción usada en la derivación es $\alpha_1'\alpha_1 = 1$, esto es, la suma de los elementos cuadrados de α_1 es igual a 1. Otras restricciones, por ejemplo $Max_j |\alpha_{1j}| = 1$, pueden ser más útiles en otras circunstancias. Sin embargo, el uso de las restricciones como $\alpha_1'\alpha_1 = constante$ en la derivación implica un problema de optimización más difícil, y producirá un conjunto de variables diferentes a las componentes principales.

Para maximizar $\alpha_1'\Sigma\alpha_1$ sujeto a $\alpha_1'\alpha_1 = 1$, el enfoque estándar es usar la técnica de los multiplicadores de Lagrange. Se desea maximizar:

$$\alpha_1'\Sigma\alpha_1 - \lambda(\alpha_1'\alpha_1 - 1)$$

Donde λ es el multiplicador de Lagrange. La derivación con respecto a α_1' resulta:

$$\Sigma\alpha_1 - \lambda\alpha_1 = 0$$

Factorizando:

$$(\Sigma - \lambda I_p)\alpha_1 = 0$$

Donde I_p es la matriz de identidad ($p \times p$). Por lo tanto, λ es un eigenvalor (valor propio) de Σ y α_1 es el eigenvector (vector propio) correspondiente. Para decidir cuál de los p vectores propios resulta $\alpha_1'x$ con varianza máxima, se observa que la cantidad para ser maximizada es:

$$\alpha_1'\Sigma\alpha_1 = \alpha_1'\lambda\alpha_1 = \lambda\alpha_1'\alpha_1 = \lambda$$

Por tanto λ debe ser lo más grande posible. Por lo tanto, α_1 es el vector propio correspondiente al valor propio más grande de Σ , y la $var(\alpha_1'x) = \alpha_1'\Sigma\alpha_1 = \lambda_1$, el valor propio más grande. En general, el componente principal k de x es $\alpha_k'x$ y la $var(\alpha_k'x) = \lambda_k$, donde λ_k es el k valor propio más grande de Σ , y α_k es el vector propio correspondiente.

El segundo componente principal, $\alpha_2'x$ maximiza $\alpha_2'\Sigma\alpha_2$ sujeto a que no está correlacionado con $\alpha_1'x$ o equivalentemente sujeto a $cov[\alpha_1'x, \alpha_2'x] = 0$, donde $cov(x, y)$ denota la covarianza entre las variables aleatorias x y y . Pero

$$cov[\alpha_1'x, \alpha_2'x] = \alpha_1'\Sigma\alpha_2 = \alpha_2'\Sigma\alpha_1 = \alpha_2'\lambda_1\alpha_1 = \lambda_1\alpha_2'\alpha_1 = \lambda_1\alpha_1'\alpha_2$$

Por lo tanto, cualquiera de las ecuaciones:

$$\begin{aligned} \alpha_1'\Sigma\alpha_2 &= 0, & \alpha_2'\Sigma\alpha_1 &= 0, \\ \alpha_1'\alpha_2 &= 0, & \alpha_2'\alpha_1 &= 0 \end{aligned}$$

Puede ser usada para especificar la correlación cero entre $\alpha_1'x$ y $\alpha_2'x$. Escogiendo la última de estas (una opción arbitraria), y observando, que la restricción de normalización es necesaria nuevamente, la cantidad para ser maximizada es:

$$\alpha_2'\Sigma\alpha_2 - \lambda(\alpha_2'\alpha_2 - 1) - \phi\alpha_2'\alpha_1$$

Donde λ, ϕ son multiplicadores de Lagrange. La diferenciación con respecto a α_2 resulta

$$\Sigma\alpha_2 - \lambda\alpha_2 - \phi\alpha_1 = 0$$

y la multiplicación de esta ecuación en la izquierda por α_1' resulta

$$\alpha_1'\Sigma\alpha_2 - \lambda\alpha_1'\alpha_2 - \phi\alpha_1'\alpha_1 = 0$$

En el cual, ya que los primeros dos términos son cero y $\alpha_1'\alpha_1 = 1$, reduce $\phi = 0$.

Por lo tanto, $\Sigma\alpha_2 - \lambda\alpha_2 = 0$, o equivalentemente $(\Sigma - \lambda I_p)\alpha_2 = 0$, por lo tanto λ es un valor propio de Σ , y α_2 es el vector propio correspondiente.

Otra vez $\lambda = \alpha_2'\Sigma\alpha_2$, por lo tanto λ es tan grande como sea posible. Asumiendo que Σ no tiene vectores propios repetidos. Si es así, se tiene que $\alpha_2 = \alpha_1$, violando la restricción $\alpha_1'\alpha_2 = 0$. Por lo tanto λ es el segundo valor propio más grande de Σ , y α_2 es el vector correspondiente.

Como ya se mencionó, se puede mostrar que, para el tercero, cuarto, hasta p , componente principal, los vectores de coeficientes $\alpha_3, \alpha_4, \dots, \alpha_p$ son los vectores propios de Σ , correspondientes a $\lambda_3, \lambda_4, \dots, \lambda_p$ el tercero y cuarto más grande hasta el valor propio más pequeño, respectivamente. Resulta,

$$var[\alpha_k'x] = \lambda_k \quad \text{para } k = 1, 2, \dots, p$$

ANEXO C. DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA DE DOS ÁREAS DE CONTROL

El sistema de prueba consta de dos áreas de control, las cuales tienen una capacidad máxima de 2,000 MW y una capacidad base de 1,000 MW, se considera una constante de inercia de 5.0 s, ambas áreas se encuentran interconectadas por una línea de transmisión con reactancia de $0.1 \frac{\Omega}{\text{milla}}$ y longitud de 100 millas. La potencia máxima de la línea de transmisión es de 200 MW.

En la tabla C.1 se muestra el valor de los parámetros de las áreas de control del sistema de prueba.

Tabla C.1. Parámetros de sistema de prueba de dos áreas de control.

Parámetro	Valor
Capacidad total	2,000 MW
Capacidad base	1,000 MW
Constante de inercia	5.0 s
Coefficiente de sincronización	0.1 MW pu/Hz
Relación de capacidad entre área 1 y 2	-1.0

En el área de control A, se tienen cuatro unidades de generación térmica y una unidad de generación hidráulica, en el área de control B se tienen cuatro unidades de generación térmica. Se utiliza el modelo lineal con un solo recalentamiento para modelar las turbinas térmicas y el modelo lineal de primer orden para modelar la turbina hidráulica. En la tabla C.2 se muestran sus parámetros.

Tabla C.2. Parámetros del modelo lineal de la turbina hidráulica y turbina térmica.

Turbina Hidráulica	Valor
T_w	0.5 s
Turbina Térmica	
F_{HP}	0.3
F_{IP}	0.4
F_{LP}	0.3
T_{CH}	0.4 s
T_{RH}	4.0 s
T_{C0}	0.3 s

En la tabla C.3 se muestran las constantes del gobernador de acuerdo con el tipo de turbina.

Tabla C.3. Parámetros del modelo lineal del gobernador hidráulico y el gobernador de la turbina térmica.

Gobernador Hidráulico	Valor
T_G	0.08 s
T_R	5.0 s
R_T	24.0
Gobernador Térmico	
T_G	0.08 s

En la tabla C.4 se muestra el valor del estatismo de cada máquina. En letras itálicas se señalan las máquinas con control secundario.

Tabla C.4. Estatismo de las máquinas con control primario.

Área A	Estatismo (MW pu/Hz)
<i>Máquina térmica 1</i>	3.00
<i>Máquina hidráulica 2</i>	2.40
Máquina térmica 3	3.00
Máquina térmica 4	2.73
Máquina térmica 5	2.82
Área B	
<i>Máquina térmica 6</i>	3.00
<i>Máquina térmica 7</i>	3.00
Máquina térmica 8	2.73
Máquina térmica 9	2.82

En la tabla C.5 se muestra la banda muerta, la tasa de rampa de las máquinas con control secundario, así como el sesgo de frecuencia.

Tabla C.5. No linealidades y parámetros de control secundario.

Parámetro	Valor
Banda muerta del gobernador	0.06 % (0.036 Hz)
Tasa de rampa	10 % MW pu/minuto
Sesgo de frecuencia área de control A	0.56257 MW pu/Hz
Sesgo de frecuencia área de control B	0.72901 MW pu/Hz
Ganancia de control secundario	0.1

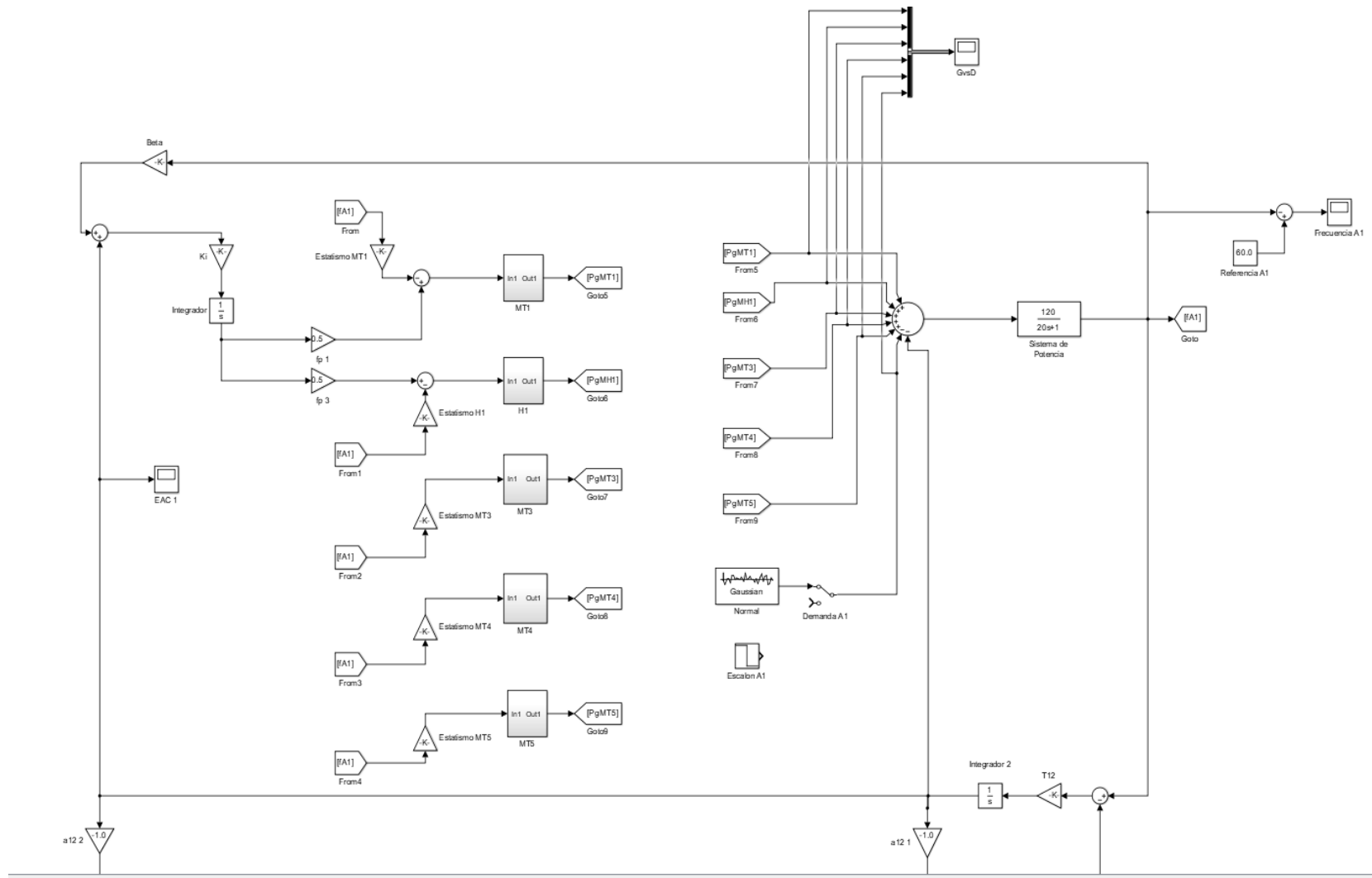


Figura C.6 Simulación del área de control A

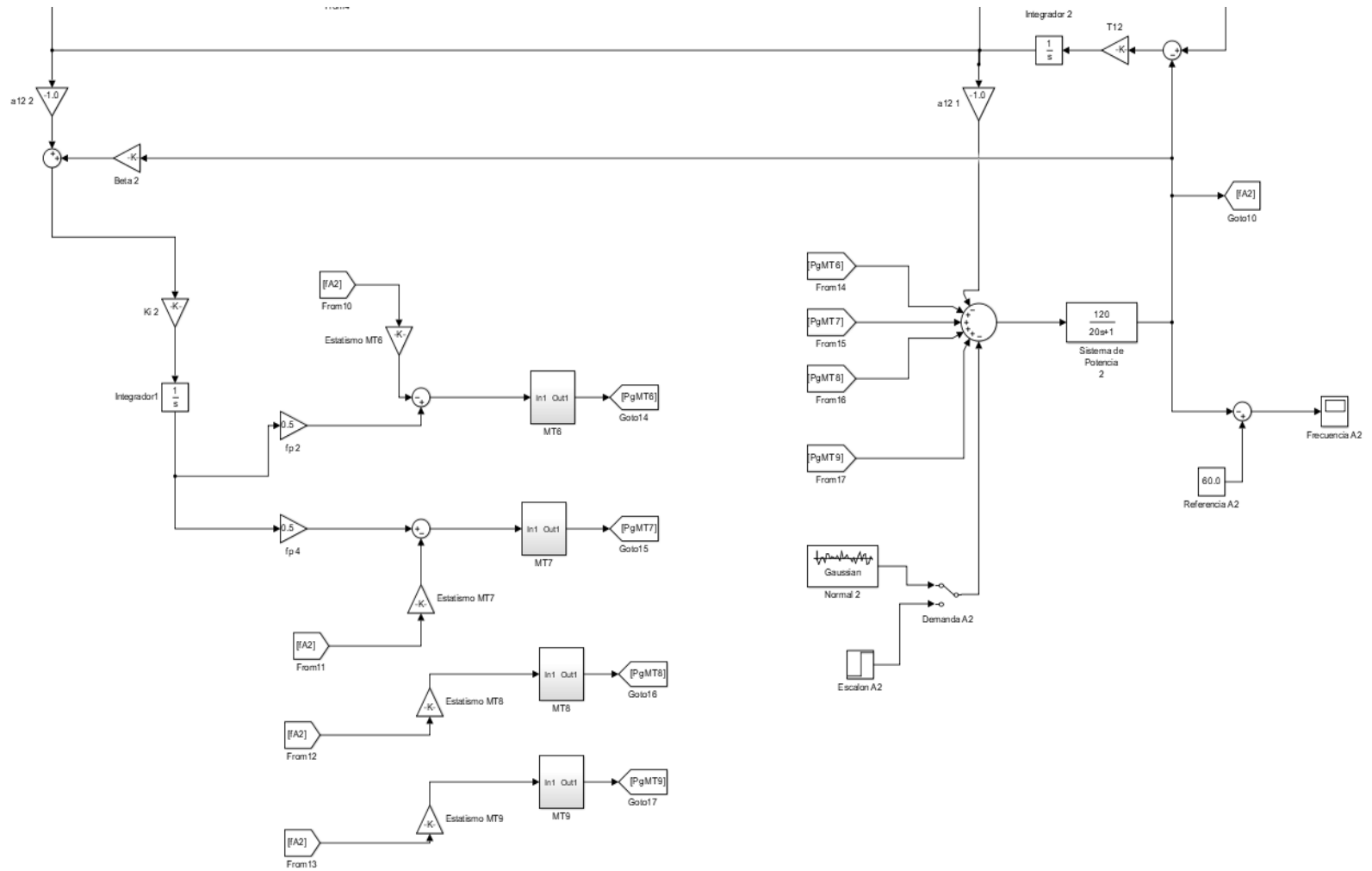


Figura C.7 Simulación del área de control B.

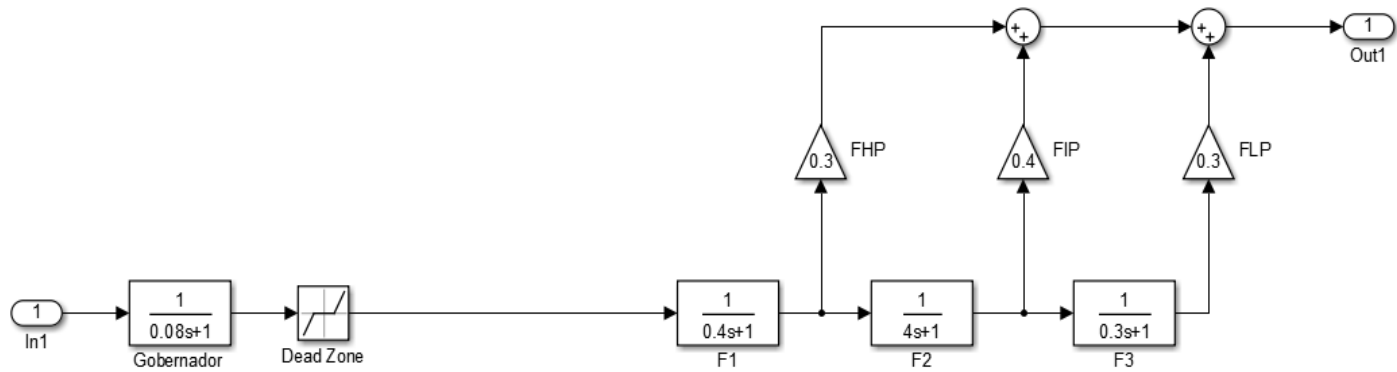


Figura C.8 Modelo lineal con un solo recalentamiento de máquina térmica.

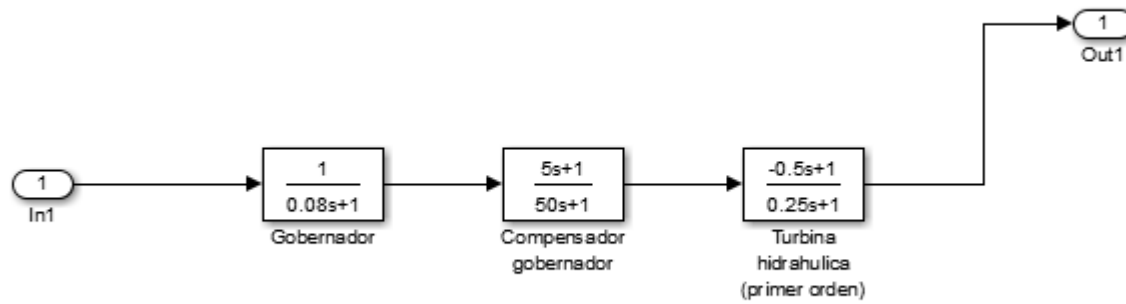


Figura C.9 Modelo lineal de primer orden de máquina hidráulica.

ANEXO D. ESTIMACIÓN PUNTUAL DE LA VARIANZA DEL ERROR ALEATORIO

En este anexo se desarrolla la estimación de la varianza del error aleatorio de la demanda en base a distribución media normal.

Es común asumir que el error de pronóstico proviene de una distribución normal, para esto se emplea la distribución de la mitad normal el cual está dada por el siguiente enunciado:

Si se tiene una variable aleatoria X que pertenece a una distribución normal estándar, el valor absoluto de la variable aleatoria $|X|$ pertenece a una distribución mitad normal el cual tiene una media con valor de:

$$\mu = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \sigma$$

Donde:

$$\mu = \text{media}$$

$$\sigma = \text{varianza}$$

De acuerdo con [108] el enunciado anterior es demostrable:

La función de densidad mitad normal es:

$$f(x) = \frac{2}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{\left(-\frac{x^2}{2\sigma^2}\right)} \quad x \geq 0$$
$$= 0 \quad \text{si } x < 0$$

El valor esperado está dado por:

$$E(X) = \frac{2}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_0^{\infty} e^{\left(-\frac{x^2}{2\sigma^2}\right)} dx$$

Se sabe que:

$$\frac{d}{dx} \left(e^{\left(-\frac{x^2}{2\sigma^2}\right)} \right) = -\frac{x}{\sigma^2} e^{\left(-\frac{x^2}{2\sigma^2}\right)}$$

Entonces:

$$\frac{2}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_0^{\infty} x e^{\left(-\frac{x^2}{2\sigma^2}\right)} dx = \frac{2}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_0^{\infty} \frac{(-\sigma^2) d}{dx} \left(e^{\left(-\frac{x^2}{2\sigma^2}\right)} \right) dx$$
$$= \frac{-2\sigma^2}{\sqrt{2\pi}\sigma} \left[e^{\left(-\frac{x^2}{2\sigma^2}\right)} \right]_0^{\infty}$$

$$\begin{aligned} &= -\sqrt{\frac{2}{\pi}} \sigma [0 - 1] \\ &= \sqrt{\frac{2}{\pi}} \sigma \end{aligned}$$

Como ya se mostró anteriormente cuando se calcula el pronóstico de demanda por distintos métodos se obtiene un MAPE de 1.5% para 24 horas. En este sentido el MAPE es considerado el estimador puntual de la media del error de pronóstico.

Empleando la media de la mitad normal y el MAPE como su estimador puntual se tiene:

$$MAPE = \mu = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \sigma$$

Resolviendo para la desviación estándar, resulta:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\pi}{2}} MAPE$$

Calculando el valor de la desviación estándar del error resulta:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\pi}{2}} (0.015) = 0.019$$

Es decir:

$$\sigma = 1.9\% \approx 2\%$$

ANEXO E. PRUEBA DE BONDAD DE AJUSTE KOLMOGOROV SMIRNOV

La prueba de Kolmogorov–Smirnov es usada para decidir si una muestra proviene de una distribución continua hipotética. Está basada en la función de distribución acumulada empírica. Se asume una variable aleatoria x_1, \dots, x_n de alguna distribución probabilística con una función de distribución $F(x)$. La función de distribución empírica es:

$$F_n(x) = \frac{1}{n} * [\text{Número de observaciones} \leq x]$$

Se considera un estadístico (D) el cual está basado en la diferencia vertical más grande entre la función de distribución teórica y la empírica:

$$D = \max_{1 \leq i \leq n} \left(F(x_i) - \frac{i-1}{n}, \frac{i}{n} - F(x_i) \right) \text{nde:}$$

$i = \text{variable de incremento}$

$n = \text{número de elementos de la variable aleatoria}$

$F(x_i) = \text{función de distribución empírica en el elemento } i$

Se lleva a cabo una prueba de hipótesis:

H_0 : los datos siguen una distribución específica

H_A : los datos no siguen una distribución específica

La hipótesis se rechaza con el nivel de confianza (α) si el estadístico de la prueba (D), es mayor que un valor crítico. Dichos valores críticos usados para esta prueba son válidos cuando se conoce por completo la distribución de los datos. Si se estiman varios parámetros los resultados son conservativos, es decir el nivel de confianza será menor que el dado en las tablas de valor crítico, y la probabilidad de que el ajuste sea rechazado por error es menor.

El valor P en contraste con los valores α , es calculado basado en el estadístico de prueba, y denota un valor umbral de un nivel de confianza en el sentido de que la hipótesis nula (H_0) será aceptada para todos los valores de α menores que el valor P. Por ejemplo, si $P = 0.025$, la hipótesis nula será aceptada con los niveles de confianza menores que P (es decir 0.01 y 0.02) y rechazada a los niveles de altos, incluyendo 0.05 y 0.1.

ANEXO F. FUNCIONES DE DENSIDAD Y DISTRIBUCIÓN ACUMULADA LOGISTIC Y PEARSON 5

Las funciones que definen la distribución probabilística Gen. Logistic son las siguientes:

Dominio:

$$\begin{aligned} 1 + k \frac{x - \mu}{\sigma} > 0 & \quad k \neq 0 \\ -\infty < x < +\infty & \quad k = 0 \end{aligned}$$

Función de densidad de probabilidad:

$$f(x) = \left\{ \begin{array}{l} \frac{(1 + kz)^{-1 - \frac{1}{k}}}{\sigma \left(1 + (1 + kz)^{-\frac{1}{k}} \right)^2} \\ \frac{e^{-z}}{\sigma(1 + e^{-z})^2} \end{array} \right\} \quad \begin{array}{l} k \neq 0 \\ k = 0 \end{array}$$

Función de distribución acumulada:

$$F(x) = \left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{1 + (1 + kz)^{-\frac{1}{k}}} \\ \frac{1}{1 + e^{-z}} \end{array} \right\} \quad \begin{array}{l} k \neq 0 \\ k = 0 \end{array}$$

Donde:

$$z = \frac{x - \mu}{\sigma}$$

k = *parametro continuo de forma*

σ = *parámetro continuo de escala*

μ = *parámetro continuo de ubicación*

Las funciones que definen la distribución Pearson 5 de tres parámetros, son las siguientes:

Dominio:

$$\gamma < x < +\infty$$

Función de densidad de probabilidad:

$$f(x) = \frac{e^{\left(\frac{-\beta}{x-\gamma}\right)}}{\beta\Gamma(\alpha)\left(\frac{x-\gamma}{\beta}\right)^{\alpha+1}}$$

Función de distribución acumulada:

$$F(x) = 1 - \frac{\Gamma_{\frac{\beta}{x-\gamma}}(\alpha)}{\Gamma(\alpha)}$$

Donde:

Función Gamma:

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} t^{\alpha-1} e^{-t} dt \quad (\alpha > 0)$$

Función Gamma Incompleta:

$$\Gamma_x(\alpha) = \int_0^x t^{\alpha-1} e^{-t} dt \quad (\alpha > 0)$$

α = *parametro continuo de forma* ($\alpha > 0$)

β = *parámetro continuo de escala* ($\beta > 0$)

γ = *parámetro continuo de ubicación*

($\gamma = 0$, se forma Pearson 5 de dos parámetros)

ANEXO G. CÓDIGO FUENTE DE SUBRUTINAS EN FORTRAN

G.1 Código fuente para calcular el espectro de potencia utilizando la función de auto covarianza

! IPN, SEPI ESIME ZACATENCO, PROGRAMAS DE POSGRADO EN ING ELECTRICA
! PROGRAMA: ESPECTRO MUESTRAL
! AUTOR: DIEGO ESAU ESTRADA

MODULE MOD_VAR1

IMPLICIT NONE

! i = CONTADOR ENTERO
! j = CONTADOR ENTERO
! m = CONTADOR ENTERO
! N = TAMAÑO DEL VECTOR DE ENTRADA
! Nf = NUMERO DE FRECUENCIAS CALCULADAS
INTEGER :: i, j, m, N, Nf, k
CHARACTER*1 :: opcion

! MV1 = MEDIA VECTOR ALEATORIO 1
! DEST1 = DESVIACION ESTANDAR ALEATORIO 1
! k1 = AUXILIAR PARA EL CALCULO DE k
! Vf[Nf] = VECTOR CONTINUO DE FRECUENCIA (0 A 0.5 Hz)
! ck[N+1] = VECTOR DE AUTO COVARIANZAS
! cik[k, Nf] = MATRIZ COSENO DE SERIE DE FOURIER
! cxy[N+1] = VECTOR DE COVARIANZA CRUZADA
! cixy[k, Nf] = MATRIZ SENOS DE SERIE DE FOURIER
! VA1[N] = VECTOR ALEATORIO 1
! Ifreq[] = VECTOR DE INTENSIDAD FRECUENCIA
REAL :: pi, MV1, MV2, DEST1, DEST2, VAR1, VAR2, Naux
REAL*8 :: k1, delta
REAL*8, ALLOCATABLE :: VA1(:), VA2(:), Vf(:), cik(:,,:), ck(:), Ifreq(:)
REAL*8, ALLOCATABLE :: cxy(:), cixy(:,,:), Ifc(:), Ifq(:), MAG(:), ANG(:)
! ARCHDAT = ARCHIVO DE DATOS
! ARCHRES = ARCHIVO DE RESULTADOS
CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHDAT
CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHRES

END MODULE MOD_VAR1

SUBROUTINE ENTRADADAT

! INVOCA AL MODULO DE VARIABLES1 (GLOBALES)
USE MOD_VAR1
IMPLICIT NONE
WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE DATOS: "
READ(*,*) ARCHDAT
WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE RESULTADOS: "
READ(*,*) ARCHRES
! ASIGNA LA UNIDAD 7 AL ARCHIVO DE LECTURA, Y 9 AL DE RESULTADOS
OPEN(UNIT = 7, FILE = ARCHDAT)
OPEN(UNIT = 9, FILE = ARCHRES)
! LEE EL NUMERO DE PUNTOS
READ(7,*) N
! DIMENSIONA LOS VECTORES ALEATORIOS
ALLOCATE (VA1(N))
ALLOCATE (VA2(N))

```

!LEE EL VECTOR ALEATORIO
DO i = 1, N
    READ(7,*) VA1(i), VA2(i)
END DO

WRITE(*,*) ">>> AUTO ESPECTRO (A) O ESPECTRO CRUZADO (B): "
READ(*,*) opcion

```

END SUBROUTINE ENTRADADAT

SUBROUTINE ESPECTROM

```

USE MOD_VAR1
USE msimsl
IMPLICIT NONE
! PARAMETROS DE VECTOR DE FRECUENCIA CONTINUO (0.0 - 0.5 Hz)
! INCREMENTOS DE 0.001
delta = 0.0001666
Nf = 3000
! DETERMINACION DEL DESPLAZAMIENTO MAXIMO k
k = N - 1
ALLOCATE(Vf(Nf))
ALLOCATE(cik(k,Nf))
ALLOCATE(cixy(k,Nf))
ALLOCATE(lfreq(Nf+1))
ALLOCATE(lfc(Nf+1))
ALLOCATE(lfq(Nf+1))
ALLOCATE(ck(N+1))
ALLOCATE(cxy(N+1))
ALLOCATE(MAG(Nf))
ALLOCATE(ang(Nf))
pi = acos(-1.0)
Vf(:) = 0.0
cik(:, :) = 0.0
cixy(:, :) = 0.0
lfreq(:) = 0.0
ck(:) = 0.0
cxy(:) = 0.0
cixy(:, :) = 0.0
MAG(:) = 0.0
ang(:) = 0.0

! VECTOR DE FRECUENCIA CONTINUO
Vf(1) = 0.0
DO i=2, Nf
    Vf(i) = Vf(i-1) + delta
END DO

! MATRIZ COSENO
DO i=1, Nf
    DO j=1, k
        cik(j,i) = cos(2*pi*Vf(i)*j)
    END DO
END DO

! MATRIZ SENOS
DO i=1, Nf
    DO j=1, k
        cixy(j,i) = sin(2*pi*Vf(i)*j)
    END DO
END DO

SELECT CASE (opcion)

```

```

CASE ('A')
! FUNCION DE AUTO COVARIANZAS
DO i = 0, k
    DO j = 1, N-i
        ck(i) = ck(i) + ( (VA1(j)-MV1) * (VA1(j+i)-MV1) )
    END DO
    ck(i) = ck(i) / N
END DO

! ESTIMACION DEL ESPECTRO MUESTRAL (AUTO ESPECTRO)
DO i=1, Nf
    DO j=1, k
        lfreq(i) = lfreq(i) + (ck(j) * cik(j,i))
    END DO
    lfreq(i) = (2*ck(0)) + (4 * lfreq(i))
END DO

DO i=1, Nf
    WRITE(9,1000) Vf(i), lfreq(i)
    1000 format(F10.5, F20.5)
END DO

CASE ('B')
! FUNCION DE COVARIANZA CRUZADA, POSITIVA
DO i = 0, k
    DO j = 1, N-i
        cxy(i) = cxy(i) + ( (VA1(j)-MV1) * (VA2((j)+i))-MV2 )
    END DO
    cxy(i) = cxy(i) / N
END DO

! ESTIMACION DEL ESPECTRO CRUZADO
DO i=1, Nf
    DO j=1, k
        lfc(i) = lfc(i) + (cxy(j) * cik(j,i))
        lfq(i) = lfq(i) + (cxy(j) * cixy(j,i))
    END DO
    lfc(i) = (2*cxy(0)) + (4 * lfc(i))
    lfq(i) = (2*cxy(0)) + (4 * lfq(i))
END DO

! MAGNITUD
DO i=1, Nf
    MAG(i) = sqrt((lfc(i)**2)+(lfq(i)**2))
    ANG(i) = atan((lfq(i))/(lfc(i)))
END DO

! ANGULO
DO i=1, Nf
    WRITE(9,2000) Vf(i), lfc(i), lfq(i), MAG(i), ANG(i)
    2000 format(F10.5, F20.5, F20.5, F20.5, F20.5)
END DO

```

END SELECT

END SUBROUTINE ESPECTROM

Entrada de datos:

```

*****
>>> PROGRAMA: ESPECTRO MUESTRAL
>>> AUTOR:      DIEGO ESAU ESTRADA HDEZ
*****

>>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE DATOS:
LOGVE.DAT
>>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE RESULTADOS:
ESPECTROMUESTRAL.DAT
>>> AUTO ESPECTRO (A) O ESPECTRO CRUZADO (B):
A
Press any key to continue

```

Figura G.1 Entrada de datos para estimar el espectro de potencia utilizando la función de auto covarianza.

Salida de datos*:

f	I(f)
.00000	.00000
.00017	97.80373
.00033	25.17120
.00050	6.55083
.00067	.64128
.00083	.69735
.00100	1.79355
.00117	.23998
.00133	.13945
.00150	.03593
.00167	.06972
.00183	.00206
.00200	.02855
.00217	.01216
.00233	.00035
.00250	.00635
.00267	.00780
.00283	.00520
.00300	.00961
.00317	.00089
.00333	.00246
.00350	.00595
.00367	.00247
.00383	.01289
.00400	.00160
.00417	.00424
.00433	.02924
.00450	.06111
.00466	.02889
.00483	.04177
.00500	.02672
.00516	.06072
.00533	.15642
.00550	.00296
.00566	.02349
.00583	.12287
.00600	.04700
.00616	.00212
.00633	.02271
.00650	.02727
.00666	.01358
.00683	.01033

Figura G.2 Salida de datos del espectro de potencia utilizando la función de auto covarianza.

*Se muestra solo una parte del archivo completo.

G.2 Código fuente para calcular el espectro de potencia utilizando la función de auto correlación

! IPN, SEPI ESIME ZACATENCO, PROGRAMAS DE POSGRADO EN ING ELECTTRICA
! PROGRAMA: ESPECTRO MUESTRAL
! AUTOR: DIEGO ESAU ESTRADA

MODULE MOD_VAR1

IMPLICIT NONE

! i = CONTADOR ENTERO
! j = CONTADOR ENTERO
! m = CONTADOR ENTERO
! NOBS = NUMERO DE OBSERVACIONES
! MAXLAG = DESPLAZAMIENTO MAXIMO
! Nf = NUMERO DE FRECUENCIAS
INTEGER :: i, j, m, NOBS, MAXLAG, IPRINT, IMEAN, ISEOPT, Nf, k, fai, fbi
! XMEAN = MEDIA MUESTRAL DE LA SERIE DE TIEMPO
! delta = INCREMENTO
REAL*8 :: XMEAN, AUX, delta, pi, area, fa, fb
! X = VECTOR DE SERIE DE TIEMPO
! ACV = FUNCION DE AUTO COVARIANZA
! AC = FUNCION DE AUTO CORRELACION
! SEAC = ERROR ESTANDAR DE LA FUNCION DE AUTO CORRELACION
REAL*8, ALLOCATABLE :: X(:), ACV(:), AC(:), SEAC(:)
! Ifq = VECTOR DE INTENSIDAD DE FRECUENCIAS
! Vf = VECTOR DE FRECUENCIAS
! mcos = MATRIZ DE COSENO
REAL*8, ALLOCATABLE :: Ifq(:), f(:), mcos(:, :)
! ARCHDAT = ARCHIVO DE DATOS
! ARCHRES = ARCHIVO DE RESULTADOS
CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHDAT
CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHRES

END MODULE MOD_VAR1

SUBROUTINE ENTRADADAT

! INVOCA AL MODULO DE VARIABLES1 (GLOBALES)
USE MOD_VAR1
IMPLICIT NONE
WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE DATOS: "
READ(*,*) ARCHDAT
WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE RESULTADOS: "
READ(*,*) ARCHRES
WRITE(*,*) ">>> INTERVALO DE INTEGRACION"
WRITE(*,*) ">>> fa :"
READ(*,*) fa
WRITE(*,*) ">>> fb :"
READ(*,*) fb

! ASIGNA LA UNIDAD 7 AL ARCHIVO DE LECTURA, Y 9 AL DE RESULTADOS
OPEN(UNIT = 7, FILE = ARCHDAT)
OPEN(UNIT = 9, FILE = ARCHRES)
! LEE EL NUMERO DE PUNTOS
READ(7,*) NOBS
! DIMENSIONA LOS VECTORES ALEATORIOS
ALLOCATE (X(NOBS))

```

ILEE EL VECTOR ALEATORIO
DO i = 1, NOBS
    READ(7,*) X(i)
END DO

```

END SUBROUTINE ENTRADADAT

SUBROUTINE SSPECTRUM

```

USE MOD_VAR1
USE msimsl
IMPLICIT NONE
IPRINT = 0
ISEOPT = 1
IMEAN = 1
area = 0.0
! DECLARACION DE VARIABLES DEL ESPECTRO
delta = 0.0001
Nf = 5000
pi = acos(-1.0)
! CALCULO DEL DESPLAZAMIENTO MAXIMO
AUX = NOBS/4
AUX = IDNINT(AUX) - 1
! NOBS - 1
MAXLAG = NOBS - 1
! DIMENSIONAMIENTO
ALLOCATE(ACV(0:MAXLAG),AC(0:MAXLAG),SEAC(MAXLAG),f(0:Nf),lfq(0:Nf),mcos(1:MAXLAG,0:Nf))
! FUNCION DE AUTO CORRELACION
CALL DACF(NOBS,X,IPRINT,ISEOPT,IMEAN,XMEAN,MAXLAG,ACV,AC,SEAC)

! IMPRIME AUTOCORRELACION
!DO i=0, MAXLAG
!    WRITE(9,1000) i,ACV(i),AC(i),SEAC(i)
!    1000 FORMAT(I4, F12.5, F12.5, F12.5)
!END DO

! VECTOR DE FRECUENCIA
f(0) = 0.0
DO i = 1, Nf
    f(i) = f(i-1) + delta
END DO

! IMPRIME VECTOR DE FRECUENCIA
!DO i=0, Nf
!    WRITE(9,2000) Vf(i)
!    2000 FORMAT(F12.5)
!END DO

! MATRIZ COSENO
DO i = 0, Nf
    DO j = 1, MAXLAG
        mcos(j,i) = DCOS(2*pi*f(i)*j)
    END DO
END DO

! CALCULO DE ESPECTRO
DO i = 0, Nf
    DO j = 1, MAXLAG
        lfq(i) = lfq(i) + (ACV(j) * mcos(j,i))
    END DO
    lfq(i) = (2*AC(0)) + (4 * lfq(i))

```

```
END DO

!IMPRIME ESPECTRO
DO i = 0, Nf
    WRITE(9,5000) f(i), lfq(i)
    5000 format(F10.5, F20.5)
END DO

!CALCULO DE AREA
fa = fa * 10000
fb = fb * 10000
fai = INT(fa)
fbi = INT(fb)
DO i=fai, fbi
    area = area + (delta * ( (lfq(i)+lfq(i+1))/2 ))
END DO
WRITE (*,*) area

END SUBROUTINE SSPECTRUM
```


Entrada de datos:

```

*****
>>> PROGRAMA: ESPECTRO MUESTRAL
>>> AUTOR:      DIEGO ESAU ESTRADA HDEZ
*****

>>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE DATOS:
LOGVE.DAT
>>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE RESULTADOS:
ESPECTRO.DAT
Press any key to continue
    
```

Figura G.3 Entrada de datos para estimar el espectro de potencia utilizando la función de auto correlación.

Salida de datos*:

f	I(f)
.00000	.00000
.00010	59.21187
.00020	97.04436
.00030	41.88765
.00040	10.20739
.00050	6.53879
.00060	.32210
.00070	1.46521
.00080	1.16834
.00090	.92055
.00100	1.79149
.00110	.53420
.00120	.29804
.00130	.24100
.00140	.03851
.00150	.03565
.00160	.01809
.00170	.08078
.00180	.01687
.00190	.01224
.00200	.02847
.00210	.01539
.00220	.00973
.00230	.00153
.00240	.00046
.00250	.00643
.00260	.00977
.00270	.00689
.00280	.00535
.00290	.00692
.00300	.00959
.00310	.00399
.00320	.00017
.00330	.00131
.00340	.00423
.00350	.00601
.00360	.00793
.00370	.00017
.00380	.00951
.00390	.00933
.00400	.00166
.00410	.00565

Figura G.4 Salida de datos del espectro de potencia utilizando la función de auto correlación.

*Se muestra solo una parte del archivo completo.

G.3 Código fuente para generar números aleatorios de una distribución Logistic

```
! IPN, SEPI ESIME ZACATENCO, PROGRAMAS DE POSGRADO EN ING ELECTTRICA
! AUTOR: DIEGO ESAU ESTRADA
! PROGRAMA: LOGISTIC
```

```
MODULE MOD_VAR1
```

```
IMPLICIT NONE
! i,j,k = CONTADOR
! nm = NUMERO DE DATOS A GENERAR
INTEGER :: i, j, k, nm
! forma = PARAM DE FORMA
! escala = PARAM DE ESCALA
! ubicacion = PARAM DE UBICACION
REAL :: escala, ubicacion
! z = VECTOR DE VARIABLES ALEATORIAS
REAL*8, ALLOCATABLE :: U1(:), U2(:), z(:)

! ARCHRES = ARCHIVO DE RESULTADOS
CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHRES
```

```
END MODULE MOD_VAR1
```

```
SUBROUTINE ENTRADADAT
```

```
! INVOCA AL MODULO DE VARIABLES1 (GLOBALES)
USE MOD_VAR1
IMPLICIT NONE
WRITE(*,*) ">>> NUMERO DE VARIABLES ALEATORIAS A GENERAR:"
READ(*,*) nm
WRITE(*,*) ">>> PARAMETRO DE ESCALA:"
READ(*,*) escala
WRITE(*,*) ">>> PARAMETRO DE UBICACION:"
READ(*,*) ubicacion
WRITE(*,*) ">>> NOMBRE ARCHIVO DE SALIDA:"
READ(*,*) ARCHRES
```

```
! ASIGNA LA UNIDAD 9 AL DE RESULTADOS
OPEN(UNIT = 9, FILE = ARCHRES)
```

```
END SUBROUTINE ENTRADADAT
```

```
SUBROUTINE LOGISTIC
```

```
USE MOD_VAR1
USE msimsl
! DIMENSIONA EL VECTOR DE MUESTRAS
ALLOCATE (U1(nm))
ALLOCATE (U2(nm))
ALLOCATE (z(nm))
U1(:) = 0
U2(:) = 0
z(:) = 0
! SELCCION MULTIPLICADOR (1-7)
CALL RNOPT(7)
! VALOR OPTIMO DE LA SEMILLA (2^31 - 1)
ISEED = 2147483647
! ASIGNA EL VALOR DE LA SEMILLA AL MÉTODO
CALL RNSET(ISEED)
! GENERA LA SECUENCIA DE VARIABLES IID (0,1)
CALL DRNUN(nm, U1)
DO i = 1, nm
    U2(i) = (1.0 / U1(i))
```

```

z(i) = ubicacion - (escala * (LOG(U2(i)-1)) )
WRITE(9,100) z(i)
100 FORMAT(F10.6)
END DO

```

END SUBROUTINE LOGISTIC

Entrada de datos:

```

*****
>>> PROGRAMA: GENERADOR NUMEROS ALEATORIOS DISTRIBUCION LOGISTIC
>>> AUTOR:      DIEGO ESAU ESTRADA HDEZ
*****
>>> NUMERO DE VARIABLES ALEATORIAS A GENERAR:
10000
>>> PARAMETRO DE ESCALA:
0.48505
>>> PARAMETRO DE UBICACION:
-0.00219
>>> NOMBRE ARCHIVO DE SALIDA:
DISTRIBUCIONLOGISTIC.DAT
Press any key to continue

```

Figura G.5 Entrada de datos para generar números aleatorios de una distribución Logistic.

Salida de datos*:

```

Logistic|
1.837436
 .423843
-1.061881
 -.616712
 -.132706
 -.113967
 1.401594
 -.490963
 .308856
 -.273102
 1.439795
 -.064439
 .126131
-1.142360
-1.039316
 .060253
 .598953
 1.466587
 .057499
 -.088085
 -.063508
 -.587860
 -.017803
 .095566
 .445111
 -.735077
-1.061430
 -.049148
 -.079855
 -.207635
 .837630
 -.509763
-2.706535

```

Figura G.6 Salida de datos para generar números aleatorios de una distribución Logistic.

*Se muestra solo una parte del archivo completo.

G.4 Código fuente para generar números aleatorios de una distribución Pearson 5

! IPN, SEPI ESIME ZACATENCO, PROGRAMAS DE POSGRADO EN ING ELECTTRICA
! AUTOR: DIEGO ESAU ESTRADA
! SUBROUTINA: PEARSON 5

MODULE MOD_VAR1

```
IMPLICIT NONE
! i,j,k = CONTADOR
! nm = NUMERO DE DATOS A GENERAR
INTEGER :: i, j, k, nm
! forma = PARAM DE FORMA
! escala = PARAM DE ESCALA
! ubicacion = PARAM DE UBICACION
REAL :: forma, escala, ubicacion
! z = VECTOR DE VARIABLES ALEATORIAS
REAL, ALLOCATABLE :: z(:), zn(:)

! ARCHRES = ARCHIVO DE RESULTADOS
CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHRES
```

END MODULE MOD_VAR1

SUBROUTINE ENTRADADAT

```
! INVOCA AL MODULO DE VARIABLES1 (GLOBALES)
USE MOD_VAR1
IMPLICIT NONE
WRITE(*,*) ">>> NUMERO DE VARIABLES ALEATORIAS A GENERAR:"
READ(*,*) nm
WRITE(*,*) ">>> PARAMETRO DE FORMA:"
READ(*,*) forma
WRITE(*,*) ">>> PARAMETRO DE ESCALA:"
READ(*,*) escala
WRITE(*,*) ">>> PARAMETRO DE UBICACION:"
READ(*,*) ubicacion
WRITE(*,*) ">>> NOMBRE ARCHIVO DE SALIDA:"
READ(*,*) ARCHRES

! ASIGNA LA UNIDAD 9 AL DE RESULTADOS
OPEN(UNIT = 9, FILE = ARCHRES)

! DIMENSIONA EL VECTOR DE MUESTRAS
ALLOCATE (z(nm))
ALLOCATE (zn(nm))
z(:) = 0
zn(:) = 0
```

END SUBROUTINE ENTRADADAT

SUBROUTINE PEARSON5

```
USE MOD_VAR1
USE msimsl
! SELCCION MULTIPLICADOR (1-7)
CALL RNOPT(7)
! VALOR OPTIMO DE LA SEMILLA (2^31 - 1)
ISEED = 2147483647
! ASIGNA EL VALOR DE LA SEMILLA AL MÉTODO
CALL RNSET(ISEED)
! GENERA NUMEROS PSEUDOALEATORIOS PERTENECIENTES A UNA
! DISTRIBUCION GAMMA
CALL RNGAM(nm, forma, z)

DO i = 1, nm
```

```

        zn(i) = escala*(1/z(i)) + ubicacion
        WRITE(9,100) zn(i)
        100 FORMAT(F10.5)
    END DO

```

END SUBROUTINE PEARSON5

Entrada de datos:

```

*****
>>> PROGRAMA: GENERADOR NUMEROS ALEATORIOS DISTRIBUCION PEARSON 5
>>> AUTOR:      DIEGO ESAU ESTRADA HDEZ
*****
>>> NUMERO DE VARIABLES ALEATORIAS A GENERAR:
10000
>>> PARAMETRO DE FORMA:
12.251
>>> PARAMETRO DE ESCALA:
26.991
>>> PARAMETRO DE UBICACION:
-2.2854
>>> NOMBRE ARCHIVO DE SALIDA:
DISTRIBUCIONPEARSON5.DAT
Press any key to continue

```

Figura G.7 Entrada de datos para generar números aleatorios de una distribución Pearson 5.

Salida de datos*:

```

Pearson 5|
-.09743
.56206
.46473
-.48739
-.72030
-.54449
-.38681
.24657
1.11496
2.15845
.10490
-.20105
-.92114
-.67705
1.16157
-.04105
-.02098
.13359
-.67364
1.18862
.98886
-.01510
1.67729

```

Figura G.8 Salida de datos para generar números aleatorios de una distribución Pearson 5.

*Se muestra solo una parte del archivo completo.

G.5 Código fuente para calcular el estándar de rendimiento de control (1 y 2)

! IPN, SEPI ESIME ZACATENCO, PROGRAMAS DE POSGRADO EN ING ELECTTRICA
! PROGRAMA: ESTANDAR DE RENDIMIENTO DE CONTROL 1 Y 2
! AUTOR: DIEGO ESAU ESTRADA

MODULE MOD_VAR1

```
    IMPLICIT NONE
    ! i = CONTADOR
    ! j = CONTADOR
    ! N = NUMERO DE PUNTOS SIMULADOS CON PASO VARIABLE
    ! MIN = NUMERO DE MINUTOS
    ! INT10 = INTERVALOS DE 10 MINUTOS
    INTEGER :: i, j, N, MIN, INT10
    ! tini = TIEMPO INICIAL DE LA SIMULACION
    ! epsilon1 = ERROR DE FRECUENCIA EN 1 MINUTO
    ! epsilon10 = ERROR DE FRECUENCIA EN 10 MINUTOS
    ! L10 = PARAMETRO DE AREA DE CONTROL ESPECIFICO
    ! B = SESGO DE FRECUENCIA
    ! Bs = SESGO DE FRECUENCIA TOTAL
    ! L10 = PARAMETRO DE AREA DE CONTROL ESPECIFICO
    REAL*8 :: tini, epsilon1, epsilon10, B, Bs, L10, R, R10, INT10r, EC2
    ! CONTADOR = VECTOR CON NUMERO DE VARIABLE CONTABILIZADAS
    ! INTEGER, ALLOCATABLE :: AUX(:)
    ! t[N] = VECTOR DE TIEMPO
    ! AUX[minutos] = VECTOR AUXILIAR DE 1 MINUTO
    ! AUX[intervalo 10 minutos] = VECTOR AUXILIAR DE 10 MINUTOS
    REAL*8, ALLOCATABLE :: t(:), EAC(:), EACn(:), f(:), AUX(:), AUX10(:)
    REAL*8, ALLOCATABLE :: SUMA(:), SUMAf(:), SUMA10(:), PROMEDIO(:), PROMEDIOf(:), FC1(:),
EC1(:)
    REAL*8, ALLOCATABLE :: CONTADOR(:), CONTADOR10(:), PROMEDIO10(:), FC2(:)
    ! ARCHDAT = ARCHIVO DE DATOS
    ! ARCHRES = ARCHIVO DE RESULTADOS
    CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHDAT
    CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHRES
```

END MODULE MOD_VAR1

SUBROUTINE ENTRADADAT

```
    ! INVOCA AL MODULO DE VARIABLES1 (GLOBALES)
    USE MOD_VAR1
    IMPLICIT NONE
    WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE DATOS: "
    READ(*,*) ARCHDAT
    WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE RESULTADOS: "
    READ(*,*) ARCHRES
    WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA LOS MINUTOS DE SIMULACION: "
    READ(*,*) MIN
    WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA TIEMPO INICIAL DE SIMULACION: "
    READ(*,*) tini
    ! SESGO DE FRECUENCIA DE AREA DE CONTROL
    B = 0.56258221
    ! SESGO DE FRECUENCIA TOTAL
    Bs = 1.29159629
    ! NUMERO DE INTERVALOS DE 10 MINUTOS
    INT10 = MIN / 10
    ! ASIGNA LA UNIDAD 7 AL ARCHIVO DE LECTURA, Y 9 AL DE RESULTADOS
    OPEN(UNIT = 7, FILE = ARCHDAT)
```

```

OPEN(UNIT = 9, FILE = ARCHRES)
! LEE EL NUMERO DE PUNTOS
READ(7,*) N
! DIMENSIONA LOS VECTORES

ALLOCATE (t(N))
ALLOCATE (EAC(N))
ALLOCATE (EACn(MIN))
ALLOCATE (f(N))

!LEE LOS VECTORES
DO i = 1, N
    READ(7,*) t(i), EAC(i), f(i)
END DO

WRITE(*,*) ">>> EL ARCHIVO DE DATOS ES: ", ARCHDAT

```

END SUBROUTINE ENTRADADAT

SUBROUTINE MUESTREO

```

USE MOD_VAR1
IMPLICIT NONE
! VALOR DE epsilon1 Y epsilon10
epsilon1 = 0.03
epsilon10 = 0.01315
! ASIGNACION E INICIALIZACION DE VECTORES
ALLOCATE (SUMA(MIN))
ALLOCATE (SUMAf(MIN))
ALLOCATE (SUMA10(INT10))
ALLOCATE (CONTADOR(MIN))
ALLOCATE (CONTADOR10(INT10))
ALLOCATE (AUX(MIN+1))
ALLOCATE (AUX10(INT10+1))
ALLOCATE (PROMEDIO(MIN))
ALLOCATE (PROMEDIOf(MIN))
ALLOCATE (PROMEDIO10(INT10))
ALLOCATE (FC1(MIN))
ALLOCATE (EC1(MIN))
ALLOCATE (FC2(INT10))
SUMA(:) = 0.0
SUMAf(:) = 0.0
SUMA10(:) = 0.0
CONTADOR(:) = 0.0
CONTADOR10(:) = 0.0
AUX(:) = 0.0
AUX10(:) = 0.0
PROMEDIO(:) = 0.0
PROMEDIOf(:) = 0.0
PROMEDIO10(:) = 0.0
FC1(:) = 0.0
EC1(:) = 0.0
FC2(:) = 0.0
! CALCULO DE PARAMETRO DE AREA ESPECIFICO
L10 = 1.65 * epsilon10 * SQRT(100*B*Bs)
R = 0.0
EC2 = 0.0
!WRITE(*,*) L10
! VECTOR AUXILIAR DE 1 MIN
AUX(1) = tini
AUX10(1) = tini

```

```
DO i = 2, MIN+1
    AUX(i) = AUX(i-1) + 1.0
END DO
! VECTOR AUXILIAR DE 10 MIN
DO i = 2, INT10+1
    AUX10(i) = AUX10(i-1) + 10.0
END DO
! CALCULAR LA SUMA POR MINUTO DEL ERROR DE CONTROL DE AREA
DO j = 1, MIN
    DO i = 1, N
        IF ( (t(i) .GE. AUX(j)) .AND. (t(i) .LT. AUX(j+1)) ) THEN
            SUMA(j) = SUMA(j) + EAC(i)
            SUMAf(j) = SUMAf(j) + f(i)
            CONTADOR(j) = CONTADOR(j) + 1.0
        ELSE
            CONTINUE
        END IF
    END DO
END DO
! CALCULAR EL PROMEDIO DEL ERROR DE CONTROL DE AREA Y FRECUENCIA POR MINUTO
DO j = 1, MIN
    PROMEDIO(j) = SUMA(j) / CONTADOR(j)
    PROMEDIOf(j) = SUMAf(j) / CONTADOR(j)
END DO
! CALCULO DEL FACTOR DE CUMPLIMIENTO
DO i = 1, MIN
    FC1(i) = ( PROMEDIO(i)*PROMEDIOf(i) ) / (epsilon1 * epsilon1)
END DO
! CALCULO DEL ESTANDAR DE CONTROL 1
DO j = 1, MIN
    EC1(j) = (2.0 - FC1(j)) * 100.0
END DO

! CALCULAR EL PROMEDIO DEL ERROR DE CONTROL DE AREA CADA 10 MINUTOS
DO j = 1, INT10
    DO i = 1, N
        IF ( (t(i) .GE. AUX10(j)) .AND. (t(i) .LT. AUX10(j+1)) ) THEN
            SUMA10(j) = SUMA10(j) + EAC(i)
            CONTADOR10(j) = CONTADOR10(j) + 1.0
        ELSE
            CONTINUE
        END IF
    END DO
END DO
! CALCULAR EL PROMEDIO DEL ERROR DE CONTROL DE AREA POR 10 MINUTOS
DO j = 1, INT10
    PROMEDIO10(j) = (SUMA10(j)) / (CONTADOR10(j))
    ! CALCULAR EL FACTOR DE CUMPLIMIENTO
    FC2(j) = (DABS(PROMEDIO10(j))) / L10
    ! CALCULAR INDICE R
    IF( FC2(j) .GT. 1.0 ) THEN
        R = R + 1.0
    END IF
END DO

! CALCULAR RELACION 10 MINUTOS
INT10r = REAL(INT10)
R10 = R / INT10r

! CALCULAR ESTANDAR DE CONTROL 2
EC2 = 100*(1-R10)
```



```

IIMPRESION DE RESULTADOS
WRITE(9,200)
200 FORMAT(2X,"MINUTO",2X,"EC1 (%)")
DO i = 1, MIN
    WRITE(9,300) AUX(i), EC1(i)
    300 FORMAT(F12.3, 2X, F12.6)
END DO
WRITE(9,400) EC2
400 FORMAT(/,"EC2 (%) = ", F12.3)

```

END SUBROUTINE MUESTREO

Entrada de datos*:

```

*****
>>> PROGRAMA: ESTANDAR DE RENDIMIENTO DE CONTROL 1 Y 2
>>> AUTOR: DIEGO ESAU ESTRADA HDEZ
*****
>>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE DATOS:
1minEACFA1.DAT
>>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE RESULTADOS:
CPS1Y2.DAT
>>> ESCRIBA LOS MINUTOS DE SIMULACION:
15
>>> ESCRIBA TIEMPO INICIAL DE SIMULACION:
0.0
>>> EL ARCHIVO DE DATOS ES: 1minEACFA1.DAT
Press any key to continue

```

Figura G.9 Entrada de datos para calcular el estándar de rendimiento de control 1 y 2.

tiempo	eac	f
0 0	0	
0.005338057	-0.000323688	-0.000575374
0.008350105	-0.000506313	-0.0009
0.008350105	-0.000506313	-0.0009
0.008350766	-0.000506353	-0.000900071
0.008350766	-0.000506353	-0.000900071
0.008350766	-0.000506353	-0.000900071
0.013688824	-0.000830011	-0.00147539
0.019026881	-0.001153701	-0.002050764
0.024364938	-0.001477459	-0.002626254
0.040379109	-0.00244942	-0.004353904
0.054380479	-0.003300384	-0.005866395
0.054380479	-0.003300384	-0.005866395
0.054380479	-0.003300384	-0.005866395
0.054416569	-0.003302581	-0.005870301
0.054416569	-0.003302581	-0.005870301
0.054416569	-0.003302581	-0.005870301
0.054452659	-0.003304776	-0.005874202
0.054488749	-0.003306971	-0.005878103
0.054524839	-0.003309166	-0.005882004
0.054633109	-0.003315751	-0.005893708
0.054741379	-0.003322336	-0.005905411
0.054849649	-0.003328921	-0.005917115
0.055282729	-0.00335262	-0.005963932
0.055390259	-0.003361803	-0.005975557
0.055390259	-0.003361803	-0.005975557
0.055431966	-0.00336434	-0.005980066

Figura G.10 Datos de entrada para calcular el estándar de rendimiento de control 1 y 2.

*Se muestra solo una parte del archivo completo.

Salida de datos*:

MINUTO	EC1 (%)
.000	166.518296
1.000	112.438300
2.000	198.394575
3.000	187.886747
4.000	183.425223
5.000	193.909655
6.000	189.138434
7.000	190.120121
8.000	192.302154
9.000	190.813374
10.000	191.881695
11.000	191.404366
12.000	193.096592
13.000	191.551653
14.000	193.271496

$$EC2 (\%) = 100.000$$

Figura G.11 Salida de datos para calcular el estándar de rendimiento de control 1 y 2.

*Se muestra solo una parte del archivo completo.

G.6 Código fuente para muestrear la curva de demanda en minutos con el modelo probabilístico

```
! IPN, SEPI ESIME ZACATENCO, PROGRAMAS DE POSGRADO EN ING ELECTTRICA
! PROGRAMA: MUESTREAR LA DEMANDA ALEATORIA EN MINUTOS CON EL MODELO PROBABILÍSTICO
! AUTOR: DIEGO ESAU ESTRADA
! SUBROUTINA: DEMANDA ALEATORIA
```

```
MODULE MOD_VAR1
```

```
IMPLICIT NONE
! i,j,k = CONTADOR
! nma = NUMERO DE MUESTRAS GENERADAS PSEUDOALEATORIAMENTE
! nhp = NUMERO DE HORAS DEL PRONOSTICO
! opcion = TIPO DE DISTRIBUCION DE NUM ALEATORIOS
! vent = VENTANA
! ISEED = VALOR DE LA SEMILLA
INTEGER :: i, j, k, nma, nhp, vent, ISEED
! de = DESVIACIÓN ESTÁNDAR
! Xde = MULTIPLIO DE DESVIACIÓN ESTÁNDAR
! forma = FORMA DE LA DISTRIBUCION
! escala = ESCALA DE LA DISTRIBUCION
! ubicacion = UBICACION DE LA DISTRIBUCION
REAL :: de, Xde, forma, escala, ubicacion
! pd = PRONOSTICO DE DEMANDA
! z = DISTRIBUCION DE NUM ALEATORIOS
! za = VECTOR AUXILIAR DE LA DISTRIBUCION DE NUM ALEATORIOS
! U1 = DISTRIBUCION UNIFORME
! U2 = DISTRIBUCION UNIFORME
REAL*8, ALLOCATABLE :: U1(:), U2(:), pd(:), z(:), za(:)
REAL, ALLOCATABLE :: R(:)
! ARCHDAT = ARCHIVO DE DATOS
! ARCHRES = ARCHIVO DE RESULTADOS
CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHDAT
CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHRES, opcion
```

```
END MODULE MOD_VAR1
```

```
SUBROUTINE ENTRADADAT
```

```
! INVOCA AL MODULO DE VARIABLES1 (GLOBALES)
USE MOD_VAR1
IMPLICIT NONE
WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE DATOS "
READ(*,*) ARCHDAT
WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE RESULTADOS "
READ(*,*) ARCHRES
WRITE(*,*) ">>> TIPO DE DISTRIBUCION: A)NORMAL B)PEARSON 5 C)LOGISTIC (ATIPICOS)"
READ(*,*) opcion
WRITE(*,*) ">>> NUMERO DE MUESTRAS ALEATORIAS: "
READ(*,*) nma
! ASIGNA LA UNIDAD 7 AL ARCHIVO DE LECTURA, Y 9 AL DE RESULTADOS
OPEN(UNIT = 7, FILE = ARCHDAT)
OPEN(UNIT = 9, FILE = ARCHRES)
! LEE EL NUMERO DE MUESTRAS QUE CONTINE EL ARCHIVO
READ(7,*) nhp
! DIMENSIONA EL VECTOR DE MUESTRAS
ALLOCATE (pd(nhp))
pd(:) = 0
! LEE EL VECTOR DE MUESTRAS
```

```

DO i = 1, nhp
    READ(7,*) pd(i)
END DO
WRITE(*,*)
WRITE(*,*) ">>> EL ARCHIVO DE DATOS ES: ", ARCHDAT

```

END SUBROUTINE ENTRADADAT

SUBROUTINE DEMANDA

```

USE MOD_VAR1
USE msimsl
! DECLARACION DE VARIABLES
vent = nma / nhp
pi = ACOS(-1.0)
! SELCCION METODO CONGRUENCIAL, MULTIPLICATIVO ETC. (1-7)
CALL RNOPT(1)
! VALOR OPTIMO DE LA SEMILLA (2^31 - 1)
ISEED = 2147483647
! ASIGNA EL VALOR DE LA SEMILLA AL MÉTODO
CALL RNSET(ISEED)
! DIMENSION DE VECTORES
ALLOCATE (U1(nma))
ALLOCATE (U2(nma))
ALLOCATE (z(nma))
ALLOCATE (za(nma))
ALLOCATE (R(nma))
! VARIANZA DEL ERROR
de = 0.02
! SELECCIONA EL TIPO DE DEMANDA ALEATORIA
SELECT CASE (opcion)

    CASE('A')
        WRITE(*,*) ">>> DEMANDA ALEATORIA CON DISTRIBUCION NORMAL"
        WRITE(*,*) ">>> NIVEL DE CONFIANZA: "
        READ(*,*) Xde
        ! GENERA LA SECUENCIA DE VARIABLES IID (0,1)
        CALL DRNUN (nma,U1)
        CALL DRNUN (nma,U2)
        ! SIMULACION DE MONTE CARLO PARA DISTRIBUCION NORMAL
        DO i = 1, nma
            za(i) = (DSQRT(-2*LOG(U1(i)))*DSIN(2*pi*U2(i+1)))
        END DO
        ! CALCULA LA DEMANDA ALEATORIA CON DISTRIBUCION NORMAL
        k = 0
        DO i = 1, nhp
            DO j = 1, vent
                k = k + 1
                !z(k) = pd(i) + (Xde * de * za(k))
                !z(k) = za(k) * de
            END DO
        END DO
        ! GUARDAR LA DEMANDA ALEATORIA
        DO i = 1, nma
            z(i) = de*za(i)
            WRITE(9,1000) z(i)
            1000 FORMAT(F12.6)
        END DO

    CASE('B')
        WRITE(*,*) ">>> DEMANDA ALEATORIA CON DISTRIBUCION PEARSON 5"
        ! PARAMETROS DE LA DISTRIBUCION PEARSON 5

```

```

forma = 12.251
escala = 26.991
ubicacion = -2.2854
! CALCULA DISTRIBUCION GAMMA
CALL RNGAM(nma,forma, R)
! CALCULA DISTRIBUCION PEARSON 5 CON GAMMA
DO i = 1, nma
    R(i) = escala*(1/R(i))
    za(i) = R(i) + ubicacion
END DO
! CALCULA LA DEMANDA ALEATORIA CON PERTURBACION PEARSON 5
k = 0
DO i = 1, nhp
    DO j = 1, vent
        k = k + 1
        z(k) = pd(i) + (de * za(k))
        !z(k) = de * za(k)
    END DO
END DO
! GUARDAR LA DEMANDA ALEATORIA
DO i = 1, nma
    WRITE(9,1500) i, z(i)
    1500 FORMAT(I4, F12.6)
END DO

CASE('C')
WRITE(*,*) ">>> DEMANDA ALEATORIA CON DISTRIBUCION LOGISTIC"
! PARAMETTROS DE LA DISTRIBUCION LOGISTIC
forma = 0.00274
escala = 0.48505
ubicacion = -0.00219
! CALCULA DISTRIBUCION UNIFORME
CALL DRNUN(nma,U1)
! CALCULA DISTRIBUCION GEN. LOGISTIC
DO i = 1, nma
    U2(i) = (1.0/U1(i))
    za(i) = ubicacion - (escala * (LOG(U2(i) -1) ) )
END DO
! CALCULA LA DEMANDA ALEATORIA CON PERTURBACION PEARSON 5
k = 0
DO i = 1, nhp
    DO j = 1, vent
        k = k + 1
        z(k) = pd(i) + (de * za(k))
        !z(k) = de * za(k)
    END DO
END DO
! GUARDAR LA DEMANDA ALEATORIA
DO i = 1, nma
    WRITE(9,1700) i, z(i)
    1700 FORMAT(I4, F12.6)
END DO

END SELECT

END SUBROUTINE DEMANDA

```

Entrada de datos*:

```
*****
>>> PROGRAMA: DEMANDA ALEATORIA
>>> AUTOR:      DIEGO ESAU ESTRADA HDEZ
*****
>>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE DATOS
DMW.DAT
>>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE RESULTADOS
MUESTREODEMANDA.DAT
>>> TIPO DE DISTRIBUCION: A)NORMAL B)PEARSON 5 C)LOGISTIC (ATIPICOS)
B
>>> NUMERO DE MUESTRAS ALEATORIAS:
4320

>>> EL ARCHIVO DE DATOS ES: DMW.DAT
>>> DEMANDA ALEATORIA CON DISTRIBUCION PEARSON 5
Press any key to continue
```

Figura G.12 Entrada de datos para realizar el muestreo estratificado de la demanda.

Salida de datos*:

```
| 1 33782.546399
  2 33474.886426
  3 33667.739697
  4 33684.123303
  5 33360.565076
  6 33353.002118
  7 33634.703748
  8 33423.802625
  9 33415.374158
 10 34112.964795
 11 33780.838208
 12 33401.127515
 13 33573.945630
 14 33606.593335
 15 33473.874585
 16 33435.294751
 17 33476.332349
 18 33613.460950
 19 33397.969617
 20 33405.780621
 21 33519.273084
 22 33661.913281
 23 33751.453198
 24 33536.755566
 25 33531.829907
 26 33344.116528
 27 33380.221845
 28 33280.016034
 29 33580.079968
 30 33603.467969
 31 33389.380078
 32 33390.787183
 33 33331.171338
 34 33514.998547
 35 33712.905042
 36 33407.660077
 37 33422.063062
```

Figura G.13 Salida de datos para realizar el muestreo estratificado de la demanda.

*Se muestra solo una parte del archivo completo.

G.7 Código fuente para calcular los requerimientos de servicios de reserva.

```
! IPN, SEPI ESIME ZACATENCO, PROGRAMAS DE POSGRADO EN ING ELECTTRICA
! PROGRAMA: ESTIMACION DE REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS AUXILIARES
! AUTOR: DIEGO ESAU ESTRADA
! SUBROUTINA: REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS AUXILIARES
```

```
MODULE MOD_VAR1
```

```
IMPLICIT NONE
```

```
! i = CONTADOR ENTERO
! j = CONTADOR ENTERO
! m = CONTADOR ENTERO
! NOBS = NUMERO DE OBSERVACIONES
! MAXLAG = DESPLAZAMIENTO MAXIMO
! Nf = NUMERO DE FRECUENCIA
! mph = MUESTRAS POR HORA
INTEGER :: i, j, m, NOBS, MAXLAG, IPRINT, IMEAN, ISEOPT, Nf, k, mph
! FRECUENCIAS NORMALIZADAS
! fareg = FREC A DE RESERVA DE REGULACION
! fbreg = FREC B DE RESERVA DE REGULACION
! faspin = FREC A DE RESERVA RODANTE Y NO RODANTE
! fbspin = FREC B DE RESERVA RODANTE Y NO RODANTE
! fasup = FREC A DE RESERVA SUPLEMENTARIA
! fbsup = FREC B DE RESERVA SUPLEMENTARIA
! s = SALTO
INTEGER :: fareg, fbreg, faspin, fbspin, fasup, fbsup, s
! XMEAN = MEDIA MUESTRAL DE LA SERIE DE TIEMPO
! delta = INCREMENTO
REAL*8 :: XMEAN, AUX, delta, pi
! XR = VECTOR DE SERIE DE TIEMPO
! X = VECTOR DE SERIE DE TIEMPO NUEVA
! ACV = FUNCION DE AUTO COVARIANZA
! AC = FUNCION DE AUTO CORRELACION
! SEAC = ERROR ESTANDAR DE LA FUNCION DE AUTO CORRELACION
! Ifq = VECTOR DE INTENSIDAD DE FRECUENCIAS
! Vf = VECTOR DE FRECUENCIAS
! mcos = MATRIZ DE COSENO
! RREG = VECTOR DE REQUERIMIENTOS POR HORA DE RESERVA DE REGULACION
! RSPIN = VECTOR DE REQUERIMIENTOS POR HORA DE RESERVA RODANTE Y NO RODANTE
! RSUP = VECTOR DE REQUERIMIENTOS POR HORA DE RESERVA SUPLEMENTARIA
REAL*8, ALLOCATABLE :: XR(:), X(:), ACV(:), AC(:), SEAC(:), Ifq(:), f(:)
REAL*8, ALLOCATABLE :: RREG(:), RSPIN(:), RSUP(:)

! ARCHDAT = ARCHIVO DE DATOS
! ARCHRES = ARCHIVO DE RESULTADOS
CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHDAT
CHARACTER (LEN = 20) :: ARCHRES
```

```
END MODULE MOD_VAR1
```

```
SUBROUTINE ENTRADADAT
```

```
! INVOCA AL MODULO DE VARIABLES1 (GLOBALES)
USE MOD_VAR1
IMPLICIT NONE
WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE DATOS: "
READ(*,*) ARCHDAT
WRITE(*,*) ">>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE RESULTADOS: "
READ(*,*) ARCHRES

! ASIGNA LA UNIDAD 7 AL ARCHIVO DE LECTURA, Y 9 AL DE RESULTADOS
```

```
OPEN(UNIT = 7, FILE = ARCHDAT)
OPEN(UNIT = 9, FILE = ARCHRES)
! LEE EL NUMERO DE PUNTOS
READ(7,*) NOBS
! DIMENSIONA LOS VECTORES ALEATORIOS
ALLOCATE (XR(NOBS))

!LEE EL VECTOR ALEATORIO
DO i = 1, NOBS
    READ(7,*) XR(i)
END DO
```

END SUBROUTINE ENTRADADAT

SUBROUTINE REQSA

```
USE MOD_VAR1
USE msimsl
IMPLICIT NONE
!ASIGNACION DE VARIABLES
mph = NOBS/24
s = 0
IPRINT = 0
ISEOPT = 1
IMEAN = 1
MAXLAG = mph - 1
delta = 0.0001
Nf = 5000
pi = acos(-1.0)
fareg = 3500 !660
fbreg = 4900
faspin = 330 !110
fbspin = 3500 !660
fasup = 1
fbsup = 110 !110

!DIMENSIONAMIENTO DE VARIABLES
ALLOCATE(ACV(0:MAXLAG),AC(0:MAXLAG),SEAC(MAXLAG),f(0:Nf),lfq(0:Nf))
ALLOCATE(X(mph),RREG(0:23),RSPIN(0:23),RSUP(0:23))
!VECTOR DE FRECUENCIA
f(0) = 0.0
DO i = 1, Nf
    f(i) = f(i-1) + delta
END DO

!EJECUCION
DO i = 0, 23
    ! ASIGNA DATOS AL NUEVO VECTOR
    DO j = 1, mph
        X(j) = XR(j+s)
    END DO
    ! CALCULA LA FUNCION DE AUTO CORRELACION
    CALL DACF(mph,X,IPRINT,ISEOPT,IMEAN,XMEAN,MAXLAG,ACV,AC,SEAC)
    ! CALCULA EL ESPECTRO DE POTENCIA
    DO j = 0, Nf
        DO m = 1, MAXLAG
            lfq(j) = lfq(j) + (AC(m) * DCOS(2*pi*f(j)*m))
        END DO
        lfq(j) = (2*AC(0)) + (4 * lfq(j))
    END DO
    ! CALCULA EL AREA
    DO j = fareg, fbreg
        RREG(i) = RREG(i) + (delta * ( (lfq(j)+lfq(j+1))/2 ))
    END DO
END DO
```



```

END DO
DO j = faspin, fbspin
    RSPIN(i) = RSPIN(i) + (delta * ( (lfq(j)+lfq(j+1))/2 ))
END DO
DO j = fasup, fbsup
    RSUP(i) = RSUP(i) + (delta * ( (lfq(j)+lfq(j+1))/2 ))
END DO

! IMPRIME RESULTADOS
!DO j = 0, Nf
!    WRITE(9,1000) lfq(j)
!    1000 FORMAT(F12.5, \)
!END DO
!WRITE(9,2000)
!2000 FORMAT(/)
WRITE(9,3000) RREG(i), RSPIN(i), RSUP(i)
3000 FORMAT(F12.5, F12.5, F12.5)

!ACTUALIZA DATOS
s = mph * (i+1)
XMEAN = 0.0
X(:) = 0.0
AC(:) = 0.0
ACV(:) = 0.0
SEAC(:) = 0.0
lfq(:) = 0.0
END DO

```

END SUBROUTINE REQSA

Entrada de datos*:

```

*****
>>> PROGRAMA: ESTIMACION DE REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS AUXILIARES
>>> AUTOR:      DIEGO ESAU ESTRADA HDEZ
*****
>>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE DATOS:
DP520s.DAT
>>> ESCRIBA EL NOMBRE DE ARCHIVO DE RESULTADOS:
REQUERIMIENTOS.DAT
Press any key to continue
    
```

Figura G.14 Entrada de datos para calcular los requerimientos de los servicios de reserva.

Salida de datos:

reg	10 min	30 min
.00000829	.00001521	.00000026
.00000956	.00001444	.00000037
.00000599	.00001506	.00000029
.00000921	.00001278	.00000087
.00000822	.00001051	.00000060
.00000932	.00001791	.00000015
.00000978	.00001353	.00000057
.00001010	.00001592	.00000010
.00000649	.00001518	.00000042
.00000737	.00000892	.00000042
.00001181	.00002020	.00000059
.00000580	.00001708	.00000082
.00000798	.00001754	.00000074
.00001060	.00001672	.00000005
.00000506	.00001179	.00000070
.00000657	.00001439	.00000078
.00001045	.00001557	.00000020
.00000502	.00001129	.00000040
.00000703	.00001242	.00000022
.00001016	.00001666	.00000059
.00001116	.00001658	.00000021
.00000965	.00001289	.00000010
.00000651	.00001213	.00000024
.00000668	.00001393	.00000081

Figura G.15 Salida de datos para calcular los requerimientos de los servicios de reserva.

