



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y PROPUESTA DE DIMENSIONAMIENTO DE LA RESERVA
RODANTE OPERATIVA EN UN SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

Acner Rene Cano Medina

Asesorado por el Ing. José Estuardo Morales López

Guatemala, enero de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y PROPUESTA DE DIMENSIONAMIENTO DE LA RESERVA
RODANTE OPERATIVA EN UN SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ACNER RENE CANO MEDINA

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ ESTUARDO MORALES LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

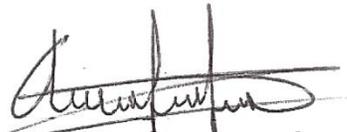
DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Romeo Neftali López Orozco
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y PROPUESTA DE DIMENSIONAMIENTO DE LA RESERVA RODANTE OPERATIVA EN UN SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 14 de noviembre de 2014.



Acner Rene Cano Medina

Guatemala, octubre de 2015

Ingeniero
Francisco González
Director de Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero González:

Deseándoles éxitos en el desarrollo de sus actividades, por este medio me suscribo para notificarle que el estudiante Acner René Cano Medina, con Documento de Identificación Personal 2558 55133 2205, ha finalizado su trabajo de graduación titulado "Análisis de desempeño y propuesta de dimensionamiento de la reserva rodante operativa en un sistema nacional interconectado". Dicho trabajo ha sido supervisado y asesorado por mi persona, por lo que doy fe que ha completado satisfactoriamente su trabajo de graduación.

Sin otro particular me despido de usted.

Atentamente,


José Estuardo Morales López
Ing. Mecánico Electricista, MBA.
Cel. 7641

José Estuardo Morales López
Ingeniero Mecánico Electricista
Colegiado activo 7641



REF. EIME 72.2015.
Guatemala, 14 de OCTUBRE 2015.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y PROPUESTA DE
DIMENSIONAMIENTO DE LA RESERVA RODANTE
OPERATIVA EN UN SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO, del estudiante Acner René Cano Medina, que
cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DIRECCIÓN Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



SRO



REF. EIME 72. 2015.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; **ACNER RENÉ CANO MEDINA**, titulado: **ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y PROPUESTA DE DIMENSIONAMIENTO DE LA RESERVA RODANTE OPERATIVA EN UN SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



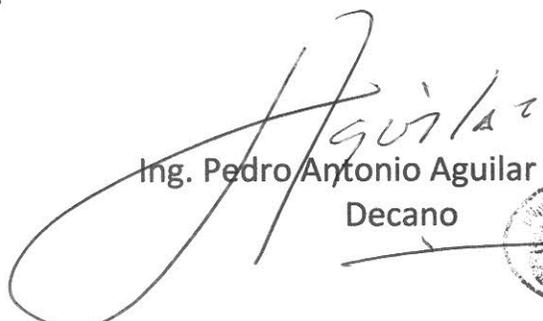
GUATEMALA, 17 DE NOVIEMBRE 2,015.



DTG. 017.2016

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ANÁLISIS DE DESEMPEÑO Y PROPUESTA DE DIMENSIONAMIENTO DE LA RESERVA RODANTE OPERATIVA EN UN SISTEMA NACIONAL DE INTERCONECTADO**, presentado por el estudiante universitario: **Acner René Cano Medina**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, enero de 2016

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por ser una fuente de sabiduría.
Mis padres	José Luis Cano y Valentina Medina, por su apoyo y amor incondicional a lo largo de mis años de estudio.
Mis hermanas	Gabriela, Valentina e Ilenia Cano Medina, por su cariño y comprensión.
Mi sobrino	Sebastián Cano, por llenar de alegría mi vida.
Mis tíos	Por ser una importante influencia en mi carrera.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser mi casa de estudios.

Facultad de Ingeniería

Por brindarme el conocimiento necesario para ser un profesional.

**Mis amigos de la
Facultad**

Lenin Calderón, Paulo Martínez, Anddy Méndez, Héctor López, Víctor Gómez, Francisco Poz, Ramiro Ruiz y Francisco Vielman.

Ing. Estuardo Morales

Por el apoyo proporcionado en la elaboración del trabajo de graduación.

Ing. Juan Pozuelos

Por compartir su conocimiento y ayudarme a resolver las dudas que surgieron a lo largo del presente trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XI
GLOSARIO.....	XIII
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. Sistema eléctrico	1
1.2. Mercado eléctrico	2
1.2.1. Sector eléctrico guatemalteco.....	3
1.2.2. Sistema Nacional Interconectado	4
1.2.3. Mercados mayoristas o mercados eléctricos regulados (MER).....	4
1.2.4. Agentes del mercado mayorista	5
1.2.5. Mercado de oportunidad o <i>spot</i>	6
1.3. Tipos de mercados eléctricos	6
1.3.1. Mercado eléctrico centralizado	6
1.3.2. Mercado eléctrico libre.....	7
1.3.3. Comparación del negocio de inversión en generación entre un mercado monopólico y uno liberalizado.....	9
1.4. Sistema eléctrico de potencia.....	10
1.5. Fundamentos del control de frecuencia.....	11
1.6. Control de frecuencia primario (CPF)	15

1.6.1.	Inercia.....	15
1.6.2.	Gobernador	15
1.6.3.	Reserva rodante regulante (RRR).....	15
1.6.4.	Desconexión automática de carga	16
1.6.5.	Impacto de la integración de generación variable en el control primario de frecuencia (CPF)	16
1.6.6.	Criterios de adecuaciones para el control primario de frecuencia (CPF)	17
1.7.	Control de frecuencia secundario (CFS)	20
1.7.1.	Control automático de generación (AGC).....	22
1.7.1.1.	Error de control área (ACE).....	23
1.7.1.2.	AGC en un sistema interconectado	25
1.7.1.3.	Clasificación de un AGC.....	25
1.7.1.3.1.	Frecuencia constante	26
1.7.1.3.2.	Intercambio constante ...	26
1.7.1.3.3.	Frecuencia e intercambio constante ...	27
1.7.1.4.	Implementación de un AGC	28
1.7.2.	Reserva rodante operativa (RRO)	28
1.7.3.	Requerimientos del control de frecuencia	29
1.7.3.1.	Requerimiento 1	29
1.7.3.2.	Requerimiento 2	30
1.7.3.3.	Requerimiento 3	32
1.7.3.4.	Requerimiento 4	32
1.7.4.	Impacto a partir de la generación renovable	33
2.	ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA DEL SNI	37
2.1.	Tipos de evaluación	38

2.1.1.	Método de medición de cruces por cero	38
2.1.2.	Método basado en el criterio CPS2	39
2.2.	Datos considerados en la fórmula de L10	40
2.2.1.	Valor del parámetro L10 para el área de control 1 en el SNI 2	42
2.2.2.	Valor del parámetro L10 para el área de control 1 en el SNI 3	42
2.3.	Resumen de resultados para el mes evaluado.....	43
3.	DIMENSIONAMIENTO DE LA RESERVA SECUNDARIA (RRO).....	49
3.1.	Curvas de distribución	50
3.1.1.	Distribución de frecuencias.....	50
3.1.2.	Distribución normal	55
3.1.2.1.	Definición de variable aleatoria continua	55
3.1.2.2.	Definición de distribución de probabilidad normal	56
3.1.2.3.	Definición de función de densidad de probabilidad	57
3.1.2.4.	La distribución normal estándar	58
3.1.2.5.	Nivel de confianza	59
3.2.	Resumen de resultados.....	60
3.2.1.	Resultados de la distribución de frecuencias.....	60
3.2.2.	Resultados de la distribución normal	91
3.2.2.1.	Resumen de resultados	104
3.2.3.	Comparación de ambos métodos	110
4.	ESTUDIO ECONÓMICO DEL INCREMENTO DE LA RESERVA SECUNDARIA.....	117

4.1.	Costo operativo mensual del área de control	118
4.2.	Costo de penalizaciones	120
4.3.	Análisis de costo beneficio para el dimensionamiento de la reserva secundaria.....	124
4.3.1.	Obtención del punto óptimo del incremento de la reserva secundaria	125
CONCLUSIONES.....		131
RECOMENDACIONES		133
BIBLIOGRAFÍA.....		135
ANEXOS.....		137

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Agentes del mercado mayorista.....	5
2.	Evolución de la frecuencia ante un desequilibrio súbito de la generación	14
3.	Perturbación de la frecuencia.....	18
4.	Cálculo del ACE en una topología de múltiples AC y líneas de enlace.....	24
5.	Lenta caída en horas de la generación eólica desde los 2 000 MW a 500 MW.....	34
6.	Evaluación del sistema eléctrico bajo el CPS2	45
7.	Fallas CPS2 según banda horaria	46
8.	Tendencia del ACE en períodos de 10 minutos fallados al CPS2.....	47
9.	Datos del ejemplo 1.....	51
10.	Datos del ejemplo 2.....	53
11.	Distribución normal.....	57
12.	Función de densidad	58
13.	Distribución de probabilidad hora 1	61
14.	Distribución de probabilidad hora 2.....	62
15.	Distribución de probabilidad hora 3.....	63
16.	Distribución de probabilidad hora 4.....	64
17.	Distribución de probabilidad hora 5.....	65
18.	Distribución de probabilidad hora 6.....	66
19.	Distribución de probabilidad hora 7	67
20.	Distribución de probabilidad hora 8.....	68

21.	Distribución de probabilidad hora 9.....	69
22.	Distribución de probabilidad hora 10.....	70
23.	Distribución de probabilidad hora 11.....	71
24.	Distribución de probabilidad hora 12.....	72
25.	Distribución de probabilidad hora 13.....	73
26.	Distribución de probabilidad hora 14.....	74
27.	Distribución de probabilidad hora 15.....	75
28.	Distribución de probabilidad hora 16.....	76
29.	Distribución de probabilidad hora 17.....	77
30.	Distribución de probabilidad hora 18.....	78
31.	Distribución de probabilidad hora 19.....	79
32.	Distribución de probabilidad hora 20.....	80
33.	Distribución de probabilidad hora 21.....	81
34.	Distribución de probabilidad hora 22.....	82
35.	Distribución de probabilidad hora 23.....	83
36.	Distribución de probabilidad hora 24.....	84
37.	Costo operativo mensual	119
38.	Fallas leves en el mes	122
39.	Fallas graves en el mes	122
40.	Sobrecosto de penalizaciones vs. sobrecosto del incremento de la reserva secundaria	125
41.	Curva costo/beneficio	127

TABLAS

I.	Comparación de mercado regulado y mercado liberal.....	10
II.	Bias de los países de Centroamérica.	32
III.	Datos de RRO de un mes para el 2015	37
IV.	Datos considerados en la fórmula L10.....	41

V.	Resumen de resultados de la evaluación CPS	43
VI.	Distribución de frecuencias del ejemplo 1	52
VII.	Distribución de frecuencias del ejemplo 2	53
VIII.	Distribución de frecuencias agrupadas en intervalos	54
IX.	Distribución de frecuencia hora 1	61
X.	Distribución de frecuencia hora 2.....	62
XI.	Distribución de frecuencia hora 3.....	63
XII.	Distribución de frecuencia hora 4.....	64
XIII.	Distribución de frecuencia hora 5.....	65
XIV.	Distribución de frecuencia hora 6.....	66
XV.	Distribución de frecuencia hora 7.....	67
XVI.	Distribución de frecuencia hora 8.....	68
XVII.	Distribución de frecuencia hora 9.....	69
XVIII.	Distribución de frecuencia hora 10.....	70
XIX.	Distribución de frecuencia hora 11.....	71
XX.	Distribución de frecuencia hora 12.....	72
XXI.	Distribución de frecuencia hora 13.....	73
XXII.	Distribución de frecuencia hora 14.....	74
XXIII.	Distribución de frecuencia hora 15.....	75
XXIV.	Distribución de frecuencia hora 16.....	76
XXV.	Distribución de frecuencia hora 17.....	77
XXVI.	Distribución de frecuencia hora 18.....	78
XXVII.	Distribución de frecuencia hora 19.....	79
XXVIII.	Distribución de frecuencia hora 20.....	80
XXIX.	Distribución de frecuencia hora 21.....	81
XXX.	Distribución de frecuencia hora 22.....	82
XXXI.	Distribución de frecuencia hora 23.....	83
XXXII.	Distribución de frecuencia hora 24.....	84
XXXIII.	Resultados con 95 % de probabilidad de ocurrencia	86

XXXIV.	Resultados con 90 % de probabilidad de ocurrencia	87
XXXV.	Resultados con 85 % de probabilidad de ocurrencia	88
XXXVI.	Resultados con 75 % de probabilidad de ocurrencia	89
XXXVII.	Resultados con 50 % de probabilidad de ocurrencia	90
XXXVIII.	Datos para la hora 1	92
XXXIX.	Datos para la hora 2	93
XL.	Datos para la hora 3	93
XLI.	Datos para la hora 4	94
XLII.	Datos para la hora 5	94
XLIII.	Datos para la hora 6	95
XLIV.	Datos para la hora 7	95
XLV.	Datos para la hora 8	96
XLVI.	Datos para la hora 9	96
XLVII.	Datos para la hora 10	97
XLVIII.	Datos para la hora 11	97
XLIX.	Datos para la hora 12	98
L.	Datos para la hora 13	98
LI.	Datos para la hora 14	99
LII.	Datos para la hora 15	99
LIII.	Datos para la hora 16	100
LIV.	Datos para la hora 17	100
LV.	Datos para la hora 18	101
LVI.	Datos para la hora 19	101
LVII.	Datos para la hora 20	102
LVIII.	Datos para la hora 21	102
LIX.	Datos para la hora 22	103
LX.	Datos para la hora 23	103
LXI.	Datos para la hora 24	104
LXII.	Resultados con un nivel de confianza del 95 %.....	105

LXIII.	Resultados con un nivel de confianza del 90 %	106
LXIV.	Resultados con un nivel de confianza del 85 %	107
LXV.	Resultados con un nivel de confianza del 75 %	108
LXVI.	Resultados con un nivel de confianza del 50 %	109
LXVII.	Comparación en el 95 %	110
LXVIII.	Comparación en el 90 %	111
LXIX.	Comparación en el 85 %	112
LXX.	Comparación en el 75 %	113
LXXI.	Comparación en el 50 %	114
LXXII.	Costo mensual de la reserva secundaria	118
LXXIII.	Costo operativo mensual	118
LXXIV.	Número de penalizaciones para cada nivel de confianza	121
LXXV.	Costo total de penalizaciones	123
LXXVI.	Sobrecosto mensual del incremento de la reserva secundaria	124
LXXVII.	Sobrecostos totales	126
LXXVIII.	Incremento de la reserva secundaria sugerido	128

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Ω_i	Áreas que tienen intercambio de potencia
P_L	Carga desconectada
ϵ	Desviación estándar
\$	Dólar estadounidense
M_{eq}	Energía cinética equivalente del sistema
P_{ct}	Error de medición de potencia
Z	Estadístico Z
f	Frecuencia
f_a	Frecuencia acumulada
f_m	Frecuencia medida
f_p	Frecuencia programada
f_r	Frecuencia relativa
f_0	Frecuencia nominal
P_G	Generación perdida
Hz	Hertzio o hertz
h	Horas
H_e	Inercia del sistema
KV	Kilovoltios
FTL_{alto}	Límite superior de la frecuencia esperada
FTL_{bajo}	Límite inferior de la frecuencia esperada
μ	Media
MW	Megavatios

<i>MWh</i>	Megavatio hora
<i>PI_{mes}</i>	Muestras inválidas durante el periodo de un mes
<i>PT_{mes}</i>	Muestras totales durante el periodo de un mes
<i>α</i>	Nivel de confianza
<i>NC_{mes}</i>	No cumplimientos durante el periodo de un mes
<i>L10</i>	Parámetro de referencia en ventana de tiempo de 10 minutos
<i>PT_i</i>	Potencia efectivamente intercambiada
<i>PT_o</i>	Potencia esperada a intercambiar
<i>x</i>	Símbolo genérico de variable
<i>y</i>	Símbolo genérico de variable
<i>P_m</i>	Suma de potencias de intercambio medidas
<i>P_p</i>	Suma de potencias de intercambio programadas
<i>p. u.</i>	Sistema por unidad
<i>t</i>	Tiempo
<i>β</i>	<i>Tie line frequency coefficient</i> o Bias
<i>v. a.</i>	Variable aleatoria
<i>δ</i>	Valores de EDAC

GLOSARIO

AC	Área de control.
ACE	Error de control de área.
AGC	Control automático de generación.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
BAAL	<i>Balancing authority ACE limit.</i>
CF	Tasa de conformidad de frecuencia.
CFS	Control de frecuencia secundario.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
CPF	Control primario de frecuencia.
CPS	<i>Control performance standard.</i>
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
EDAC	Esquemas de desconexión automática de carga.
EMS	<i>Energy management systems.</i>

EOR	Ente operador regional.
Inercia	Incapacidad que tienen los cuerpos de modificar por sí mismos el estado de reposo o movimiento en que se encuentren.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
MER	Mercado Eléctrico Regulado.
NERC	<i>North American electric reliability.</i>
ROCOF	<i>Rate of change of frequency.</i>
RRO	Reserva rodante operativa.
RRR	Reserva rodante regulante.
RSF	Regulación secundaria de frecuencia.
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition.</i>
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity.

RESUMEN

La energía eléctrica posee características únicas que la diferencia de otro tipo de energía, una de ellas es que la electricidad no es económicamente almacenable en grandes cantidades y la demanda eléctrica nunca es conocida de antemano, solo se conoce exactamente en la operación en tiempo real del sistema. Estos hechos provocan que se sea necesario producir exactamente tanta energía eléctrica como los consumidores están demandando en cada instante. Cualquier desbalance entre la oferta y la demanda se traduce como una desviación de la frecuencia que tiene que ser corregida. Esta problemática crea la necesidad de tener que programar y mantener un exceso de capacidad de generación para enfrentar los problemas antes mencionados. Este exceso de generación se da a través de la reserva secundaria en un área de control que dará un margen, tanto para subir como para bajar generación, lo cual se logra a través del control automático de generación (AGC).

En ciertas áreas de control, esta reserva secundaria es insuficiente, debido a las características propias de cada sistema, y es necesario hacer un análisis para observar en qué horas del día se da la mayor cantidad de incumplimientos. Esto quiere decir, a qué horas del día se incumple con el balance de oferta y demanda, y así poder hacer un redimensionamiento de la reserva secundaria con los valores que sean considerados óptimos.

Es importante mencionar que cuando dos o más áreas de control están interconectadas, surgen flujos de potencia que van y vienen de un área de control a otra y si estos flujos no están pactados, pueden existir penalizaciones. Por lo que un área de control debería tener en cuenta los costos de subir la

reserva secundaria, así como los costos de penalizaciones que se pueden provocar por no cumplir con el balance de oferta y demanda.

OBJETIVOS

General

Establecer una propuesta de dimensionamiento de la reserva rodante operativa en un sistema nacional interconectado.

Específicos

1. Explicar los conocimientos básicos de mercados eléctricos que se relacionen con la reserva rodante operativa.
2. Analizar la reserva rodante operativa de un sistema nacional interconectado.
3. Comparar, con dos métodos, el dimensionamiento de la reserva rodante operativa.
4. Realizar un análisis costo beneficio para obtener los valores óptimos para la reserva rodante operativa.
5. Sugerir valores a incrementar, así como los valores totales de cada hora del día, para la reserva rodante operativa.

INTRODUCCIÓN

Cuando en un sistema eléctrico de potencia la energía generada no coincide con la energía consumida, se produce un desbalance de generación que provoca que la frecuencia nominal del sistema cambie su valor, provocando daños más severos al sistema. Para prevenir estos casos, existen las reservas primarias y secundarias en un sistema nacional interconectado. Pero, para que estos valores de reserva trabajen de manera correcta, se tiene que tener valores óptimos, tanto en la reserva primaria como en la secundaria (reserva rodante operativa), por lo que este trabajo se enfoca en encontrar los valores óptimos de la reserva rodante operativa o reserva secundaria.

El presente trabajo analizará por un mes un área de control, en un sistema nacional interconectado, y se mencionarán métodos para dimensionar la reserva secundaria. También, se tomará en cuenta el costo de penalizaciones que se pueden llegar a tener en el mes, tomando como referencia lo escrito en las normas de Mercado Eléctrico Regulado (MER), en el libro III, para medir el cumplimiento de los criterios de desempeño y al final se sugerirán valores, para cada hora, que se considerarán los óptimos para el área de control a evaluar.

Para analizar la reserva rodante operativa, como se ve en el capítulo dos, se establece un periodo de estudio, que en este caso es de un mes. En ese periodo se observan los valores promedios del error de control de área (ACE) en periodos de 10 minutos, en estas ventanas de tiempo se puede observar las fallas que se tienen por no estar bien dimensionada la reserva secundaria.

En el capítulo tres se realizó un dimensionamiento de la reserva rodante operativa utilizando dos métodos, con la distribución de frecuencias y la distribución normal, teniendo resultados muy parecidos. Estos dimensionamiento se hicieron en base al valor L10, como indican las normas RMER, con el fin de reducir el número de fallas en el mes, tomando diferentes niveles de confianza.

En el capítulo cuatro se tomaron los resultados obtenidos en el capítulo tres, en este caso solo el resultado de la distribución normal, para observar el costo operativo total que se tenía al incrementar la reserva rodante operativa y adicionalmente se le agregó el costo que se podía tener de penalizaciones conforme se iba incrementando la reserva. Además, se elaboró una curva costo beneficio que mostró el porcentaje de cumplimientos que se debería tener para optimizar los costos. Por último, con base en esta curva, se sugirieron valores a incrementar en cada hora para la reserva rodante operativa. .

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Sistema eléctrico

Es el conjunto de elementos que operan de forma coordinada en un determinado territorio para satisfacer la demanda de energía eléctrica.

Los componentes básicos del sistema eléctrico de Guatemala son:

- Los centros o plantas de generación, donde se produce la electricidad y se eleva la tensión para transportarla.
- Las líneas de transporte de la energía eléctrica de alta tensión.
- Las estaciones transformadoras (subestaciones de transporte o distribución) que reducen la tensión o el voltaje de la línea.
- Las líneas de distribución de media y baja tensión que llevan la electricidad hasta los consumidores.
- Las instalaciones de los clientes o consumidores de energía eléctrica.
- Los centros de control de las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras.
- Un centro de control eléctrico nacional desde el que se gestiona, coordina y opera el sistema eléctrico.

En un sistema eléctrico también existen los agentes que participan en el mercado eléctrico y se describen a continuación:

- Generadores: son los agentes que producen energía eléctrica, independientemente del tipo de tecnología que utilicen para ello.

- Transportistas: son las empresas que transportan la electricidad desde las centrales donde se produce hasta los centros de consumo donde se entrega a los distribuidores.
- Distribuidores: son las compañías que llevan la electricidad hasta los clientes finales (calles, hogares, empresas, entre otros) una vez la reciben del transportista en las subestaciones anexas a los grandes centros de consumo.
- Comercializadores: como su propio nombre indica, son los agentes que comercian con la energía. La compran en el mercado eléctrico y la venden a los consumidores. Son ellos los que pasan el recibo de la luz.
- Consumidores: es cualquier persona o empresa que en un momento dado consume electricidad.

1.2. Mercado eléctrico

En términos económicos, la energía eléctrica (potencia y energía) es una mercancía susceptible de ser comprada, vendida y comercializada. El mercado eléctrico es un sistema para efectuar las compras (a través de ofertas de compra), ventas (a través de ofertas de venta) y operaciones a corto plazo, generalmente en forma de permutas financieras.

Las transacciones al por mayor (ofertas y demandas) de la electricidad son típicamente liquidadas por el gestor del mercado o una entidad independiente para fines especiales, responsable exclusivamente de esa función. Los productos dentro de un mercado eléctrico, en general, consisten en dos tipos: potencia y energía.

La potencia mide la producción neta de electricidad de un generador en un momento determinado (generalmente en un segundo) y se mide en megavatios

(MW). Es importante recalcar que la potencia mide la capacidad de producir nueva energía, además, marca un máximo para la energía producida en un instante, ya que como mucho se podrá producir la potencia. Es una medida que indica las posibilidades tecnológicas de una zona. Por ejemplo; un automóvil no se puede circular a más velocidad de la máxima que tiene asignada.

La energía es la electricidad que fluye a través de un punto medido durante un tiempo determinado y se mide en megavatios hora (MWh) o en megajulios (esta unidad, pese a ser la estándar en energía, no es muy utilizada en el mercado eléctrico). La energía es un concepto mucho más sencillo e intuitivo. En mercados eléctricos se corresponde con la potencia consumida en un periodo, por lo que depende tanto de la potencia como del tiempo. Por ejemplo; siguiendo el símil del automóvil, la energía correspondería a la gasolina gastada (que a su vez depende del consumo instantáneo y del tiempo circulado).

1.2.1. Sector eléctrico guatemalteco

La reforma del sector eléctrico en Guatemala se inició con la emisión de su marco legal establecido en la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, promulgado el 15 de noviembre de 1996). Posteriormente, se emitieron el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo 256-97 del 2 de abril de 1997) y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) (Acuerdo 299-98 del 1 de junio de 1998).

Los principios generales de la Ley General establecen la libertad de la instalación de centrales generadoras, las cuales no requieren de autorizaciones por parte del estado, salvo las establecidas en la Constitución de la República y

las leyes del país, incluyendo las referidas a medio ambiente, protección a las personas, a sus derechos y sus bienes. Asimismo, el uso de bienes del Estado requerirá la respectiva autorización del Ministerio de Energía y Minas (MEM) cuando la potencia de la hidroeléctrica sea mayor de 5 MW.

1.2.2. Sistema Nacional Interconectado

La administración y operación del Sistema Nacional Interconectado en Guatemala está a cargo del Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad (AMM), el cual es un ente de carácter privado sin fines de lucro y cuyas funciones son la coordinación y despacho del Sistema Eléctrico Interconectado, el establecimiento de precios de mercado de corto plazo, llevar a cabo las transacciones de compra y venta en el mercado mayorista y garantizar la seguridad y abastecimiento de energía eléctrica.

1.2.3. Mercados mayoristas o mercados eléctricos regulados (MER)

Es un mercado mayorista que contiene aspectos regulatorios, institucionales y físicos, basados en:

- La regulación regional, formada por el tratado marco, sus protocolos, los reglamentos y las resoluciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).
- Los organismos regionales, encargados de velar por el cumplimiento y la aplicación de la regulación regional: la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR).
- La regulación nacional, comprende la ley general de electricidad y sus reglamentos, las normas de coordinación y las resoluciones de la CNEE,

en lo referente a los aspectos y mecanismos que permiten las transacciones regionales.

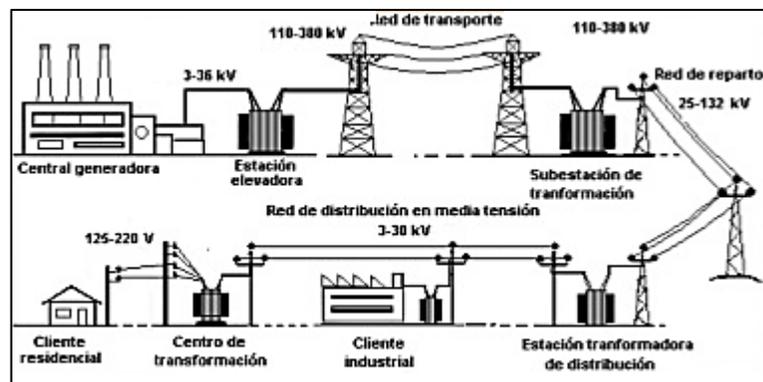
El mercado mayorista de Guatemala también fue diseñado sobre el concepto de un mercado mayorista con características específicas, como:

- Es un mercado de contratos
- Es un mercado de costos variables para el mercado de oportunidad
- Se transa potencia, energía eléctrica y servicios auxiliares
- La regulación nacional permite transacciones regionales

1.2.4. Agentes del mercado mayorista

Los agentes del mercado mayorista son: generadores, distribuidores, transportistas y comercializadores (ver figura 1). Además de los agentes, se definen también a los grandes usuarios. Cualquier agente y gran usuario es llamado en general participante.

Figura 1. Agentes del mercado mayorista



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Agentes del Mercado Mayorista*. p. 12.

1.2.5. Mercado de oportunidad o *spot*

Es cuando en el mercado se brindan oportunidades que permitirán contratar el suministro eléctrico con aquella compañía que, según sus propias ofertas, resulte más interesante, con independencia de la zona geográfica en la que se sitúe el negocio o domicilio, siempre y cuando las suministradoras ofrezcan el servicio, pese a que una comunidad no haya sido hasta entonces el hábitat natural en el que la compañía eléctrica haya operado.

1.3. Tipos de mercados eléctricos

Es un sistema para efectuar las compras, a través de ofertas de compra, ventas, a través de ofertas de venta y operaciones a corto plazo, generalmente en forma de permutas financieras o la obligación.

1.3.1. Mercado eléctrico centralizado

Se caracteriza por una estructura verticalmente integrada, en donde las tres principales actividades de un mercado eléctrico, generación, transmisión y distribución, están integradas bajo una única gran empresa que puede ser estatal o privada (en la mayoría de los casos es estatal). Esta única gran empresa se caracteriza por ser altamente regulada y planificada centralmente, lo cual trae ciertas ventajas, como solucionar problemas de abastecimiento. No obstante, este modelo tiene diversos inconvenientes, lo cual provocó que la mayoría de los países lo abandonara por uno liberalizado. Entre tales inconvenientes están:

- Manipulación de tarifas.

- Decisiones tomadas mediante argumentos políticos más que técnicos o económicos.
- Altas pérdidas técnicas y no técnicas (robos).
- Exceso de personal.
- Pérdida de eficiencia en el sector de generación y transmisión.

Además, en este modelo las decisiones de inversión (potencia instalada, tecnologías, ubicación) en nueva capacidad de generación, eran realizadas por la empresa verticalmente integrada, las cuales, por lo general, pasaban todos los costos de inversión a los consumidores a través de altos precios de la electricidad. Por ende, las utilidades de las compañías estaban aseguradas y no se creaban incentivos apropiados para tomar en cuenta varios factores que podrían mejorar la eficiencia.

1.3.2. Mercado eléctrico libre

En este punto se explicarán las características más relevantes de los mercados eléctricos libres, centrándose en el proceso de liberalización de seis países (Alemania, Argentina, Brasil, Chile, España y los Países Bajos), integrado por organismos de ciencia y técnica de los distintos países.

Si bien cada país ha liberado su sector eléctrico de acuerdo con sus peculiaridades, el proceso contiene características comunes que incluyen:

- La separación explícita de los tres segmentos del sistema eléctrico (generación, transmisión y distribución).
- La definición de estos tres segmentos desintegrados verticalmente, junto con los usuarios, como los principales actores del mercado.
- La introducción de mecanismos competitivos en el sector de generación.

- La existencia de esquemas de acceso abierto y no discriminatorio.
- El derecho y la obligación, por parte de los concesionarios del sector de distribución, a suministrar electricidad en el ámbito local.
- Un sistema de precios para los sectores de generación y transmisión que contempla precios marginales para la operación o expansión de potencia.
- El precio de la distribución de electricidad está basado en el costo marginal de expansión, de acuerdo con esquemas fijados por la regulación.

Desde el punto de vista ambiental, las reformas dejaron en manos de los actores privados que compiten en el mercado, tres decisiones importantes:

- La decisión sobre el tipo y la oportunidad de las nuevas inversiones depende ahora de las prioridades del sector privado. Si bien en algunos de los países se elabora un plan indicativo donde se sugieren las inversiones futuras, estas no son mayoritariamente tenidas en cuenta. Las decisiones privadas tienen horizontes de plazo más corto y costos de financiación altos que hacen menos atractivas a las tecnologías con altos costos de capital.

Existen también incentivos, para minimizar costos hundidos, mediante la entrada al mercado con inversiones iniciales relativamente bajas y tiempos de retorno menores. Los inversores privados tienen en cuenta, además, los riesgos políticos, la participación en otros mercados asociados, como el gas o las posibilidades de interconexión. La implicancia más obvia de todo lo anterior ha sido la instalación de centrales a gas natural o combustibles líquidos por sobre otros tipos de tecnologías como la hidráulica, la nuclear o las nuevas tecnologías a base de carbón.

- El despacho de carga se basa únicamente en los costos directos y estos constituyen entonces el factor más importante en el mercado competitivo. Como consecuencia, las plantas con menores costos son las primeras despachadas. Este proceso no toma en cuenta externalidad ambiental alguna asociada a una planta específica. Las externalidades se tienen en cuenta solo si fueron consideradas por las autoridades ambientales al elaborar la política y la regulación correspondiente.
- La localización de las centrales nuevas es una decisión que depende de las prioridades del sector privado. Por ejemplo, la localización de las centrales a gas, ya sea cerca de los gasoductos o de los centros de demanda para reducir costos y riesgos, puede conducir al empeoramiento de problemas ambientales ya existentes.

1.3.3. Comparación del negocio de inversión en generación entre un mercado monopólico y uno liberalizado

Antes de la liberalización de los mercados de energía, las empresas funcionaban como monopolios integrados traspasando todos los gastos de inversiones a los consumidores, es decir, no había ningún riesgo de mercado y se partía de la premisa de recuperación de inversión. El riesgo principal era el riesgo de decisiones desfavorables por parte del regulador y costos elevados debido a la mala gestión.

La sobreinversión de exceso fue simplemente acomodada como margen de reserva, sin producir una reducción en el precio de la electricidad. En cambio, en un ambiente competitivo, los riesgos de inversión son totalmente asumidos por los agentes, pudiendo incluso perder dinero en situaciones de contingencia que no son consideradas en los contratos.

Por ejemplo, en Chile, debido a la crisis del gas argentino, el precio de la electricidad ha subido a valores mayores a los negociados en un contrato de largo plazo. Esta situación ha perjudicado mayormente a las generadoras deficitarias que compran en el mercado de la energía (*spot*), generando pérdidas. En la tabla I se resumen otros cambios ocurridos en el negocio de generación al pasar de un mercado regulado a uno liberal.

Tabla I. **Comparación de mercado regulado y mercado liberal**

Mercado regulado	Mercado liberal
El Gobierno/regulador a cargo de la planificación a largo plazo de las inversiones.	Libertad de instalación.
Competencia basada en estándares por tecnología. Ausencia de competencia entre tecnologías.	Competencia entre tecnologías frente al precio del mercado y libertad en el aprovisionamiento de materias primas.
Impacto muy limitado de los incidentes operativos.	Impacto importante de los incidentes operativos.

Fuente: elaboración propia.

1.4. Sistema eléctrico de potencia

En Guatemala, es un sistema de suministro eléctrico cuyos niveles de tensión son iguales o superiores a los 69 kV.

Estos sistemas eléctricos se denominan también de alta tensión o extra alta tensión o sistemas eléctricos de transmisión o red eléctrica de transporte.

Estos sistemas, por la gran extensión geográfica que ocupan, por los niveles de tensión en que funcionan y por la gran cantidad de energía eléctrica

que transportan, requieren de la supervisión y del comando a distancia, lo cual se realiza en los *supervisory control and data acquisition* (SCADA).

Debido a que el funcionamiento de los sistemas eléctricos tiene un comportamiento dinámico, las condiciones de funcionamiento deben ser establecidas aplicando criterios de funcionamiento muy estrictos para evitar los problemas de estabilidad dinámica, que pueden llevar al sistema al estado de colapso. En estos estados de emergencia se producen apagones que dejan a gran cantidad de consumidores sin el suministro de energía eléctrica, necesaria para el normal funcionamiento de la vida moderna y el sistema requiere la restauración de cargas.

Otros estados de emergencia menos críticos pueden llevar al sistema al colapso de tensión. En este fenómeno, partes del sistema eléctrico sufren caídas de tensión que afectan el funcionamiento de los artefactos eléctricos conectados a la red, lo que significa que la calidad del suministro eléctrico es deficiente.

Una de las principales variables a considerar, para tener estable un sistema de potencia, es la frecuencia. En todo momento se debe tener la frecuencia muy cercana a la nominal 50 o 60 Hz, debido a eso, en el siguiente apartado se estudiará más a fondo cómo controlar la frecuencia.

1.5. Fundamentos del control de frecuencia

Dado que en el funcionamiento de un sistema eléctrico se tiene que cumplir en todo momento el equilibrio entre la demanda de energía de los consumidores y la energía producida por las centrales eléctricas, el operador del sistema, en su función de salvaguardar la garantía del suministro, necesita

disponer de los recursos necesarios para que en todo momento se pueda mantener ese equilibrio.

Así, por ejemplo, si en un instante determinado la demanda del sistema es superior de lo que estaba previsto y programado, debe haber en el sistema alguna central eléctrica que tenga capacidad de variar al alza la energía que tenía programada, para cubrir ese incremento no esperado. Este conjunto de recursos que las centrales eléctricas aportan y que son necesarios para mantener la seguridad del sistema se denominan servicios complementarios y también se gestionan por el operador del sistema mediante mecanismos de mercado.

El operador del sistema controla que, en todo momento, se mantenga el equilibrio entre la demanda del sistema, o lo que es igual, a la suma de lo que se consume más las pérdidas técnicas que se producen en los elementos del sistema eléctrico (líneas y transformadores, típicamente) y la energía producida por el conjunto de los medios de producción que en cada instante están funcionando para atender esa demanda.

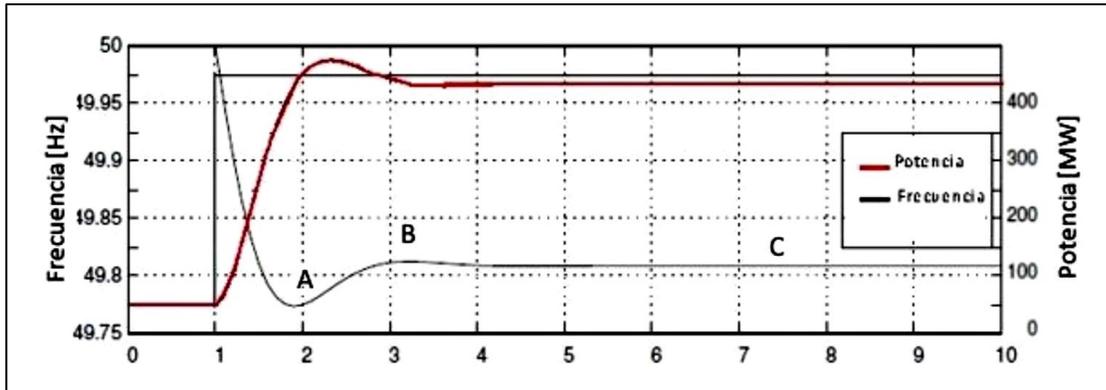
Si, por ejemplo, en un instante determinado se produce la pérdida de una central de producción de 100 MW, se producirá una ruptura del equilibrio o balance entre la demanda y la producción, existiendo una necesidad de que esa central perdida sea sustituida por otra u otras unidades, que en su conjunto deberán incrementar su producción en esos 100 MW. Para ello, utilizará los servicios complementarios de regulación que son esos servicios aportados por las unidades de generación que están a disposición del operador del sistema para atender sus instrucciones y poder mantener el equilibrio, y con ello la seguridad del sistema.

Las turbinas de los generadores transforman energía mecánica en energía eléctrica, la cual es absorbida por las cargas y la red. Todas las unidades generadoras se encontrarán girando a una velocidad relativamente constante, conservando la frecuencia eléctrica nominal del sistema, a menudo 50 o 60 Hz. Los sistemas de control se esfuerzan en mantener este equilibrio, el cual es roto frecuentemente debido al inherente comportamiento estocástico de la demanda y circunstancias anormales como fallas.

Durante los primeros instantes de un desbalance, la energía cinética almacenada en los generadores varía de manera natural para mantener la conservación de la energía en el sistema. Como consecuencia de esto, la energía cinética de los generadores disminuye y por consiguiente, lo hace también la velocidad mecánica del eje rotórico (la energía cinética es proporcional al cuadrado de la velocidad de rotación). De esta forma, la frecuencia eléctrica del sistema cambia con los desbalances de potencia, como se aprecia en la figura 2.

Posteriormente, los sistemas de control asociados a los generadores detectan la caída de la frecuencia. Estos actúan sobre los sistemas mecánicos para aumentar la salida de potencia activa (en rojo) y establecer un nuevo balance en el punto "A" de la figura 2. Los conjuntos de sistemas de control, los cuales hacen posible restablecer el balance de potencia luego de una perturbación, son denominados sistemas de control de frecuencia.

Figura 2. **Evolución de la frecuencia ante un desequilibrio súbito de la generación**



Fuente: ROBINSON, Cornejo. *Problemáticas asociadas al control de frecuencia en presencia de generación variable*. p. 2.

Aunque el fenómeno anteriormente descrito está asociado a un desbalance súbito, los fenómenos que afectan el control de frecuencia pueden clasificarse como:

- Fluctuaciones continuas en el consumo, que deben su origen a cambios en la demanda durante el día, del orden de horas o minutos.
- Perturbaciones súbitas que responden típicamente a desconexiones de unidades generadores o grandes consumos

La North American Electric Reliability Council (NERC) define 4 acciones de control: control primario, control secundario, control terciario, y control de tiempo.

1.6. Control de frecuencia primario (CPF)

De acuerdo a la NERC, el control primario de la frecuencia (CPF) se refiere a la respuesta de la generación y la carga, que estabilizan la frecuencia del sistema cada vez que hay un desequilibrio súbito entre la carga y la fuente por medio de respuesta inercial, gobernadores y desconexiones de carga.

1.6.1. Inercia

La respuesta inercial es inherente en el sistema debido a la masa de las máquinas conectadas sincrónicamente. Esta masa rotacional almacena energía cinética proporcional a su momento de inercia y al cuadrado de su velocidad angular. Si ocurre una pérdida repentina que cause un desbalance entre la generación y la carga, la energía rotatoria de las máquinas proporciona una respuesta para oponerse a la desviación de la frecuencia.

1.6.2. Gobernador

Es un controlador local que censa constantemente la frecuencia y actúa sobre las válvulas de la turbina del generador. Su propósito es variar automáticamente la potencia mecánica de salida del generador en respuesta a las variaciones de frecuencia que tenga el sistema, luego de ocurrido un desbalance entre la carga y la generación.

1.6.3. Reserva rodante regulante (RRR)

Es la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia, pero que no está asignada a la producción de energía y que tiene como finalidad que la unidad generadora participe

efectivamente en la regulación primaria de la frecuencia. La magnitud de esta reserva será cercana al 3 % de la generación en cada hora (dependiendo del sistema eléctrico de cada país).

1.6.4. Desconexión automática de carga

Los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) corresponden a bloques o escalones de carga que mediante relés de baja frecuencia tienen como finalidad desconectar una cantidad de demanda, minimizando la energía no suministrada. Así, se puede establecer un equilibrio cuando la respuesta de los generadores no es suficiente para mantener la frecuencia del sistema dentro de los márgenes establecidos por la norma técnica.

1.6.5. Impacto de la integración de generación variable en el control primario de frecuencia (CPF)

El equilibrio entre la generación y la demanda puede representarse por la ecuación de oscilación de la máquina sincrónica, donde la derivada de la frecuencia respecto al tiempo df/dt (Hz/s) es proporcional a la generación perdida ΔP_G (p.u.), a la cantidad de carga desconectada ΔP_L (p.u.) e inversamente proporcional a la inercia del sistema H_e .

$$\frac{df}{dt} = 50 * \frac{\Delta P_G - \Delta P_L}{2 * H_e} \quad [\text{Ec. 1}]$$

La baja inercia del sistema H_e trae como consecuencia que la derivada de la frecuencia se haga más pronunciada. Una disminución de la generación provocará una derivada negativa y frenado del sistema, mientras que una disminución de carga causará una derivada positiva y una aceleración del sistema.

Una gran integración de generación variable puede desplazar a las unidades térmicas desde una perspectiva económica. Esto genera mayores desafíos a los operadores del sistema eléctrico para enfrentar en tiempo real la operación de los recursos renovables intermitentes.

En el caso de las plantas eólicas, estas no proveen de respuesta inercial, en el caso de reemplazar las unidades convencionales, esto reduce la inercia del sistema. Lo anterior causa grandes desviaciones de la frecuencia instantánea debido a las variaciones de la demanda neta. En consecuencia, los operadores del sistema eléctrico requieren que algunos generadores brinden reserva primaria para contrarrestar las variaciones que presentan las plantas eólicas y mantener el equilibrio entre la generación y la demanda.

A medida que se instalan más fuentes de generación variable en un sistema de energía, la reducción de la inercia y gobernador se hará más significativa.

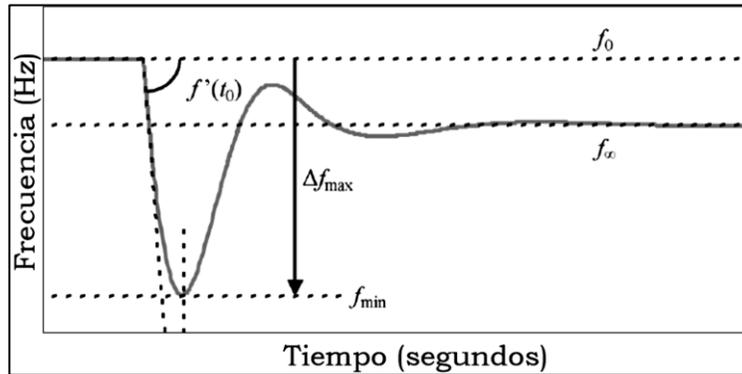
1.6.6. Criterios de adecuaciones para el control primario de frecuencia (CPF)

Como ya se ha mencionado anteriormente, en todo sistema eléctrico, la potencia activa generada debe satisfacer constantemente a la demanda. Los disturbios en este balance son compensados por la energía cinética rotatoria de los generadores y motores conectados a la red.

En la figura 3 se observa el aspecto típico de una perturbación en la frecuencia del sistema, f_0 representa la frecuencia nominal (50 o 60 Hz). Al producirse una contingencia en t_0 (como puede ser la desconexión de un generador) se tiene como consecuencia una disminución de la frecuencia del

sistema hasta llegar a f_{min} o nadir; luego, por efecto del CPF, la frecuencia se estabiliza en f_{∞} .

Figura 3. **Perturbación de la frecuencia**



Fuente: ROBINSON, Cornejo. *Problemáticas asociadas al control de frecuencia en presencia de generación variable*. p.3.

El nadir (f_{min}) es la frecuencia mínima alcanzada durante el período de control de frecuencia primario ante un desbalance instantáneo entre la generación y la demanda. Es importante que este valor, en lo posible, esté por sobre el ajuste de los EDAC, para evitar desconexiones de carga del sistema. En general, lo anteriormente descrito se asocia a un criterio de adecuaciones, que considera el alto costo de interrumpir el servicio, lo cual hace prohibitivo el uso de EDAC como acción de control en operación normal. Entonces, el sistema de CPF se denomina como adecuado si la frecuencia nunca alcanza valores para los cuales los EDAC operan:

$$|\Delta f_{max}| < \delta \quad \text{[Ec. 2]}$$

La expresión establece el primer criterio de adecuaciones de CPF.

En la contingencia instantánea en el tiempo t_0 , la tasa de cambio de frecuencia $f'_0(t_0)$ (Hz/s) (ROCOF, del inglés *rate of change of frequency*) es proporcional a la generación desconectada ΔP (p.u.) e inversamente proporcional a la energía cinética equivalente del sistema M_{eq} .

$$f'_0(t_0) = f_0 \frac{\Delta P}{M_{eq}} \quad [\text{Ec. 3}]$$

Por lo tanto, la tasa de cambio de frecuencia indica cuán pronunciada es la caída de frecuencia. Cuando existe una desconexión imprevista de un generador, se provoca un frenado de las máquinas restantes. Como consecuencia, los sistemas automáticos de control de frecuencia aumentan la potencia de los generadores para compensar y devolver la frecuencia a su valor nominal o cercano a él f_∞ (ver figura 2).

Los generadores poseen un sistema de protección que detecta la formación de islas no balanceables y se desconectan para evitar daños mecánicos. Estos relés (comúnmente llamados ROCOF) miden la derivada de frecuencia (que se incrementa significativamente durante la ocurrencia de fenómenos de islas) y desconecta el generador en presencia del fenómeno. Sin embargo, la ocurrencia de derivadas de frecuencia significativas por la reducción de inercia en el sistema podría activar los relés ROCOF, causando un fenómeno de desconexión de generadores en cascada. Con este propósito se enuncia el segundo criterio de adecuaciones.

$$\left| \frac{df}{dt} \right| < \delta_1 \quad [\text{Ec. 4}]$$

Así, los criterios 4 y 2 determinan si el sistema de CPF es adecuado o no, estableciendo los límites para la tasa de cambio de la frecuencia para evitar las desconexiones de los generadores.

1.7. Control de frecuencia secundario (CFS)

También denominado regulación secundaria de la frecuencia (RSF), tiene por objeto mantener el equilibrio generación-demanda, corrigiendo las desviaciones en estado estacionario de la frecuencia y los desvíos respecto a programas de intercambio previstos en las interconexiones.

La desviación de frecuencia en estado estacionario, resultante de la actuación de la regulación primaria de frecuencia ante un desbalance de potencia activa, se anula a través de la acción de la regulación secundaria de frecuencia. Los generadores asignados para regulación secundaria asumen las desviaciones de la respuesta de los reguladores de todos los generadores y de la respuesta autorregulante de la carga.

En los sistemas interconectados con dos o más áreas, este nivel de regulación debe controlar no solo la frecuencia, sino también la generación en una determinada área para mantener los intercambios de potencia programados en el despacho de carga. Este nivel de regulación presenta las siguientes características:

- Permite que las unidades que participan de la regulación primaria vuelvan a su valor inicial de generación, restituyendo la disponibilidad de reserva de generación para regulación primaria de frecuencia.
- Absorbe las variaciones de frecuencia cuando se produce variaciones entre la demanda pronosticada y la real.

- La acción de control sobre la referencia de carga de las unidades que participan en la regulación secundaria de frecuencia se realiza en forma manual o automática desde un centro de control, partiendo de mediciones de frecuencia en la red y mediciones de flujo de potencia activa a través de las interconexiones.
- Posee menores exigencias de tiempo de respuesta y de establecimiento debido a que controla la componente lenta de la frecuencia. Es normal considerar que la respuesta para regulación secundaria deba iniciar en los siguientes 20-30 segundos después de iniciado el evento, estar disponible en los siguientes 10-15 minutos y ser sostenida hasta 30 minutos.

La característica de respuesta de la frecuencia relaciona la variación en potencia (megawatts) con los cambios en la frecuencia del sistema. Es un efecto combinado de los reguladores de velocidad y de la respuesta autorregulante de la carga.

La característica de respuesta de la frecuencia depende del punto de operación, y por tanto, varía en todo momento. La característica de respuesta de la frecuencia es una medida de lo robusto de un sistema, indica cuantos megavatios se requieren para cambiar un décimo de hertz.

La característica de respuesta de la frecuencia se estima a partir del registro de eventos sobre el sistema mediante un análisis estadístico de los desbalances de potencia contra los cambios de frecuencia.

Existe un parámetro usado en la estrategia del control de un *AGC* (*automatic generation control*), conocido como parámetro β (*tie line frequency coefficient*) que, juntamente con las desviaciones de frecuencia y potencia de

intercambio, dan como resultado la potencia a variar en las máquinas asignadas para la regulación secundaria de frecuencia. Entre más próximo sea este valor a la característica de frecuencia del sistema, menores acciones de control tendrán que efectuarse con el AGC, lo que mejora la calidad de la frecuencia y disminuye los flujos inadvertidos.

En principio el bias (β) debe corresponder a la característica de respuesta de frecuencia, la cual cambia permanentemente con la carga y con las unidades de generación en línea. Se recomienda, como mínimo, actualizar el bias anualmente y ante cambios significativos en el sistema.

1.7.1. Control automático de generación (AGC)

Es un sistema de control supervisor que permite ajustar centralizadamente las consignas de potencia activa de unidades generadoras. Este control se conoce como la acción en la que se disminuye o se inyecta potencia adicional al sistema con el fin de alcanzar el valor de frecuencia nominal después del evento de desbalance carga-generación. Los objetivos del AGC son los siguientes:

- Mantener la frecuencia del sistema cercana a la nominal.
- Mantener los intercambios de potencia con sistemas eléctricos vecinos en los valores acordados.
- Mantener la generación de determinadas unidades en valores económicos.

Para la realización del cumplimiento de estos objetivos se recurre al cálculo del error de control de área (ACE, por sus siglas en inglés). La implementación de un sistema AGC actualmente se encuentra incorporado en

sistemas SCADA/EMS (*supervisory control and data acquisition/energy management systems*), estos no solo realizan el monitoreo de los datos en tiempo real, sino que también actúan de forma autónoma para satisfacer los requerimientos planteados.

1.7.1.1. Error de control área (ACE)

La NERC define el cálculo de este error como se expresa en la ecuación 5.

$$ACE = (P_m - P_p) - 10\beta(F_m - F_p) - P_{ct} \quad [\text{Ec. 5}]$$

Donde

P_m es la suma de potencias de intercambio medida

P_p es la suma de potencias de intercambio programadas

β es la configuración de respuesta en frecuencia (bias)

F_m es la frecuencia medida

F_p es la frecuencia programada

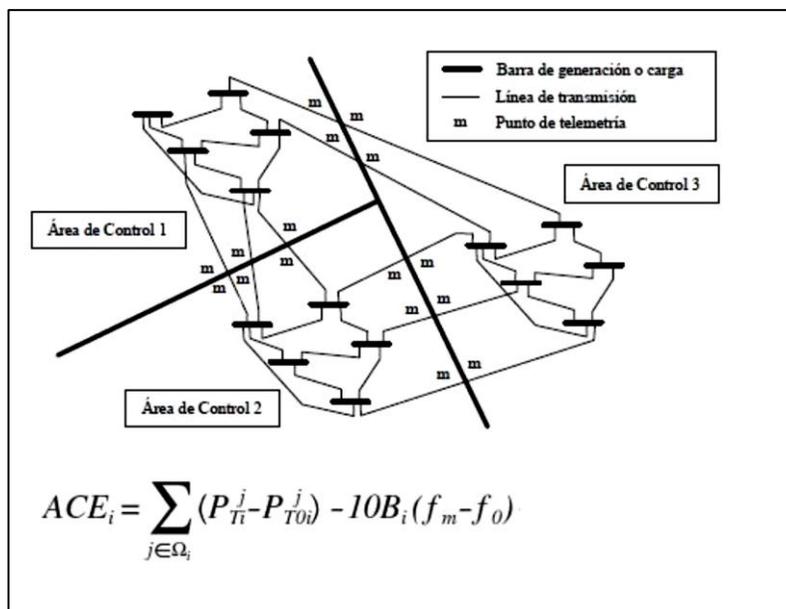
P_{ct} es el error de medición

Las potencias de intercambio deben ser comprendidas entre dos áreas por medio de todas las líneas de enlace que las unen y son medidas en megawatts. El término β es una constante que representa la configuración de la respuesta en frecuencia del área de control (AC); es multiplicado por 10 para transformar su unidad de medición de MW/0,1Hz a MW/Hz. El término $F_m - F_p$ es conocido como frecuencia plana, haciendo alusión a la esperada desviación de la frecuencia cercana a cero constantemente en el tiempo. El término P_{ct} hace referencia al control de tiempo, aplicado a líneas de enlace entre los AC. Este

cuantifica el error acumulado más mínimo del control, el cual, al cabo de horas, se hace presente de forma que se pueda considerar en el cálculo del ACE.

Hay que considerar que los sistemas aislados no son ajenos al AGC, aunque solo cubren el primer objetivo; estos excluyen en la determinación del ACE lo relativo a los intercambios de potencia entre AC. Esta situación podría cambiar al realizarse una línea de enlace entre ambos sistemas.

Figura 4. **Cálculo del ACE en una topología de múltiples AC y líneas de enlace**



Fuente: ROBINSON, Cornejo. *Problemáticas asociadas al control de frecuencia en presencia de generación variable*. p. 4.

En la figura 4, Ω_i corresponde a todas las áreas que tiene intercambio de potencia con el AC_i ; P_{TOi}^j es la potencia esperada a intercambiar entre los AC_i y AC_j , de igual manera, P_{Ti}^j corresponde a la potencia efectivamente

intercambiada; f_m es la frecuencia medida para el AC y f_0 la consigna de frecuencia del sistema.

1.7.1.2. AGC en un sistema interconectado

Cuando la carga del sistema eléctrico cambia, la generación es ajustada para restaurar la frecuencia del sistema y la potencia de transferencia en las líneas de interconexión; siempre y cuando el sistema se encuentre en estado estacionario (perturbaciones pequeñas). En ese sentido, es necesario contar con un indicador que transmita al AGC, las variaciones de frecuencia en un sistema de potencia y las variaciones en los flujos de interconexiones con las áreas vecinas, este indicador es conocido como el error de control de área (ACE).

Para determinar el ACE es necesario obtener los errores de frecuencia y del flujo en la línea de interconexión. Un valor positivo del ACE indica que existe una sobreoferta y se requiere disminuir la generación para el control de una determinada área. Para controlar este error de control de área, el centro de control de despacho envía órdenes a las unidades generadores bajo la regulación secundaria de frecuencia dentro de su área para controlar las salidas de los generadores, de manera que se restaure el intercambio de potencia a los valores programados y que se restaure la frecuencia del sistema al valor deseado.

1.7.1.3. Clasificación de un AGC

La estrategia de control de un AGC debe garantizar que las soluciones a las desviaciones de potencia sean resueltas en el área donde se origina el disturbio, las demás áreas solo deben prestar ayuda de manera transitoria al

área donde se origina el disturbio. Las estrategias principales de control de AGC son:

- Frecuencia constante
- Intercambio constante
- Frecuencia e intercambio constante (*tie-line bias control*)

1.7.1.3.1. Frecuencia constante

Ambas áreas tratan de compensar a pesar de que el desbalance se originó en una determinada área. Por lo tanto, es una estrategia inadecuada de control cuando las áreas están interconectadas. Este tipo de control es usado en sistemas pequeños. Por lo tanto el error de control de área para ambos sistemas es:

$$ACE1 = \beta1 * \Delta f \quad [\text{Ec. 6}]$$

$$ACE2 = \beta2 * \Delta f \quad [\text{Ec. 7}]$$

1.7.1.3.2. Intercambio constante

En caso se presente un cambio de carga en un área, la otra área tratará de compensar dicho desbalance a pesar de que el desbalance no se originó en ella. Por lo tanto, es una estrategia inadecuada de control cuando las áreas están interconectadas.

$$ACE1 = -\Delta P12 \quad [\text{Ec. 8}]$$

$$ACE2 = \Delta P12 \quad [\text{Ec. 9}]$$

1.7.1.3.3. Frecuencia e intercambio constante

En el caso de los sistemas de áreas interconectados se usa el AGC tipo *tie line bias*, donde no solo interesa controlar la variable frecuencia, sino también la potencia de intercambio.

Ante grandes eventos, con operación de los esquemas de desconexión de carga, para evitar un sobrecontrol se recomienda suspender la acción del AGC y pasar a un control manual. En este caso, el operador del sistema asume directamente la responsabilidad del control del sistema, igual procedimiento se aplica cuando el sistema queda fraccionado, a no ser que se disponga de un AGC por islas.

El ACE es una variable aleatoria que se espera sea de valor medio cero. Si el ACE muestra tendencia, estaría implicando un comportamiento predecible de los desbalances carga-generación, que debe ser resuelto con otras medidas diferentes a la regulación secundaria, específicamente con un servicio de seguimiento de carga.

Una vez se determina el ACE, el mismo se asigna a los generadores que participen con reserva para regulación secundaria. Dicha asignación se establece mediante factores de participación, en los cuales se pueden tener en cuenta criterios técnicos y económicos, incluso diferenciar entre asignación para incrementar como para bajar generación.

La acción del AGC es del tipo proporcional integral, por lo que errores en la estimación del ACE no importan para las condiciones de estado estable, es decir, se lleva el ACE al valor cero (0). Sin embargo, una inadecuada

estimación del ACE compromete la respuesta dinámica, lo que conlleva a tomar acciones de sobrecontrol y a prolongar en el tiempo las desviaciones de la frecuencia.

Cuando se distribuye la potencia entre las unidades bajo el dominio del AGC, para restablecer la frecuencia nominal y la potencia de intercambio al valor programado, es preferible realizarlo entre unidades de óptimas características como las que tengan menor estatismo y una mayor rampa de toma de carga. Pero también se puede distribuir dicha potencia buscando siempre el criterio de minimizar costos de operación, entre las unidades aptas para poder realizar esta función.

1.7.1.4. Implementación de un AGC

En un AGC, las acciones de control son determinadas en el centro de control de una determinada área. El flujo en las líneas, frecuencia del sistema, entre otras, son enviadas al centro de despacho a través de teleseñales para ser analizadas por una computadora, para luego enviar señales hacia las unidades bajo su control para modificar su potencia de salida.

La estabilidad de un AGC y su habilidad para funcionar son influenciadas por el retraso en la recepción de las telemediciones y en la transmisión de sus señales de control.

1.7.2. Reserva rodante operativa (RRO)

Es la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía. Tiene como finalidad que la unidad generadora participe en la

regulación secundaria y que esté disponible para otros requerimientos operativos. La reserva rodante operativa es distinta y adicional a la reserva rodante regulante (RRR). El reconocimiento por reserva para regulación secundaria tendrá en cuenta que el servicio haya sido prestado de acuerdo a la calidad requerida.

1.7.3. Requerimientos del control de frecuencia

La NERC, por medio del Standard BAL-001-1, define una propuesta de requerimientos para mantener la frecuencia en régimen permanente, definiendo los límites para el balance de la generación y la demanda en tiempo real.

1.7.3.1. Requerimiento 1

Cada AC mantendrá de forma continua durante 12 meses, la tasa entre el promedio del ACE junto con la desviación y la tendencia en frecuencia, bajo un límite específico ε_1 . Este indica el error promedio de la variación esperada para la frecuencia en el periodo de 1 año y es calculada para cada AC por el Comité Operativo del NERC. Este requerimiento es denominado CPS1 (*control performance standard 1*) y se puede definir en forma porcentual como es expresado en la ecuación 10.

$$CPS1 = (2 - CF) * 100 \% \quad [Ec. 10]$$

La tasa de conformidad de la frecuencia, CF, es el factor de cumplimiento de frecuencia cada 1 minuto en un intervalo acumulado de 12 meses, dividido por el error promedio de la variación esperada para la frecuencia de dicho período.

$$CF = \frac{CF_{12 \text{ meses}}}{\varepsilon_1^2} \quad [\text{Ec. 11}]$$

Las unidades básicas para la determinación de CF son el ACE, la desviación y la configuración de respuesta en frecuencia. Su valor se obtiene como se expresa en la ecuación 12 donde, para determinar los parámetros en minutos se utiliza a menudo un muestreo de 4 segundos.

$$CF_{\text{minuto}} = \left[\left(\frac{ACE_{\text{minuto}}}{-10\beta} \right) * \Delta F_{\text{minuto}} \right] \quad [\text{Ec. 12}]$$

Las muestras de CF para cada minuto, son posteriormente agrupadas en horas, meses y finalmente para un año completo. Además, con el propósito de que la muestra sea representativa, en cada minuto debe al menos contar con el 50 % de las muestras para el ACE y la desviación de frecuencia. En caso contrario, la muestra es excluida del cálculo del CPS1.

1.7.3.2. Requerimiento 2

Cada AC deberá mantener durante un mes las muestras promedio del ACE bajo el límite L_{10} , en al menos el 80 % del periodo.

$$ACE_{10 \text{ minutos}} \leq L_{10} \quad [\text{Ec. 13}]$$

Donde

$$L_{10} = 1,65 * \varepsilon_{10} \sqrt{100 * \beta_i * \beta_s}$$

ε_{10} es el valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia en promedios de 10 minutos (Hz).

β_i es la configuración de frecuencia del área de control (MW/0,1Hz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.

β_s es la configuración de frecuencia del sistema interconectado (MW/0,1Hz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del sistema interconectado.

El promedio del ACE se determina cada 10 minutos, sin considerar traslape, con un total de 6 mediciones por hora. La desviación estándar de la frecuencia (ε_{10}), es calculada en función del rendimiento esperado durante un año determinado. El término β_s es la suma de la configuración de respuesta en frecuencia de los AC en un sistema interconectado. En el caso de que la configuración de la respuesta en frecuencia sea variable, es considerada como la suma de sus valores mínimos. Este requerimiento es denominado CPS2 (*control performance standard 2*) y puede ser enunciado en forma porcentual como lo indica la ecuación 14 con base en el requerimiento expresado en la ecuación 13.

$$CPS2 = \left[1 - \frac{NC_{mes}}{PT_{mes} - PI_{mes}} \right] \quad [Ec. 14]$$

Donde, NC_{mes} son los no cumplimientos durante el periodo de un mes. PT_{mes} son las muestras totales durante el periodo de un mes y PI_{mes} corresponde a la cantidad de muestras inválidas.

Para que una muestra sea determinada inválida se deben poseer menos de la mitad de las muestras esperadas para el periodo definido. En la siguiente tabla se muestran los Bias (β_i) de los países centroamericanos (esta puede ser calculada como el 1 % de la demanda máxima del país):

Tabla II. **Bias de los países de Centroamérica**

SISTEMA	BIAS [MW /0,1 Hz]
GUA	15,1
SAL	10,3
HON	10,5
NIC	5,3
CRI	15,5
PAN	15,6

Fuente: elaboración propia.

1.7.3.3. Requerimiento 3

Cada AC proveerá de una evaluación presentada como servicio de regulación combinado, el cual resolverá como satisfacer el CPS1 y CPS2. Para este propósito deberán utilizar las características interpoladas de los ACE y de las configuraciones de respuesta en frecuencia β , contemplando de esta manera la influencia entremezclada de las otras AC.

1.7.3.4. Requerimiento 4

Cualquier AC recibirá las instrucciones del servicio de regulación combinado; en el caso de no realizar una evaluación de su desempeño, este deberá cambiar los requerimientos de su control hacia el AC que disponga de la evaluación requerida.

Uno de los requerimientos que se está llevando a implementación es el BAAL (*balancing authority ACE limit*). Este establece que cada AC deberá operar de forma que el promedio del ACE medido en minutos no deberá superar por más de 30 minutos el BAAL. Este es determinado solo cuando la

frecuencia programada es diferente a la medida. Se define un $BAAL_{bajo}$ cuando la frecuencia programada es diferente a la medida. Se define un $BAAL_{alto}$ cuando la frecuencia supera el valor programado. Estos son definidos de la siguiente manera:

$$BAAL_{bajo} = (-10\beta_i)(FTL_{bajo} - F_p) * \frac{(FTL_{bajo} - F_p)}{(F_m - F_p)} \quad [Ec. 15]$$

$$BAAL_{alto} = (-10\beta_i)(FTL_{alto} - F_p) * \frac{(FTL_{alto} - F_p)}{(F_m - F_p)} \quad [Ec. 16]$$

Donde

β_i es la configuración de la respuesta en frecuencia del AC.

FTL_{bajo} es el límite inferior de la frecuencia esperada (es igual a $F_p - 3\varepsilon_1$).

FTL_{alto} es el límite superior de la frecuencia esperada (es igual a $F_p + 3\varepsilon_1$).

F_p es la frecuencia programada.

F_m es la frecuencia medida.

El BAAL busca definir los márgenes máximos para el ACE y limitar la duración de las violaciones de los márgenes, para brindar un mejor desempeño del sistema.

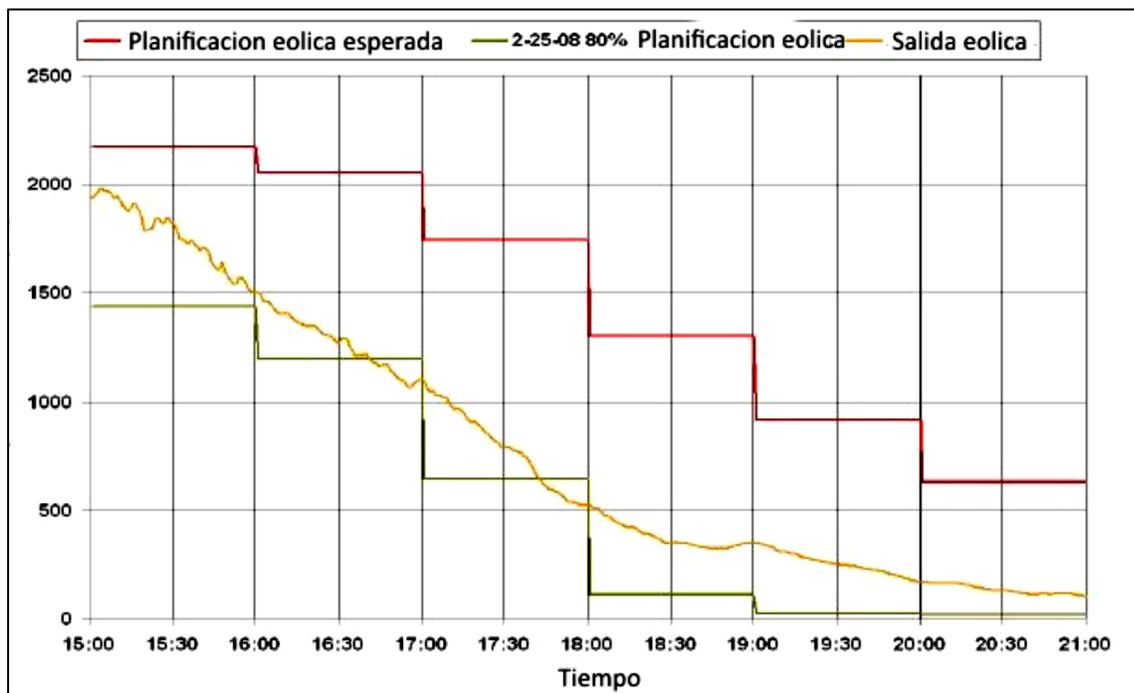
1.7.4. Impacto a partir de la generación renovable

Así como la reducción de inercia y de respuesta de gobernador afectan las adecuaciones del CPF, el RSF es afectado por las fluctuaciones minuto a minuto de la carga y la generación. A medida que la integración de generación variable aumenta, lo hace también la variabilidad equivalente del sistema, afectando los indicadores de adecuaciones mencionadas anteriormente. Estos fenómenos son descritos en *Advanced oxidation technologies*, Chavez et al., y

International research journal of pharmacy, Sharma et al., donde se resalta el rol de las predicciones del comportamiento de las fuentes de energía renovables (eólica, solar, entre otras) como fundamentales. El aumento de la variabilidad se traduce en un aumento de la cantidad de reserva requerida, siendo este uno de los impactos mayores.

Otro impacto importante es la ocurrencia de fenómenos poco frecuentes como periodos largos de rampa del viento. Estos fenómenos se comportan como contingencias y pueden tener duraciones de algunas horas, exponiendo el sistema a severas consecuencias en su operación (ver figura 5).

Figura 5. **Lenta caída en horas de la generación eólica desde los 2 000 MW a 500 MW**



Fuente: ROBINSON, Cornejo. *Problemáticas asociadas al control de frecuencia en presencia de generación variable*. p. 6.

Estas variaciones significativas de la potencia de salida son difíciles de manejar por el sistema. Si el sistema no tuviera suficiente reserva en giro para cubrir la variación, tendría que sincronizar una nueva unidad; si esta unidad es térmica, sería imposible sincronizarla en un tiempo similar a la escala de tiempo de estas variaciones de la potencia de salida eólica.

2. ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA DEL SNI

Para el análisis de desempeño, se tomaron los valores de reserva rodante operativa (RRO) en un área de control, para cada hora, tomando como ejemplo los valores típicos de un mes de países de Centroamérica. En Guatemala, por ejemplo, el valor de RRO en la demanda mínima se toma del 4 % de la demanda programada, en la demanda media se toma el 3 % y en la demanda máxima se toma un 2 % de la demanda programada o proyectada para ese día. En la tabla III se muestran los valores base de RRO que se utilizaron para hacer el análisis.

Tabla III. Datos de RRO de un mes para el 2015

Horario	RRO en MW
00:01-01:00	35,66
01:01-02:00	35,00
02:01-03:00	34,98
03:01-04:00	35,44
04:01-05:00	37,93
05:01-06:00	42,13
06:01-07:00	34,58
07:01-08:00	36,58
08:01-09:00	40,17
09:01-10:00	41,65
10:01-11:00	43,13
11:01-12:00	43,32
12:01-13:00	42,92
13:01-14:00	42,94
14:01-15:00	42,84
15:01-16:00	42,02
16:01-17:00	42,02
17:01-18:00	43,28
18:01-19:00	32,62
19:01-20:00	32,50

Continuación de la tabla III.

20:01-21:00	30,88
21:01-22:00	25,38
22:01-23:00	44,00
23:01-24:00	39,70

Fuente: elaboración propia.

2.1. Tipos de evaluación

Para el análisis del desempeño de la regulación secundaria se mencionan dos métodos, con el fin de tener más de una referencia para el diagnóstico.

Además, es importante mencionar que las horas del día (definida en el período de 00:01 h a 24:00 h) se van a dividir en tres bandas horarias, tomando como ejemplo las bandas horarias de Guatemala, correspondientes a los períodos de máxima, media y mínima demanda definidos por:

- Banda de punta (período de máxima demanda): 18:01 a 22:00 horas
- Banda intermedia (período de demanda media): 06:01 a 18:00 horas
- Banda de valle (período de demanda mínima): 22:01 a 06:00 horas

2.1.1. Método de medición de cruces por cero

Este método se basa en la medición del error de control de área (ACE) en una ventana de tiempo de 10 minutos. El método establece que al menos una vez cada diez minutos el ACE deberá pasar por cero; es decir, pasar de un valor positivo de ACE a un negativo o pasar de un valor negativo de ACE a un positivo, esto deberá hacerse al menos una vez en la ventana de 10 minutos.

Si en dado caso el ACE se mantuviera, durante la ventana de 10 minutos, solo positivo o solo negativo, esta ventana de tiempo tendrá una falla.

2.1.2. Método basado en el criterio CPS2

El método se basa en probabilidad y criterios estadísticos para evaluar si los valores del ACE están dentro de los límites establecidos. Para ello, se obtienen valores promedio del ACE en ventanas de tiempo de 10 minutos y se comparan al parámetro de referencia, denominado L10.

Según el numeral 16.2.7.3 del libro III del RMER, los promedios del ACE deben ser menores al parámetro L10 en por lo menos cinco de los seis periodos de diez minutos de cada hora. El parámetro L10 está en función de la desviación estándar de la frecuencia deseada, del Bias de frecuencia del área de control a evaluar y del Bias de frecuencia del sistema interconectado.

$$ACE_{10 \text{ minutos}} < L_{10} \quad [\text{Ec. 17}]$$

$$L_{10} = 1,65 * \varepsilon_{10} \sqrt{100 * \beta_i * \beta_e} \quad [\text{Ec. 18}]$$

Donde

ε_{10} : valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia en promedios de 10 minutos.

β_i : Bias de frecuencia del área de control, determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.

β_e : Bias de frecuencia del sistema interconectado, determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del sistema interconectado.

$ACE_{10 \text{ minutos}}$: valor promedio del ACE en un intervalo de 10 minutos.

Una característica importante de esta evaluación es que el parámetro L10 está en función de la inercia de los sistemas conectados en el momento en que se toman los datos, por lo que se da dos escenarios de acuerdo a la operación interconectada con un área de control con mucha mayor inercia:

- El escenario con un área de control con mayor inercia conectado al área de control a evaluar (en demanda media y máxima), donde L10 es elevado.
- El escenario en donde no se está interconectado con otra área de control (en demanda mínima), donde L10 es bajo.

Esto quiere decir que cuando el área de control a evaluar no está conectada a otra área de control la evaluación es más estricta, ya que el valor L10 es más bajo.

En el presente trabajo el método que se utilizará para la evaluación del análisis de desempeño de la regulación secundaria será el método basado en el criterio CPS2.

2.2. Datos considerados en la fórmula de L10

A continuación se muestran los datos que se usarán para hacer el análisis de desempeño de la regulación secundaria. La desviación estándar de la frecuencia (ε_{10}) en este caso se considerará de 0,021 Hz. Se elige este valor ya que es el valor para el año 2015 según las normas RMER, para evaluar las áreas de control de Centroamérica. En la tabla IV se muestran los Bias que se usarán en las fórmulas.

Tabla IV. **Datos considerados en la fórmula L10**

Área	BIAS (MW/0.1Hz)
SNI 1	15,1
SNI 2	72,3
SNI 3	392

Fuente: elaboración propia.

En la tabla IV se observan 3 valores de Bias diferentes que corresponden a dos tipos de interconexiones. El SNI 1 corresponde al área de control 1 (que es el área de control en la cual se enfocará el análisis). El SNI 2 corresponde a un escenario donde el área de control 1 se interconecta al área de control 2. Por último, el SNI 3 corresponde a un escenario donde hay tres áreas interconectadas.

Para este análisis se usarán dos escenarios distintos que son los siguientes:

- Área de control 1 interconectado con el área de control 2 en el período de 00:01 – 24:00 horas.
- Área de control 1 interconectado con el área de control 2 y con el área de control 3, durante el periodo de 07:01 – 21:00 horas.

Una característica fundamental para el parámetro L10 es que el Bias del SNI es variable debido al modo de operación entre los sistemas interconectados, los cuales solo permanecen conectados de 07:01 a 21:00 h. Por lo tanto, el parámetro L10 también es variable y con ello se tiene dos medidas distintas de evaluación: cuando el área de control está interconectada

solo con un área de control y cuando está interconectada con dos áreas de control.

2.2.1. Valor del parámetro L10 para el área de control 1 en el SNI 2

Recordando la ecuación 18:

$$L_{10} = 1,65 * \varepsilon_{10} \sqrt{100 * \beta_i * \beta_e}$$

Y sustituyendo los valores siguientes:

$$\varepsilon_{10} = 0,021 \text{ Hz}$$

$$\beta_i = 15,1 \text{ MW/dHz}$$

$$\beta_e = 72,3 \text{ MW/dHz}$$

Entonces se tiene:

$$L_{10} = 1,65 * 0,021 \sqrt{100 * 15,1 * 72,3}$$

$$L_{10} = 11,45$$

2.2.2. Valor del parámetro L10 para el área de control 1 en el SNI 3

Recordando la ecuación 18:

$$L_{10} = 1,65 * \varepsilon_{10} \sqrt{100 * \beta_i * \beta_e}$$

Y sustituyendo los valores siguientes:

$$\begin{aligned}\varepsilon_{10} &= 0,021 \text{ Hz} \\ \beta_i &= 15,1 \text{ MW/dHz} \\ \beta_e &= 392 \text{ MW/dHz}\end{aligned}$$

Entonces se tiene:

$$\begin{aligned}L_{10} &= 1,65 * 0,021 \sqrt{100 * 15,1 * 392} \\ L_{10} &= 26,66\end{aligned}$$

2.3. Resumen de resultados para el mes evaluado

Se tomaron 4 464 datos de promedio del ACE, que corresponden a periodos de cada 10 minutos, de las 24 horas del día durante el mes evaluado (31 días). En la tabla V se muestra el resumen de los resultados obtenidos.

Tabla V. **Resumen de resultados de la evaluación CPS**

Hora	Períodos de 10 minutos donde se superó el parámetro L10	Horas donde hubo más de un periodo de 10 minutos con incumplimientos	Porcentaje de cumplimiento
00:01-01:00	26	9	70,97 %
01:01-02:00	11	3	90,32 %
02:01-03:00	18	6	80,65 %
03:01-04:00	6	1	96,77 %
04:01-05:00	13	2	93,55 %
05:01-06:00	29	9	70,97 %
06:01-07:00	40	13	58,06 %
07:01-08:00	11	1	96,77 %
08:01-09:00	3	0	100,00 %
09:01-10:00	2	0	100,00 %
10:01-11:00	3	1	96,77 %
11:01-12:00	3	0	100,00 %
12:01-13:00	3	0	100,00 %
13:01-14:00	6	1	96,77 %
14:01-15:00	6	1	96,77 %
15:01-16:00	7	2	93,55 %
16:01-17:00	10	1	96,77 %

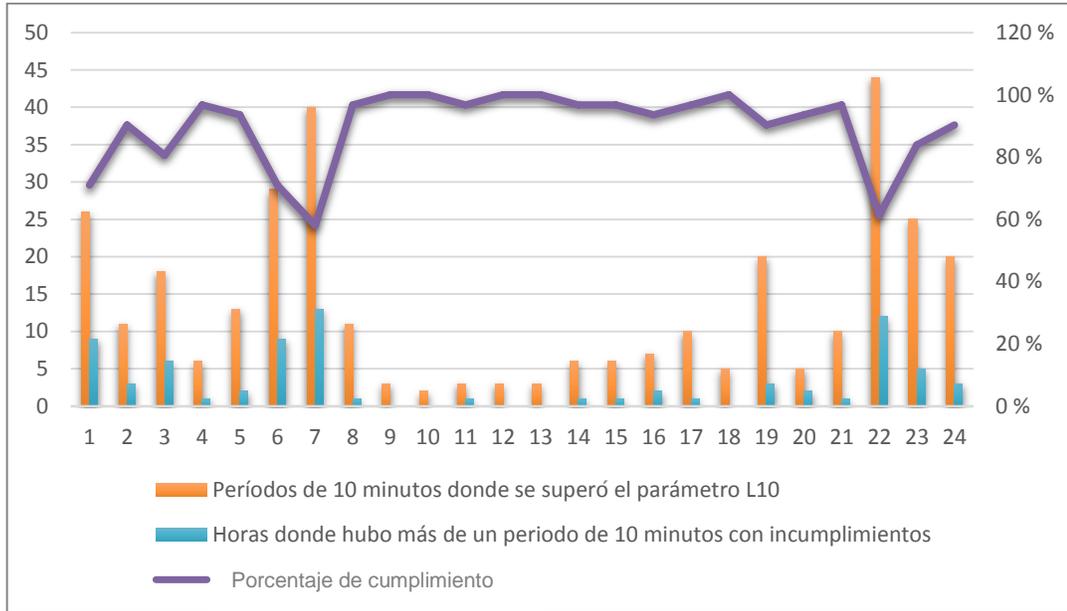
Continuación de la tabla V.

17:01-18:00	5	0	100,00 %
18:01-19:00	20	3	90,32 %
19:01-20:00	5	2	93,55 %
20:01-21:00	10	1	96,77 %
21:01-22:00	44	12	61,29 %
22:01-23:00	25	5	83,87 %
23:01-24:00	20	3	90,32 %

Fuente: elaboración propia.

Como se observa, las horas donde hay más incumplimientos corresponden a los periodos de 06:01 – 07:00 horas y 21:01 – 22:00 horas que es la hora antes y la hora posterior al cierre de la interconexión con otra área de control. Se puede observar que la mayoría de estos incumplimientos se dan en las horas de demanda mínima (00:01-07:00 y 22:01-24:00), esto se debe a que en este período el examen se vuelve más riguroso debido a que el valor de L10 es de 11,45 MW.

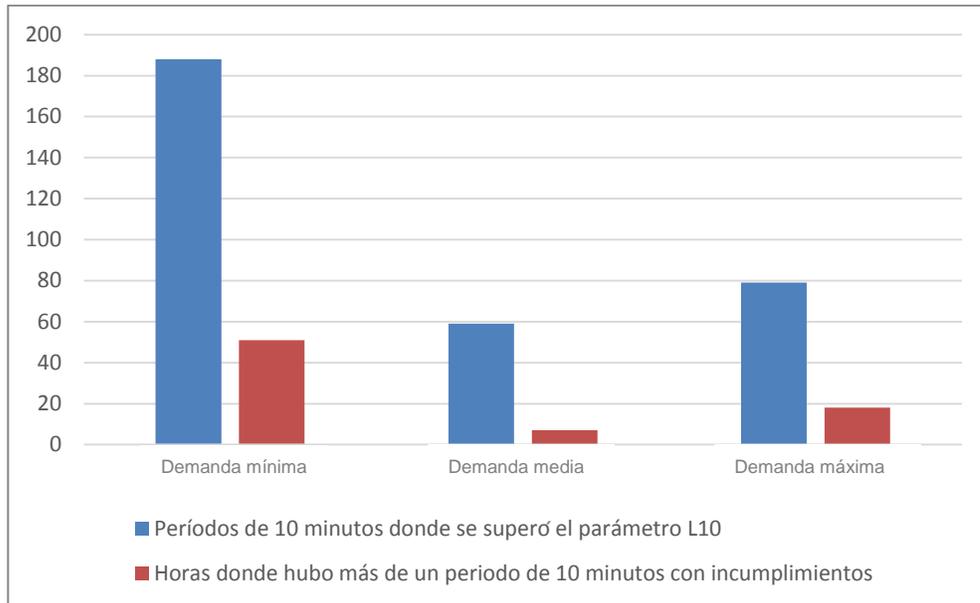
Figura 6. Evaluación del sistema eléctrico bajo el CPS2



Fuente: elaboración propia.

La figura 6 muestra los períodos de 10 minutos donde el promedio del ACE superó al parámetro L10 y las horas que corresponde a un incumplimiento, en cuanto a los criterios de desempeño.

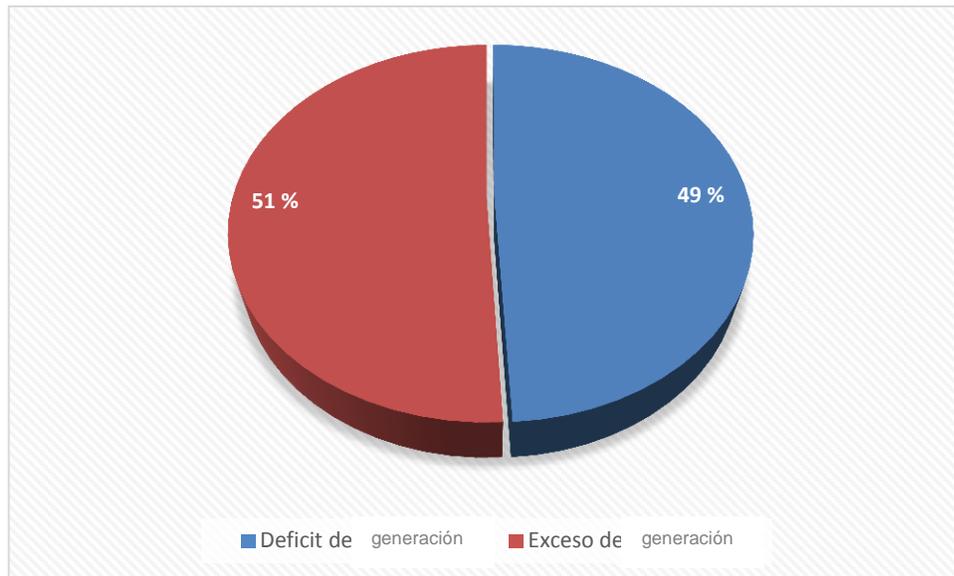
Figura 7. **Fallas CPS2 según banda horaria**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 7 se ve el detalle por banda horaria de los períodos de 10 minutos fallados en el criterio CPS2 y las horas con incumplimiento. Como se mencionó anteriormente, en esta gráfica se logra apreciar que la mayor cantidad de incumplimientos se realizan en la demanda mínima, que es donde el valor del L10 es menor en comparación del L10 de la demanda media y máxima.

Figura 8. **Tendencia del ACE en períodos de 10 minutos fallados al CPS2**



Fuente: elaboración propia.

La figura 8 muestra el porcentaje de los periodos donde se tuvo un exceso de generación, en otras palabras, en donde se tuvo el valor del L10 positivo mayor o igual que 11,45 MW o 26,66 MW, en donde se tuvo un déficit de generación, menor o igual que -11,45 MW o -26,66 MW.

Se observa que el porcentaje de déficit y exceso es prácticamente el mismo, por lo que no hay una tendencia marcada cuando la demanda va subiendo o cuando la demanda va bajando, pues los incumplimientos siguen siendo parecidos.

3. DIMENSIONAMIENTO DE LA RESERVA SECUNDARIA (RRO)

En el capítulo anterior se observó cuantas fallas al CPS2 se tienen con los dos distintos valores de L10 y en qué bandas horarias se tenían los mayores incumplimientos. En este capítulo se hará un dimensionamiento de la reserva secundaria (RRO), esto quiere decir, aumentar la reserva secundaria para tratar de obtener la menor cantidad de incumplimientos.

Entonces, lo que se va a realizar es encontrar un valor adecuado de reserva secundaria para eliminar la mayor parte de las desviaciones entre carga y generación local.

Para el cálculo, se tomaron en cuenta las características del área de control evidenciadas en el análisis del desempeño en cuanto a las tendencias del déficit de reserva, las cuales son tan variadas entre cada hora del día.

De las opciones estudiadas para el cálculo, se optó por el método basado en la probabilidad de déficit de reserva, descrito por la UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) en su manual de operación con fecha 2009. Este método logra moldear el resultado a las necesidades del área de control, ya que toma una muestra del valor de ACE para cada punto de la curva de demanda por varios días, o meses. Con estos datos se obtienen curvas de distribución, las cuales muestran la probabilidad de ocurrencia para un rango de datos seleccionado.

Finalmente, se selecciona la probabilidad de ocurrencia adecuada para garantizar que la mayor parte del tiempo, el ACE esté cercano a cero. El valor absoluto de ACE que aparece en el porcentaje de tiempo seleccionado es el valor que el AGC debe corregir, por lo tanto, este valor se suma al margen de reserva actual obteniendo así la magnitud de la nueva RRO.

Es decir, el cálculo se basa en la obtención de curvas de distribución del ACE por métodos estadísticos.

Se usarán dos criterios diferentes para obtener los resultados, para demostrar que con cualquiera de los dos métodos se tendría un resultado muy parecido y tener la certeza de que el resultado será el óptimo. Para eso se utilizará un poco de estadística, que se explicará de forma breve a continuación.

3.1. Curvas de distribución

Una curva de distribución es un mapa de las ocurrencias entre al menos dos variables. Los acontecimientos o eventos de algo en los mapas de la curva, como las volteretas de una moneda, los valores del CI o los valores económicos.

3.1.1. Distribución de frecuencias

Son tablas en las que se disponen las modalidades de la variable por filas. En las columnas se dispone el número de ocurrencias por cada valor, porcentajes, entre otros. La finalidad de las agrupaciones en frecuencias es facilitar la obtención de la información que contienen los datos.

Ejemplo 1: quieren conocer si un grupo de individuos está a favor o en contra de la exhibición de imágenes violentas por televisión, para lo cual han recogido los siguientes datos:

Figura 9. **Datos del ejemplo 1**

X: 2, 1, 5, 3, 3, 2, 3, 1, 4, 2, 4, 2, 3, 2, 3, 4, 3, 3, 1, 2

(Regla de codificación:
1= En contra.
2= Bastante en contra.
3= Indiferente.
4= Bastante a favor.
5= A favor.)

Fuente: Universidad de Valencia. *Estadística descriptiva. Distribución de frecuencias.* p. 49.

La inspección de los datos originales no permite responder fácilmente a cuestiones como cuál es la actitud mayoritaria del grupo, y resulta bastante más difícil determinar la magnitud de la diferencia de actitud entre hombres y mujeres.

Puede darse una mejor idea si se dispone en una tabla los valores de la variable acompañados del número de veces (la frecuencia) que aparece cada valor.

Tabla VI. **Distribución de frecuencias del ejemplo 1**

X	f
1	3
2	6
3	7
4	3
5	1
Total	20

X: símbolo genérico de la variable.

f: frecuencia (también se simboliza como ni).

Fuente: Universidad de Valencia. *Estadística descriptiva. Distribución de frecuencias*. p. 53.

La distribución de frecuencias de los datos del ejemplo muestra que la actitud mayoritaria de los individuos del grupo estudiado es indiferente.

La interpretación de los datos ha sido facilitada porque se ha reducido el número de números a examinar (en vez de los 20 datos originales, la tabla contiene 5 valores de la variable y 5 frecuencias).

Generalmente, las tablas incluyen varias columnas con las frecuencias relativas (número de ocurrencias dividido por el total de datos, y se simbolizan f_r o p_i), frecuencias acumuladas (total de frecuencias de los valores iguales o inferiores al de referencia, y se simbolizan f_a o n_a). No obstante, la frecuencia acumulada también es definida (incluyendo al valor de referencia), frecuencias acumuladas relativas (la frecuencia acumulada relativa es el total de frecuencias relativas de los valores iguales o inferiores al de referencia, y se simbolizan f_r o p_a).

Ejemplo 2: se considera el siguiente grupo de datos.

Figura 10. **Datos del ejemplo 2**

18,35,22,41,35,68,30,30,30,46,42,32,30,16,28,35,35,35,44,44,44,39,44,61,55,32,32,28,
 28,29,25,25,28,54,53,35,60,35,35,35,64,35,35,34,22,44,17,16,46,46,27,25,46,47,46,35,
 39,59,59,32,32,28,35,27,31,30,32,61,35,54,57,35,56,44,58,41,42,44,30,40,46,46,50,49,
 50,36,41,29.

Fuente: Universidad de Valencia. *Estadística descriptiva. Distribución de frecuencias.* p. 58.

En la tabla VII se observa la distribución de frecuencias de los datos:

Tabla VII. **Distribución de frecuencias del ejemplo 2**

X	f
16	2
17	1
18	1
22	2
25	3
27	2
28	5
29	2
30	7
31	1
32	7
33	1
34	1
35	16
36	2
39	2
40	1
41	5
42	2
44	7
45	1
46	7
47	1
49	1
50	2
53	1
54	3

Fuente: Universidad de Valencia. *Estadística descriptiva. Distribución de frecuencias.* p. 60.

La reducción de datos mediante el agrupamiento en frecuencias no facilita su interpretación, la tabla es demasiado grande. Para reducir el tamaño de la tabla se agrupan los valores en intervalos, y las frecuencias son las de los conjuntos de valores incluidos en los intervalos.

Tabla VIII. **Distribución de frecuencias agrupadas en intervalos**

X_i	f_i	fr_i	f_a	fr_a
64-69	2	0.02	100	1.00
58-63	8	0.08	98	0.98
52-57	7	0.07	90	0.90
46-51	11	0.11	83	0.83
40-45	16	0.16	72	0.72
34-39	22	0.22	56	0.56
28-33	21	0.21	34	0.34
22-27	9	0.09	13	0.13
16-21	4	0.04	4	0.04
	100	1.00		

Fuente: Universidad de Valencia. *Estadística descriptiva. Distribución de frecuencias*. p. 67.

Ahora es más sencillo interpretar los datos. Por ejemplo, se aprecia inmediatamente que el intervalo con mayor número de datos es el 34 - 39, o que el 75 % de los datos tiene valor inferior a 46.

Este tipo de tabla es denominado tabla de datos agrupados en intervalos.

Elementos básicos de las tablas de intervalos:

- Intervalo: cada uno de los grupos de valores de la variable que ocupan una fila en una distribución de frecuencias.

- Límites aparentes: valores mayor y menor del intervalo que son observados en la tabla. Dependen de la precisión del instrumento de medida. En el ejemplo, los límites aparentes del intervalo con mayor número de frecuencias son 34 y 39.
- Límites exactos: valores máximo y mínimo del intervalo que podrían medirse si se contara con un instrumento de precisión perfecta. En el intervalo 34 - 39, estos límites son 33,5 y 39,5.
- Punto medio del intervalo (mc o marca de clase): suma de los límites divididos por dos, mc del intervalo del ejemplo= 36,5.
- Amplitud del intervalo: diferencia entre el límite exacto superior y el límite exacto inferior. En el ejemplo es igual a 6.

3.1.2. Distribución normal

La distribución de probabilidad conocida como distribución normal es, por la cantidad de fenómenos que explica, la más importante de las distribuciones estadísticas.

A la distribución normal también se la denomina con el nombre de campana de Gauss, pues al representar su función de probabilidad, tiene forma de campana.

3.1.2.1. Definición de variable aleatoria continua

Una variable aleatoria continua es aquella que puede asumir un número infinito de valores dentro de un determinado rango.

Por ejemplo, el peso de una persona podría ser 80,5, 80,52, 80,525, dependiendo de la precisión de la báscula.

3.1.2.2. Definición de distribución de probabilidad normal

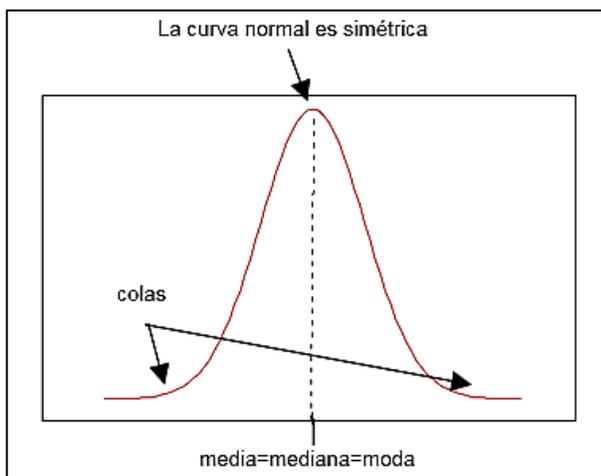
La normal es la distribución de probabilidad más importante. Multitud de variables aleatorias continuas siguen una distribución normal o aproximadamente normal.

Una de sus características más importantes es que casi cualquier distribución de probabilidad, tanto discreta como continua, se puede aproximar por una normal bajo ciertas condiciones.

La distribución de probabilidad normal y la curva normal que la representa, tienen las siguientes características:

- La curva normal tiene forma de campana y un solo pico en el centro de la distribución. De esta manera, la media aritmética, la mediana y la moda de la distribución son iguales y se localizan en el pico. Así, la mitad del área bajo la curva se encuentra a la derecha de este punto central y la otra mitad está a la izquierda de dicho punto.
- La distribución de probabilidad normal es simétrica alrededor de su media.
- La curva normal desciende suavemente en ambas direcciones a partir del valor central. Es asintótica, lo que quiere decir que la curva se acerca cada vez más al eje X pero jamás llega a tocarlo. Es decir, las colas de la curva se extienden de manera indefinida en ambas direcciones.

Figura 11. **Distribución normal**



Fuente: JUAN, Ángel; SEDANO, Máximo; VILA, Alicia. *La distribución normal*. p.3.

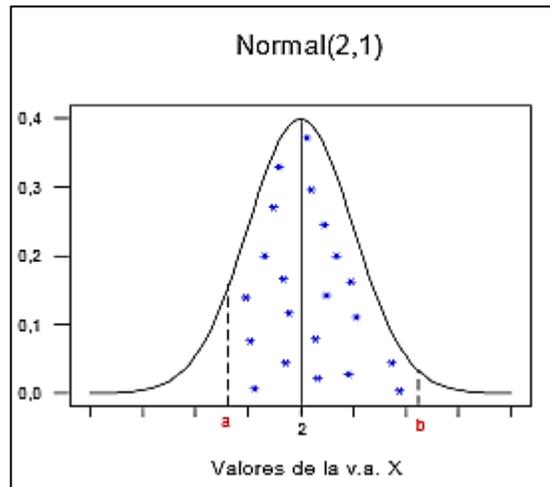
Para indicar que una variable aleatoria (v.a.) sigue una distribución normal de media μ y desviación estándar σ se usa $X \sim N(\mu, \sigma)$.

3.1.2.3. Definición de función de densidad de probabilidad

La probabilidad de que una variable aleatoria (v.a.) X tome un valor determinado entre dos números reales a y b coincide con el área encerrada por la función $f(x) = \frac{e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}}{\sigma\sqrt{2\pi}}$ (función de densidad de probabilidad) entre los puntos a y b , es decir:

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x)dx \quad [\text{Ec. 19}]$$

Figura 12. **Función de densidad**



Fuente: JUAN, Ángel; SEDANO, Máximo; VILA, Alicia. *La distribución normal*. p.3.

Como se ha comentado anteriormente, observar que:

- La distribución normal es simétrica respecto de su media μ .
- El área total encerrada por $f(x)$ vale 1.
- Al ser X v.a. continua, $P(X = a) = \int_a^a f(x)dx = 0$

3.1.2.4. **La distribución normal estándar**

Se observó que no existe una sola distribución de probabilidad normal, sino una familia de ellas. Como se sabe, cada una de las distribuciones puede tener una media (μ) o una desviación estándar distinta (σ). Por lo tanto, el número de distribuciones normales es ilimitado y sería imposible proporcionar una tabla de probabilidades para cada combinación de μ y σ .

Para resolver este problema, se utiliza un solo miembro de la familia de distribuciones normales, aquella cuya media es 0 y desviación estándar 1 que es la que se conoce como distribución estándar normal, de forma que todas las distribuciones normales pueden convertirse a la estándar, restando la media de cada observación y dividiendo por la desviación estándar.

Primero, se convierte la distribución real en una distribución normal estándar utilizando un valor llamado Z, o estadístico Z que será la distancia entre un valor seleccionado, designado X, y la media μ , dividida por la desviación estándar σ .

Formalmente, si $X \sim N(\mu, \sigma)$, entonces la v.a. $Z = \frac{X - \mu}{\sigma}$ se distribuye según una normal de media 0 y desviación estándar 1, que es la llamada distribución normal estándar o tipificada.

De esta manera, un valor Z mide la distancia entre un valor especificado de X y la media aritmética, en las unidades de la desviación estándar. Al determinar el valor Z utilizando la expresión anterior, es posible encontrar el área de probabilidad bajo cualquier curva normal haciendo referencia a la distribución normal estándar en las tablas correspondientes.

3.1.2.5. Nivel de confianza

Se indica por $1 - \alpha$ y habitualmente se da en porcentaje ($1 - \alpha\%$). Se habla de nivel de confianza y no de probabilidad (la probabilidad implica eventos aleatorios), ya que una vez extraída la muestra, el intervalo de confianza estará definido al igual que la media poblacional (μ) y solo se confía si contendrá al verdadero valor del parámetro o no, lo que conlleva una probabilidad es que si se repite el proceso con muchas medias muestrales se puede afirmar que el

($1-\alpha$ %) de los intervalos así construidos contendría al verdadero valor del parámetro.

Ejemplo:

Para un nivel de confianza del 88 %,

$$1-\alpha = 0,88$$

$$\alpha = 0,12$$

$$\alpha/2 = 0,06$$

3.2. Resumen de resultados

A continuación se mostrarán los resúmenes de los resultados obtenidos en los dos tipos de distribuciones.

3.2.1. Resultados de la distribución de frecuencias

Teniendo los datos del ACE en períodos de cada 10 minutos, se obtienen datos tanto positivos como negativos, para tener un mejor manejo de estos datos se procedió a sacar el valor absoluto de cada uno y manejar solo datos positivos.

Los datos se dividieron en rangos para tener una reducción de datos y una mejor interpretación, se mostrarán los resultados de cada hora del día.

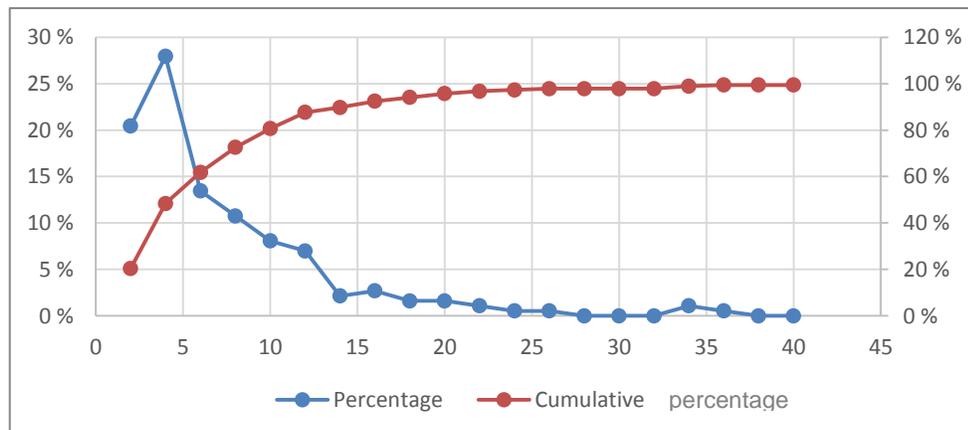
La columna de rango muestra el promedio de ACE (en megawatts) en un periodo de 10 minutos en la hora evaluada y la columna frecuencia muestra cuantas veces en el mes ese rango de valor promedio de ACE apareció.

Tabla IX. **Distribución de frecuencia hora 1**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje Acumulado
0-2	38	20,43 %	20,43 %
2-4	52	27,96 %	48,39 %
4-6	25	13,44 %	61,83 %
6-8	20	10,75 %	72,58 %
8-10	15	8,06 %	80,65 %
10-12	13	6,99 %	87,63 %
12-14	4	2,15 %	89,78 %
14-16	5	2,69 %	92,47 %
16-18	3	1,61 %	94,09 %
18-20	3	1,61 %	95,70 %
20-22	2	1,08 %	96,77 %
22-24	1	0,54 %	97,31 %
24-26	1	0,54 %	97,85 %
26-28	0	0,00 %	97,85 %
28-30	0	0,00 %	97,85 %
30-32	0	0,00 %	97,85 %
32-34	2	1,08 %	98,92 %
34-36	1	0,54 %	99,46 %
36-38	0	0,00 %	99,46 %
38-40	0	0,00 %	99,46 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 13. **Distribución de probabilidad hora 1**



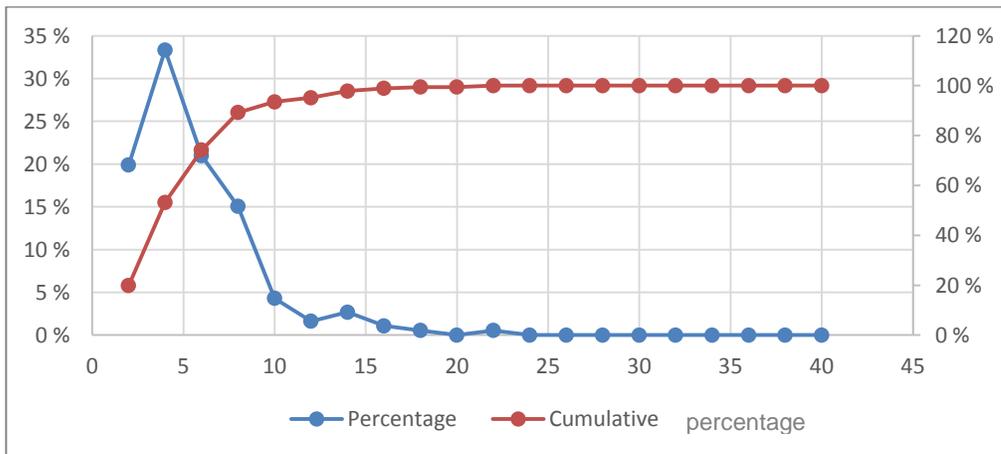
Fuente: elaboración propia.

Tabla X. **Distribución de frecuencia hora 2**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	37	19,89 %	19,89 %
2-4	62	33,33 %	53,23 %
4-6	39	20,97 %	74,19 %
6-8	28	15,05 %	89,25 %
8-10	8	4,30 %	93,55 %
10-12	3	1,61 %	95,16 %
12-14	5	2,69 %	97,85 %
14-16	2	1,08 %	98,92 %
16-18	1	0,54 %	99,46 %
18-20	0	0,00 %	99,46 %
20-22	1	0,54 %	100,00 %
22-24	0	0,00 %	100,00 %
24-26	0	0,00 %	100,00 %
26-28	0	0,00 %	100,00 %
28-30	0	0,00 %	100,00 %
30-32	0	0,00 %	100,00 %
32-34	0	0,00 %	100,00 %
34-36	0	0,00 %	100,00 %
36-38	0	0,00 %	100,00 %
38-40	0	0,00 %	100,00 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 14. **Distribución de probabilidad hora 2**



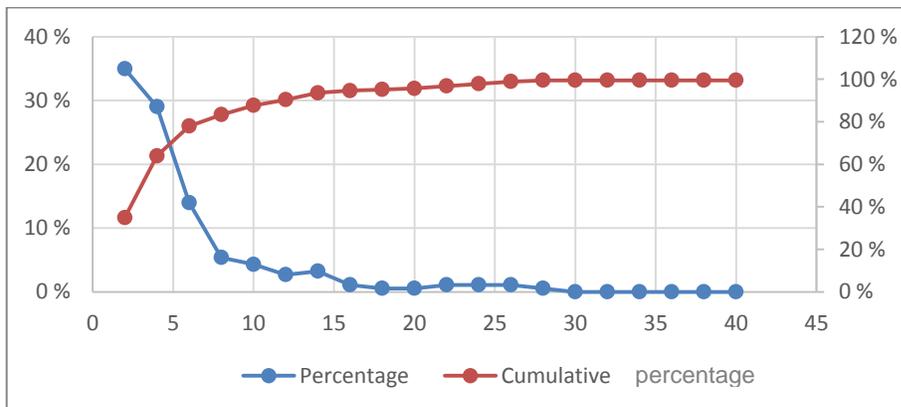
Fuente: elaboración propia.

Tabla XI. **Distribución de frecuencia hora 3**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	65	34,95 %	34,95 %
2-4	54	29,03 %	63,98 %
4-6	26	13,98 %	77,96 %
6-8	10	5,38 %	83,33 %
8-10	8	4,30 %	87,63 %
10-12	5	2,69 %	90,32 %
12-14	6	3,23 %	93,55 %
14-16	2	1,08 %	94,62 %
16-18	1	0,54 %	95,16 %
18-20	1	0,54 %	95,70 %
20-22	2	1,08 %	96,77 %
22-24	2	1,08 %	97,85 %
24-26	2	1,08 %	98,92 %
26-28	1	0,54 %	99,46 %
28-30	0	0,00 %	99,46 %
30-32	0	0,00 %	99,46 %
32-34	0	0,00 %	99,46 %
34-36	0	0,00 %	99,46 %
36-38	0	0,00 %	99,46 %
38-40	0	0,00 %	99,46 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 15. **Distribución de probabilidad hora 3**



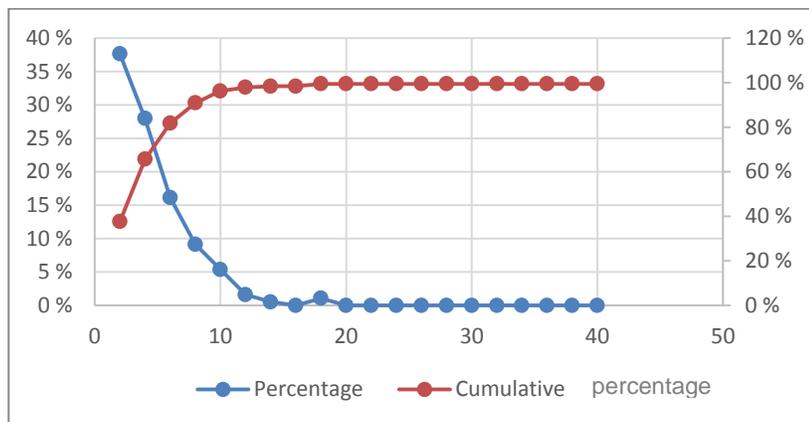
Fuente: elaboración propia.

Tabla XII. **Distribución de frecuencia hora 4**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	70	37,63 %	37,63 %
2-4	52	27,96 %	65,59 %
4-6	30	16,13 %	81,72 %
6-8	17	9,14 %	90,86 %
8-10	10	5,38 %	96,24 %
10-12	3	1,61 %	97,85 %
12-14	1	0,54 %	98,39 %
14-16	0	0,00 %	98,39 %
16-18	2	1,08 %	99,46 %
18-20	0	0,00 %	99,46 %
20-22	0	0,00 %	99,46 %
22-24	0	0,00 %	99,46 %
24-26	0	0,00 %	99,46 %
26-28	0	0,00 %	99,46 %
28-30	0	0,00 %	99,46 %
30-32	0	0,00 %	99,46 %
32-34	0	0,00 %	99,46 %
34-36	0	0,00 %	99,46 %
36-38	0	0,00 %	99,46 %
38-40	0	0,00 %	99,46 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 16. **Distribución de probabilidad hora 4**



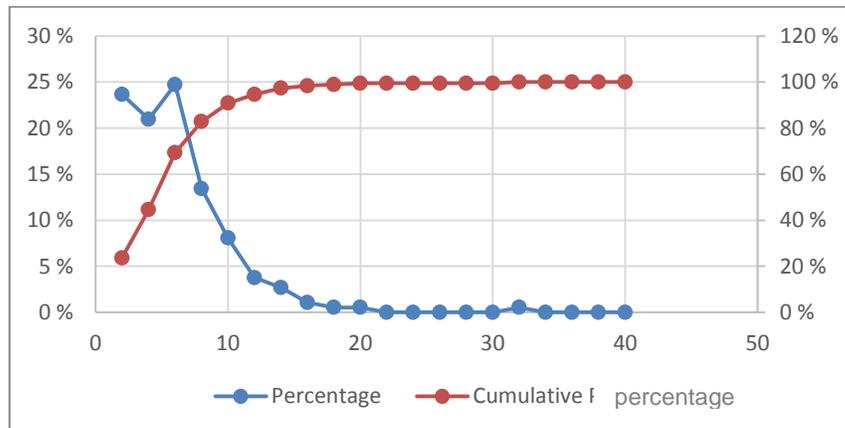
Fuente: elaboración propia.

Tabla XIII. **Distribución de frecuencia hora 5**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	44	23,66 %	23,66 %
2-4	39	20,97 %	44,62 %
4-6	46	24,73 %	69,35 %
6-8	25	13,44 %	82,80 %
8-10	15	8,06 %	90,86 %
10-12	7	3,76 %	94,62 %
12-14	5	2,69 %	97,31 %
14-16	2	1,08 %	98,39 %
16-18	1	0,54 %	98,92 %
18-20	1	0,54 %	99,46 %
20-22	0	0,00 %	99,46 %
22-24	0	0,00 %	99,46 %
24-26	0	0,00 %	99,46 %
26-28	0	0,00 %	99,46 %
28-30	0	0,00 %	99,46 %
30-32	1	0,54 %	100,00 %
32-34	0	0,00 %	100,00 %
34-36	0	0,00 %	100,00 %
36-38	0	0,00 %	100,00 %
38-40	0	0,00 %	100,00 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 17. **Distribución de probabilidad hora 5**



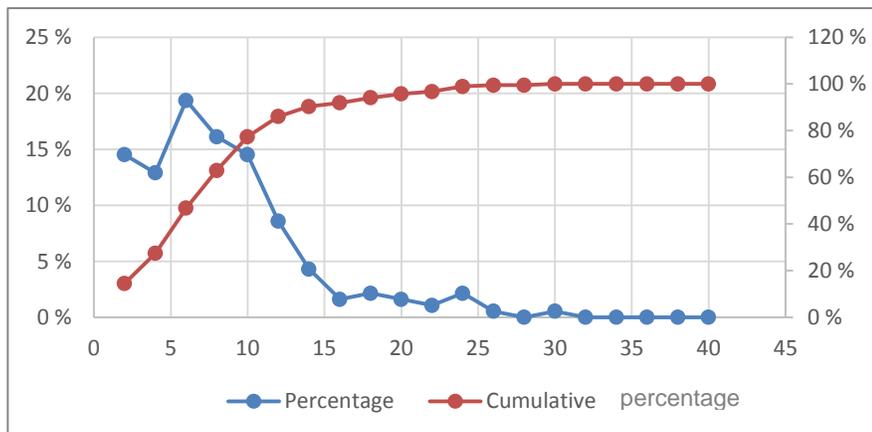
Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. **Distribución de frecuencia hora 6**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	27	14,52 %	14,52 %
2-4	24	12,90 %	27,42 %
4-6	36	19,35 %	46,77 %
6-8	30	16,13 %	62,90 %
8-10	27	14,52 %	77,42 %
10-12	16	8,60 %	86,02 %
12-14	8	4,30 %	90,32 %
14-16	3	1,61 %	91,94 %
16-18	4	2,15 %	94,09 %
18-20	3	1,61 %	95,70 %
20-22	2	1,08 %	96,77 %
22-24	4	2,15 %	98,92 %
24-26	1	0,54 %	99,46 %
26-28	0	0,00 %	99,46 %
28-30	1	0,54 %	100,00 %
30-32	0	0,00 %	100,00 %
32-34	0	0,00 %	100,00 %
34-36	0	0,00 %	100,00 %
36-38	0	0,00 %	100,00 %
38-40	0	0,00 %	100,00 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 18. **Distribución de probabilidad hora 6**



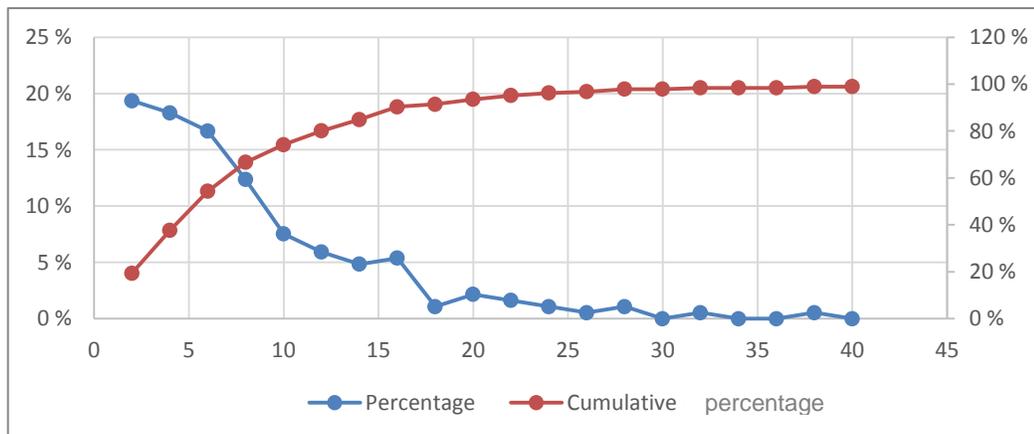
Fuente: elaboración propia.

Tabla XV. **Distribución de frecuencia hora 7**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	36	19,35 %	19,35 %
2-4	34	18,28 %	37,63 %
4-6	31	16,67 %	54,30 %
6-8	23	12,37 %	66,67 %
8-10	14	7,53 %	74,19 %
10-12	11	5,91 %	80,11 %
12-14	9	4,84 %	84,95 %
14-16	10	5,38 %	90,32 %
16-18	2	1,08 %	91,40 %
18-20	4	2,15 %	93,55 %
20-22	3	1,61 %	95,16 %
22-24	2	1,08 %	96,24 %
24-26	1	0,54 %	96,77 %
26-28	2	1,08 %	97,85 %
28-30	0	0,00 %	97,85 %
30-32	1	0,54 %	98,39 %
32-34	0	0,00 %	98,39 %
34-36	0	0,00 %	98,39 %
36-38	1	0,54 %	98,92 %
38-40	0	0,00 %	98,92 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 19. **Distribución de probabilidad hora 7**



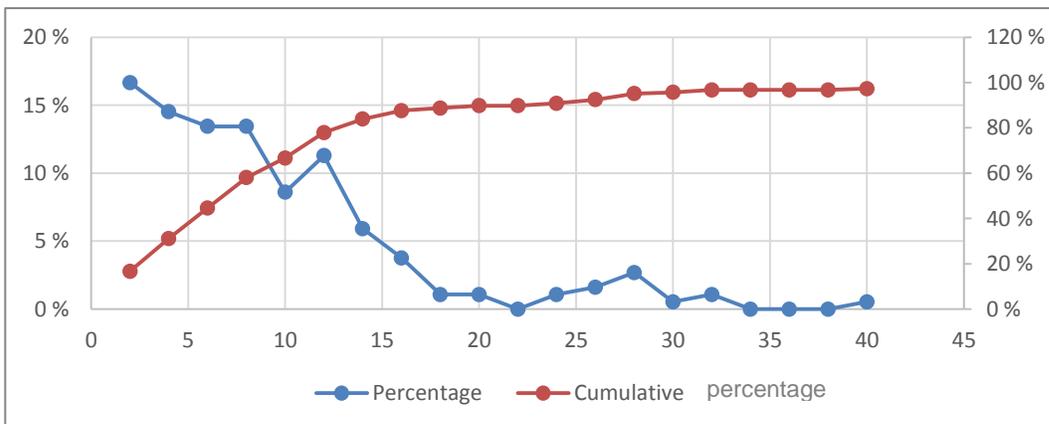
Fuente: elaboración propia.

Tabla XVI. **Distribución de frecuencia hora 8**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	31	16,67 %	16,67 %
2-4	27	14,52 %	31,18 %
4-6	25	13,44 %	44,62 %
6-8	25	13,44 %	58,06 %
8-10	16	8,60 %	66,67 %
10-12	21	11,29 %	77,96 %
12-14	11	5,91 %	83,87 %
14-16	7	3,76 %	87,63 %
16-18	2	1,08 %	88,71 %
18-20	2	1,08 %	89,78 %
20-22	0	0,00 %	89,78 %
22-24	2	1,08 %	90,86 %
24-26	3	1,61 %	92,47 %
26-28	5	2,69 %	95,16 %
28-30	1	0,54 %	95,70 %
30-32	2	1,08 %	96,77 %
32-34	0	0,00 %	96,77 %
34-36	0	0,00 %	96,77 %
36-38	0	0,00 %	96,77 %
38-40	1	0,54 %	97,31 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 20. **Distribución de probabilidad hora 8**



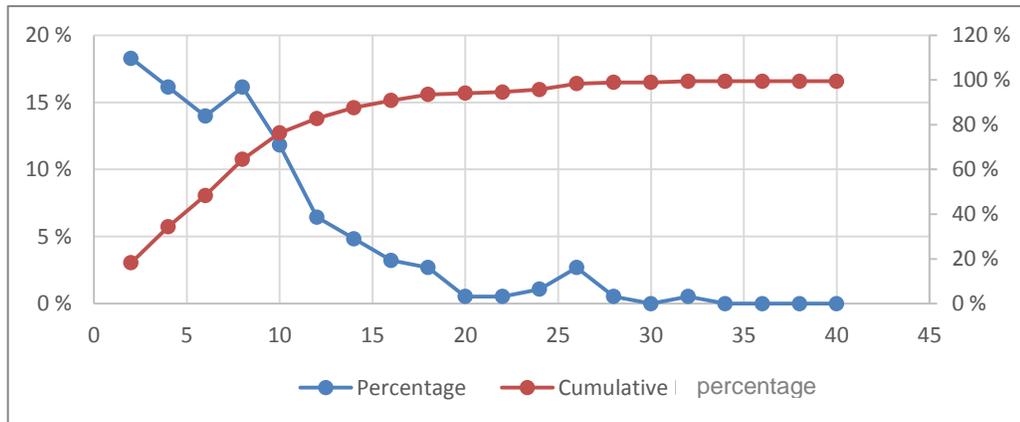
Fuente: elaboración propia.

Tabla XVII. **Distribución de frecuencia hora 9**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	34	18,28 %	18,28 %
2-4	30	16,13 %	34,41 %
4-6	26	13,98 %	48,39 %
6-8	30	16,13 %	64,52 %
8-10	22	11,83 %	76,34 %
10-12	12	6,45 %	82,80 %
12-14	9	4,84 %	87,63 %
14-16	6	3,23 %	90,86 %
16-18	5	2,69 %	93,55 %
18-20	1	0,54 %	94,09 %
20-22	1	0,54 %	94,62 %
22-24	2	1,08 %	95,70 %
24-26	5	2,69 %	98,39 %
26-28	1	0,54 %	98,92 %
28-30	0	0,00 %	98,92 %
30-32	1	0,54 %	99,46 %
32-34	0	0,00 %	99,46 %
34-36	0	0,00 %	99,46 %
36-38	0	0,00 %	99,46 %
38-40	0	0,00 %	99,46 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 21. **Distribución de probabilidad hora 9**



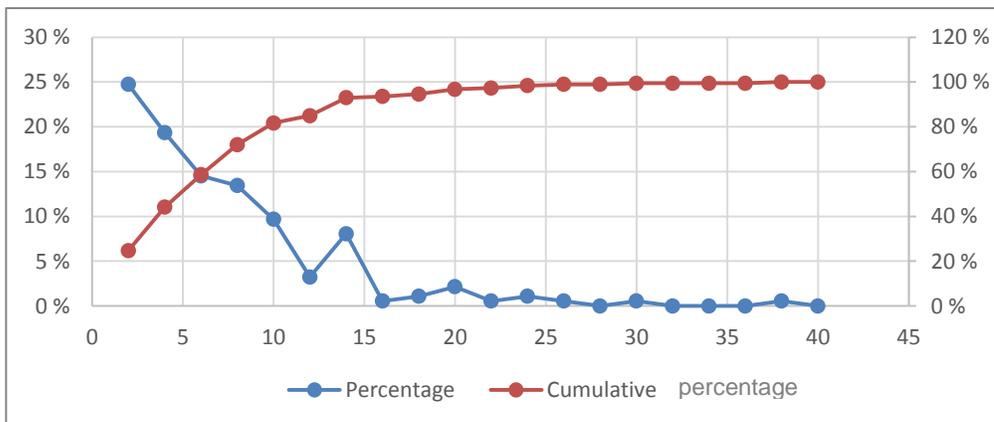
Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. **Distribución de frecuencia hora 10**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	46	24,73 %	24,73 %
2-4	36	19,35 %	44,09 %
4-6	27	14,52 %	58,60 %
6-8	25	13,44 %	72,04 %
8-10	18	9,68 %	81,72 %
10-12	6	3,23 %	84,95 %
12-14	15	8,06 %	93,01 %
14-16	1	0,54 %	93,55 %
16-18	2	1,08 %	94,62 %
18-20	4	2,15 %	96,77 %
20-22	1	0,54 %	97,31 %
22-24	2	1,08 %	98,39 %
24-26	1	0,54 %	98,92 %
26-28	0	0,00 %	98,92 %
28-30	1	0,54 %	99,46 %
30-32	0	0,00 %	99,46 %
32-34	0	0,00 %	99,46 %
34-36	0	0,00 %	99,46 %
36-38	1	0,54 %	100,00 %
38-40	0	0,00 %	100,00 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 22. **Distribución de probabilidad hora 10**



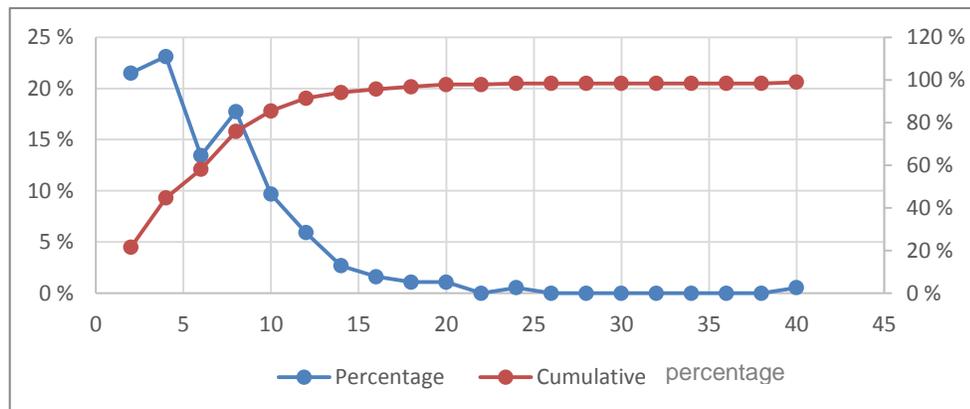
Fuente: elaboración propia.

Tabla XIX. **Distribución de frecuencia hora 11**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	40	21,51 %	21,51 %
2-4	43	23,12 %	44,62 %
4-6	25	13,44 %	58,06 %
6-8	33	17,74 %	75,81 %
8-10	18	9,68 %	85,48 %
10-12	11	5,91 %	91,40 %
12-14	5	2,69 %	94,09 %
14-16	3	1,61 %	95,70 %
16-18	2	1,08 %	96,77 %
18-20	2	1,08 %	97,85 %
20-22	0	0,00 %	97,85 %
22-24	1	0,54 %	98,39 %
24-26	0	0,00 %	98,39 %
26-28	0	0,00 %	98,39 %
28-30	0	0,00 %	98,39 %
30-32	0	0,00 %	98,39 %
32-34	0	0,00 %	98,39 %
34-36	0	0,00 %	98,39 %
36-38	0	0,00 %	98,39 %
38-40	1	0,54 %	98,92 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 23. **Distribución de probabilidad hora 11**



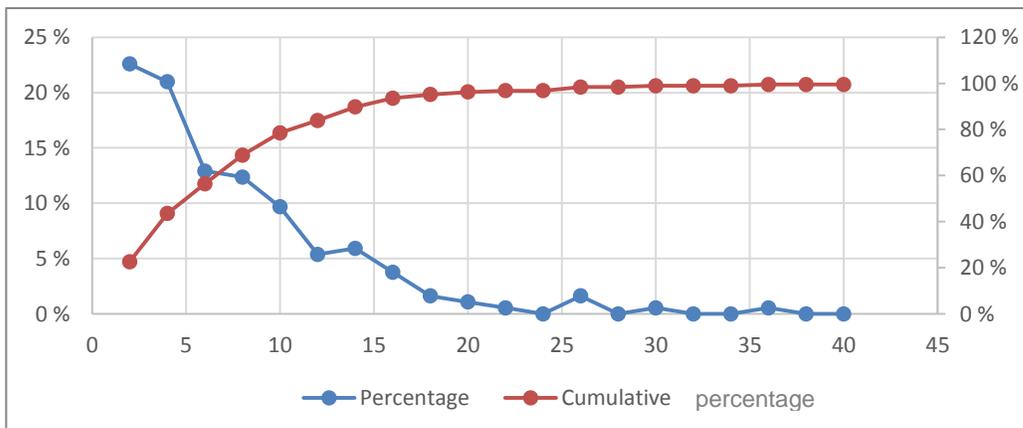
Fuente: elaboración propia.

Tabla XX. **Distribución de frecuencia hora 12**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	42	22,58 %	22,58 %
2-4	39	20,97 %	43,55 %
4-6	24	12,90 %	56,45 %
6-8	23	12,37 %	68,82 %
8-10	18	9,68 %	78,49 %
10-12	10	5,38 %	83,87 %
12-14	11	5,91 %	89,78 %
14-16	7	3,76 %	93,55 %
16-18	3	1,61 %	95,16 %
18-20	2	1,08 %	96,24 %
20-22	1	0,54 %	96,77 %
22-24	0	0,00 %	96,77 %
24-26	3	1,61 %	98,39 %
26-28	0	0,00 %	98,39 %
28-30	1	0,54 %	98,92 %
30-32	0	0,00 %	98,92 %
32-34	0	0,00 %	98,92 %
34-36	1	0,54 %	99,46 %
36-38	0	0,00 %	99,46 %
38-40	0	0,00 %	99,46 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 24. **Distribución de probabilidad hora 12**



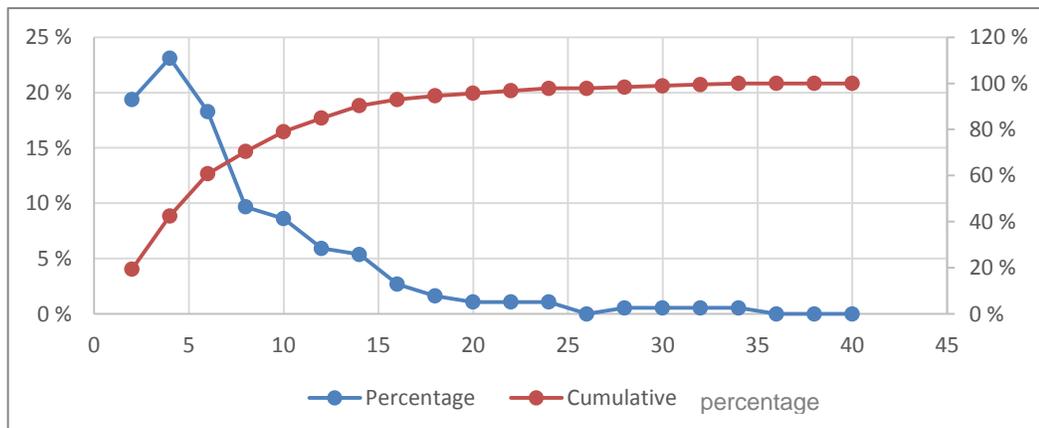
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXI. **Distribución de frecuencia hora 13**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	36	19,35 %	19,35 %
2-4	43	23,12 %	42,47 %
4-6	34	18,28 %	60,75 %
6-8	18	9,68 %	70,43 %
8-10	16	8,60 %	79,03 %
10-12	11	5,91 %	84,95 %
12-14	10	5,38 %	90,32 %
14-16	5	2,69 %	93,01 %
16-18	3	1,61 %	94,62 %
18-20	2	1,08 %	95,70 %
20-22	2	1,08 %	96,77 %
22-24	2	1,08 %	97,85 %
24-26	0	0,00 %	97,85 %
26-28	1	0,54 %	98,39 %
28-30	1	0,54 %	98,92 %
30-32	1	0,54 %	99,46 %
32-34	1	0,54 %	100,00 %
34-36	0	0,00 %	100,00 %
36-38	0	0,00 %	100,00 %
38-40	0	0,00 %	100,00 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 25. **Distribución de probabilidad hora 13**



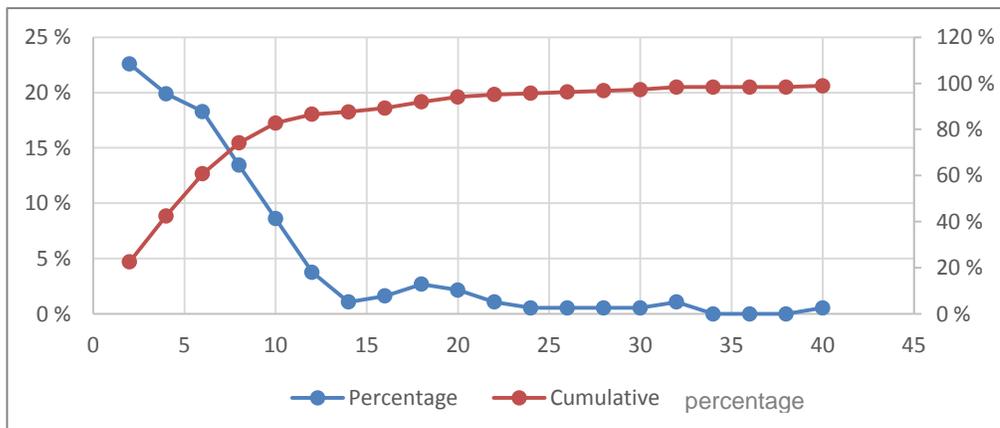
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXII. **Distribución de frecuencia hora 14**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	42	22,58 %	22,58 %
2-4	37	19,89 %	42,47 %
4-6	34	18,28 %	60,75 %
6-8	25	13,44 %	74,19 %
8-10	16	8,60 %	82,80 %
10-12	7	3,76 %	86,56 %
12-14	2	1,08 %	87,63 %
14-16	3	1,61 %	89,25 %
16-18	5	2,69 %	91,94 %
18-20	4	2,15 %	94,09 %
20-22	2	1,08 %	95,16 %
22-24	1	0,54 %	95,70 %
24-26	1	0,54 %	96,24 %
26-28	1	0,54 %	96,77 %
28-30	1	0,54 %	97,31 %
30-32	2	1,08 %	98,39 %
32-34	0	0,00 %	98,39 %
34-36	0	0,00 %	98,39 %
36-38	0	0,00 %	98,39 %
38-40	1	0,54 %	98,92 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 26. **Distribución de probabilidad hora 14**



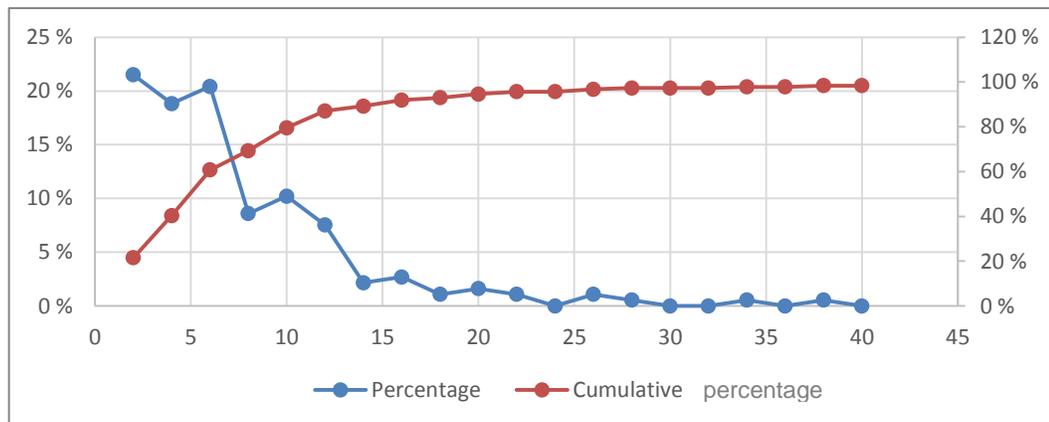
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIII. **Distribución de frecuencia hora 15**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	40	21,51 %	21,51 %
2-4	35	18,82 %	40,32 %
4-6	38	20,43 %	60,75 %
6-8	16	8,60 %	69,35 %
8-10	19	10,22 %	79,57 %
10-12	14	7,53 %	87,10 %
12-14	4	2,15 %	89,25 %
14-16	5	2,69 %	91,94 %
16-18	2	1,08 %	93,01 %
18-20	3	1,61 %	94,62 %
20-22	2	1,08 %	95,70 %
22-24	0	0,00 %	95,70 %
24-26	2	1,08 %	96,77 %
26-28	1	0,54 %	97,31 %
28-30	0	0,00 %	97,31 %
30-32	0	0,00 %	97,31 %
32-34	1	0,54 %	97,85 %
34-36	0	0,00 %	97,85 %
36-38	1	0,54 %	98,39 %
38-40	0	0,00 %	98,39 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 27. **Distribución de probabilidad hora 15**



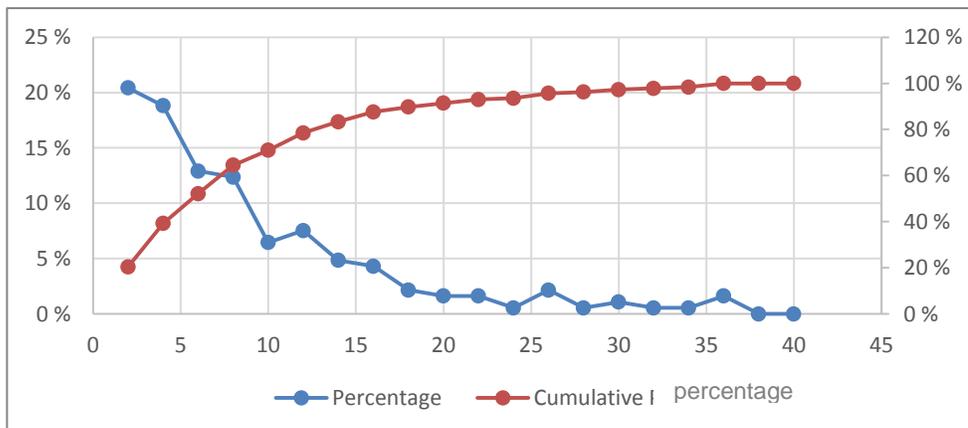
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIV. **Distribución de frecuencia hora 16**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	38	20,43 %	20,43 %
2-4	35	18,82 %	39,25 %
4-6	24	12,90 %	52,15 %
6-8	23	12,37 %	64,52 %
8-10	12	6,45 %	70,97 %
10-12	14	7,53 %	78,49 %
12-14	9	4,84 %	83,33 %
14-16	8	4,30 %	87,63 %
16-18	4	2,15 %	89,78 %
18-20	3	1,61 %	91,40 %
20-22	3	1,61 %	93,01 %
22-24	1	0,54 %	93,55 %
24-26	4	2,15 %	95,70 %
26-28	1	0,54 %	96,24 %
28-30	2	1,08 %	97,31 %
30-32	1	0,54 %	97,85 %
32-34	1	0,54 %	98,39 %
34-36	3	1,61 %	100,00 %
36-38	0	0,00 %	100,00 %
38-40	0	0,00 %	100,00 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 28. **Distribución de probabilidad hora 16**



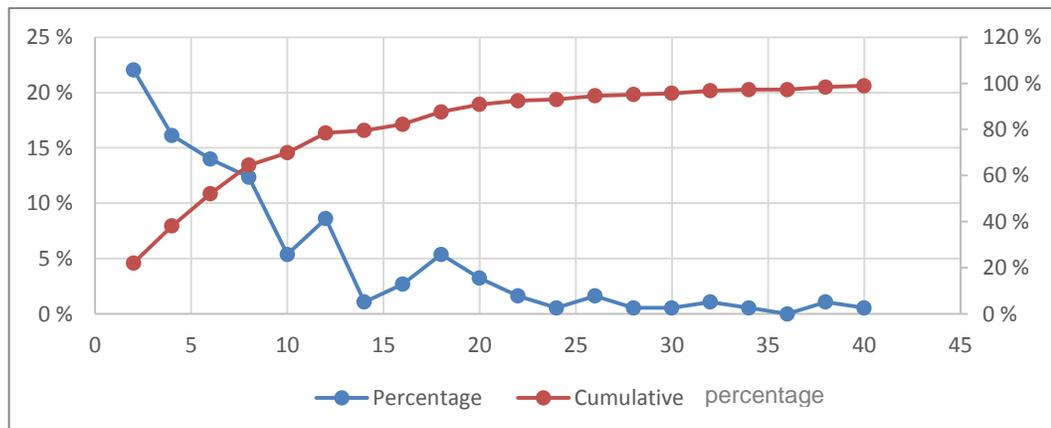
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXV. **Distribución de frecuencia hora 17**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	41	22,04 %	22,04 %
2-4	30	16,13 %	38,17 %
4-6	26	13,98 %	52,15 %
6-8	23	12,37 %	64,52 %
8-10	10	5,38 %	69,89 %
10-12	16	8,60 %	78,49 %
12-14	2	1,08 %	79,57 %
14-16	5	2,69 %	82,26 %
16-18	10	5,38 %	87,63 %
18-20	6	3,23 %	90,86 %
20-22	3	1,61 %	92,47 %
22-24	1	0,54 %	93,01 %
24-26	3	1,61 %	94,62 %
26-28	1	0,54 %	95,16 %
28-30	1	0,54 %	95,70 %
30-32	2	1,08 %	96,77 %
32-34	1	0,54 %	97,31 %
34-36	0	0,00 %	97,31 %
36-38	2	1,08 %	98,39 %
38-40	1	0,54 %	98,92 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 29. **Distribución de probabilidad hora 17**



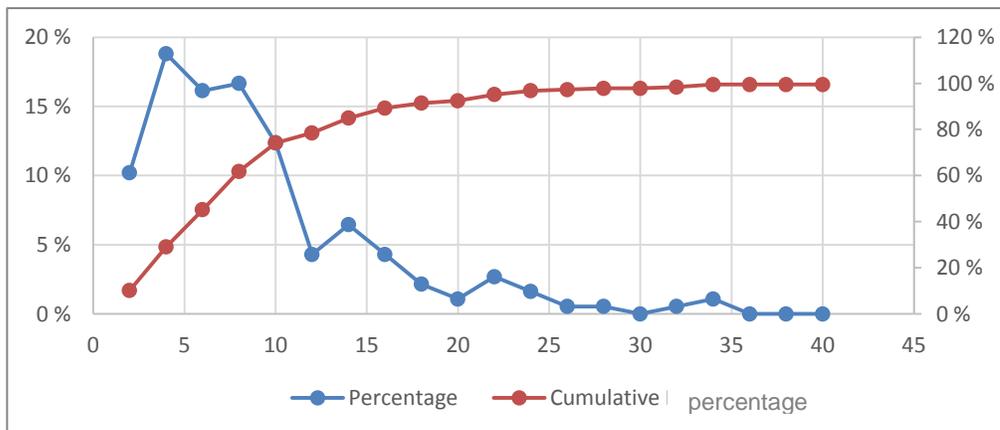
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVI. **Distribución de frecuencia hora 18**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	19	10,22 %	10,22 %
2-4	35	18,82 %	29,03 %
4-6	30	16,13 %	45,16 %
6-8	31	16,67 %	61,83 %
8-10	23	12,37 %	74,19 %
10-12	8	4,30 %	78,49 %
12-14	12	6,45 %	84,95 %
14-16	8	4,30 %	89,25 %
16-18	4	2,15 %	91,40 %
18-20	2	1,08 %	92,47 %
20-22	5	2,69 %	95,16 %
22-24	3	1,61 %	96,77 %
24-26	1	0,54 %	97,31 %
26-28	1	0,54 %	97,85 %
28-30	0	0,00 %	97,85 %
30-32	1	0,54 %	98,39 %
32-34	2	1,08 %	99,46 %
34-36	0	0,00 %	99,46 %
36-38	0	0,00 %	99,46 %
38-40	0	0,00 %	99,46 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 30. **Distribución de probabilidad hora 18**



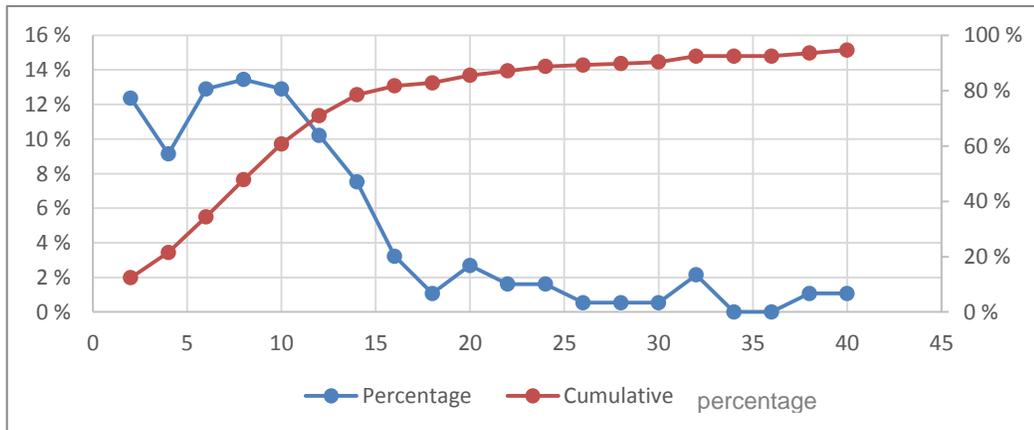
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVII. **Distribución de frecuencia hora 19**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	23	12,37 %	12,37 %
2-4	17	9,14 %	21,51 %
4-6	24	12,90 %	34,41 %
6-8	25	13,44 %	47,85 %
8-10	24	12,90 %	60,75 %
10-12	19	10,22 %	70,97 %
12-14	14	7,53 %	78,49 %
14-16	6	3,23 %	81,72 %
16-18	2	1,08 %	82,80 %
18-20	5	2,69 %	85,48 %
20-22	3	1,61 %	87,10 %
22-24	3	1,61 %	88,71 %
24-26	1	0,54 %	89,25 %
26-28	1	0,54 %	89,78 %
28-30	1	0,54 %	90,32 %
30-32	4	2,15 %	92,47 %
32-34	0	0,00 %	92,47 %
34-36	0	0,00 %	92,47 %
36-38	2	1,08 %	93,55 %
38-40	2	1,08 %	94,62 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 31. **Distribución de probabilidad hora 19**



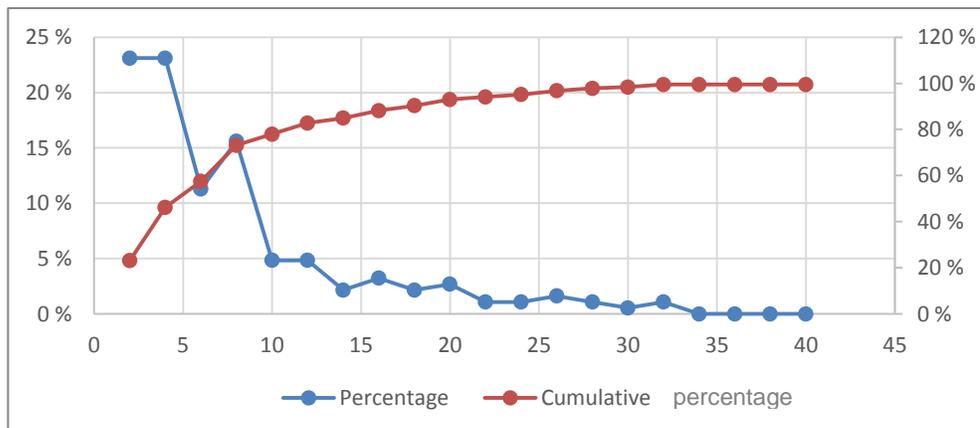
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVIII. **Distribución de frecuencia hora 20**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	43	23,12 %	23,12 %
2-4	43	23,12 %	46,24 %
4-6	21	11,29 %	57,53 %
6-8	29	15,59 %	73,12 %
8-10	9	4,84 %	77,96 %
10-12	9	4,84 %	82,80 %
12-14	4	2,15 %	84,95 %
14-16	6	3,23 %	88,17 %
16-18	4	2,15 %	90,32 %
18-20	5	2,69 %	93,01 %
20-22	2	1,08 %	94,09 %
22-24	2	1,08 %	95,16 %
24-26	3	1,61 %	96,77 %
26-28	2	1,08 %	97,85 %
28-30	1	0,54 %	98,39 %
30-32	2	1,08 %	99,46 %
32-34	0	0,00 %	99,46 %
34-36	0	0,00 %	99,46 %
36-38	0	0,00 %	99,46 %
38-40	0	0,00 %	99,46 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 32. **Distribución de probabilidad hora 20**



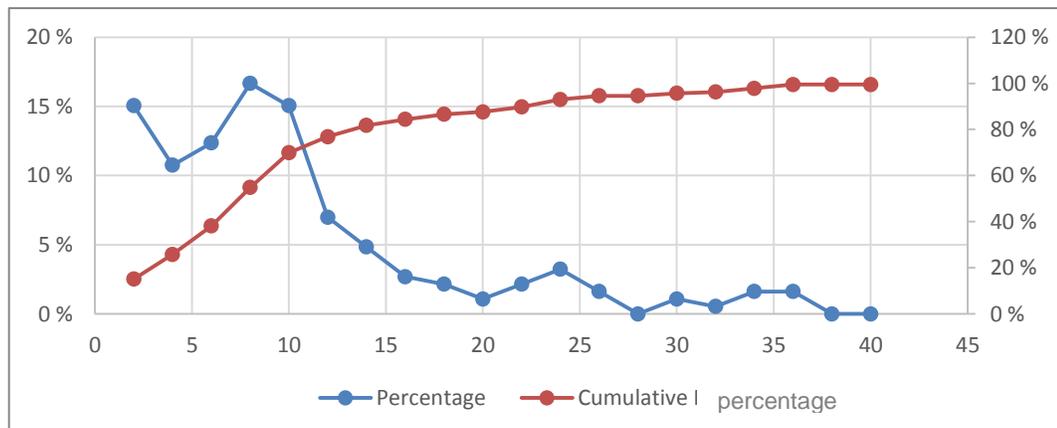
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIX. **Distribución de frecuencia hora 21**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	28	15,05 %	15,05 %
2-4	20	10,75 %	25,81 %
4-6	23	12,37 %	38,17 %
6-8	31	16,67 %	54,84 %
8-10	28	15,05 %	69,89 %
10-12	13	6,99 %	76,88 %
12-14	9	4,84 %	81,72 %
14-16	5	2,69 %	84,41 %
16-18	4	2,15 %	86,56 %
18-20	2	1,08 %	87,63 %
20-22	4	2,15 %	89,78 %
22-24	6	3,23 %	93,01 %
24-26	3	1,61 %	94,62 %
26-28	0	0,00 %	94,62 %
28-30	2	1,08 %	95,70 %
30-32	1	0,54 %	96,24 %
32-34	3	1,61 %	97,85 %
34-36	3	1,61 %	99,46 %
36-38	0	0,00 %	99,46 %
38-40	0	0,00 %	99,46 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 33. **Distribución de probabilidad hora 21**



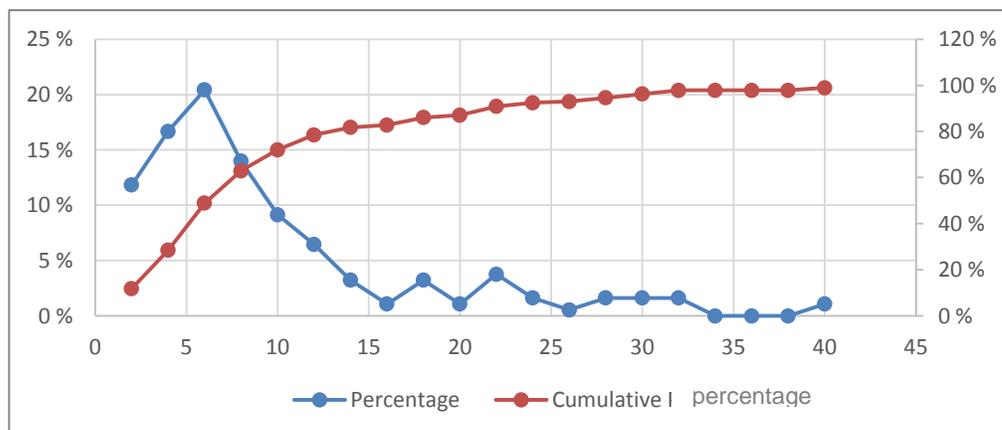
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXX. **Distribución de frecuencia hora 22**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	22	11,83 %	11,83 %
2-4	31	16,67 %	28,49 %
4-6	38	20,43 %	48,92 %
6-8	26	13,98 %	62,90 %
8-10	17	9,14 %	72,04 %
10-12	12	6,45 %	78,49 %
12-14	6	3,23 %	81,72 %
14-16	2	1,08 %	82,80 %
16-18	6	3,23 %	86,02 %
18-20	2	1,08 %	87,10 %
20-22	7	3,76 %	90,86 %
22-24	3	1,61 %	92,47 %
24-26	1	0,54 %	93,01 %
26-28	3	1,61 %	94,62 %
28-30	3	1,61 %	96,24 %
30-32	3	1,61 %	97,85 %
32-34	0	0,00 %	97,85 %
34-36	0	0,00 %	97,85 %
36-38	0	0,00 %	97,85 %
38-40	2	1,08 %	98,92 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 34. **Distribución de probabilidad hora 22**



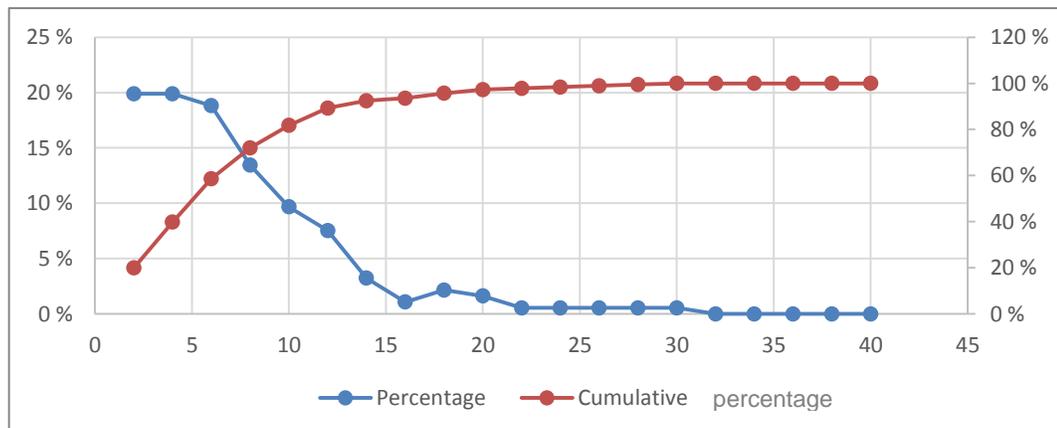
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXI. **Distribución de frecuencia hora 23**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	37	19,89 %	19,89 %
2-4	37	19,89 %	39,78 %
4-6	35	18,82 %	58,60 %
6-8	25	13,44 %	72,04 %
8-10	18	9,68 %	81,72 %
10-12	14	7,53 %	89,25 %
12-14	6	3,23 %	92,47 %
14-16	2	1,08 %	93,55 %
16-18	4	2,15 %	95,70 %
18-20	3	1,61 %	97,31 %
20-22	1	0,54 %	97,85 %
22-24	1	0,54 %	98,39 %
24-26	1	0,54 %	98,92 %
26-28	1	0,54 %	99,46 %
28-30	1	0,54 %	100,00 %
30-32	0	0,00 %	100,00 %
32-34	0	0,00 %	100,00 %
34-36	0	0,00 %	100,00 %
36-38	0	0,00 %	100,00 %
38-40	0	0,00 %	100,00 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 35. **Distribución de probabilidad hora 23**



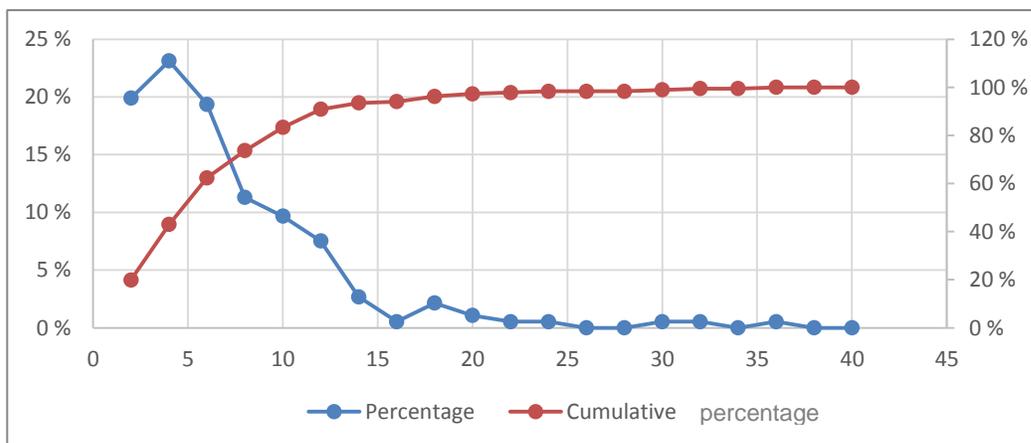
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXII. **Distribución de frecuencia hora 24**

Rango	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje acumulado
0-2	37	19,89 %	19,89 %
2-4	43	23,12 %	43,01 %
4-6	36	19,35 %	62,37 %
6-8	21	11,29 %	73,66 %
8-10	18	9,68 %	83,33 %
10-12	14	7,53 %	90,86 %
12-14	5	2,69 %	93,55 %
14-16	1	0,54 %	94,09 %
16-18	4	2,15 %	96,24 %
18-20	2	1,08 %	97,31 %
20-22	1	0,54 %	97,85 %
22-24	1	0,54 %	98,39 %
24-26	0	0,00 %	98,39 %
26-28	0	0,00 %	98,39 %
28-30	1	0,54 %	98,92 %
30-32	1	0,54 %	99,46 %
32-34	0	0,00 %	99,46 %
34-36	1	0,54 %	100,00 %
36-38	0	0,00 %	100,00 %
38-40	0	0,00 %	100,00 %

Fuente: elaboración propia.

Figura 36. **Distribución de probabilidad hora 24**



Fuente: elaboración propia.

Teniendo ya todos los datos de porcentajes acumulados para cada hora del día, se puede definir la probabilidad de ocurrencia de los datos. Esto quiere decir cuánto porcentaje de incumplimientos se va a tolerar en cada hora. Cabe resaltar que no se puede cumplir el 100 % en cada hora, porque, como se ve en las gráficas mostradas, el valor de RRO tendería hacia el infinito, por lo que se va a mostrar cinco diferentes valores de probabilidad de ocurrencia.

Para obtener la probabilidad de ocurrencia en cada hora, se van a interpolar los dos datos más cercanos (mostrados en la tabla de frecuencias) del valor de probabilidad de ocurrencia elegido. A continuación se muestra la ecuación de la interpolación lineal:

$$y = y_1 + \frac{(x - x_1)}{(x_2 - x_1)} * (y_2 - y_1)$$

Primero se va a hacer con una probabilidad de ocurrencia del 95 %. Para la hora 1, obteniendo los datos de la tabla IX, se tendría el siguiente resultado:

$$x = 95 \%$$

$$x_1 = 94,09 \%$$

$$x_2 = 95,70 \%$$

$$y_1 = 18$$

$$y_2 = 20$$

y = valor de ACE a corregir con probabilidad del 95 %

$$y = 18 + \frac{(0,95 - 0,9409)}{(0,9570 - 0,9409)} * (20 - 18)$$

$$y = 19,13$$

Realizando el mismo procedimiento para las 24 horas se tienen los siguientes resultados:

Tabla XXXIII. **Resultados con 95 % de probabilidad de ocurrencia**

Probabilidad 95 %	
Valor de ACE encontrado (MW)	
Hora	Valor de ACE a corregir con probabilidad del 95 %
1	19,1
2	11,8
3	17,4
4	9,5
5	12,3
6	19,1
7	21,8
8	27,9
9	22,7
10	18,4
11	15,1
12	17,8
13	18,7
14	21,7
15	20,7
16	25,4
17	27,4
18	21,9
19	40,2
20	23,7
21	28,7
22	28,5
23	17,3
24	16,8

Fuente: elaboración propia.

De la misma manera que se encontro para una probabilidad de ocurrencia del 95 %, se encontrarán los valores para 90, 85, 75 y 50 %.

Tabla XXXIV. **Resultados con 90 % de probabilidad de ocurrencia**

Probabilidad		90 %
Valor de ACE encontrado (MW)		
Hora	Valor de ACE a corregir con probabilidad del 90 %	
1	14,2	
2	8,4	
3	11,8	
4	7,8	
5	9,8	
6	13,9	
7	15,9	
8	22,4	
9	15,5	
10	13,3	
11	11,5	
12	14,1	
13	13,9	
14	16,6	
15	14,6	
16	18,3	
17	19,5	
18	16,7	
19	28,8	
20	17,7	
21	22,1	
22	21,5	
23	12,5	
24	11,8	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXV. **Resultados con 85 % de probabilidad de ocurrencia**

Probabilidad		85 %
Valor de ACE encontrado (MW)		
Hora	Valor de ACE a corregir con probabilidad del 85 %	
1	11,2	
2	7,4	
3	8,8	
4	6,7	
5	8,5	
6	11,8	
7	14,0	
8	14,6	
9	12,9	
10	12,0	
11	9,9	
12	12,4	
13	12,0	
14	11,2	
15	11,4	
16	14,8	
17	17,0	
18	14,0	
19	19,6	
20	14,0	
21	16,6	
22	17,4	
23	10,9	
24	10,4	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVI. **Resultados con 75 % de probabilidad de ocurrencia**

Probabilidad	75 %
Valor de ACE encontrado (MW)	
Hora	Valor de ACE a corregir con probabilidad del 75 %
1	8,6
2	6,1
3	5,6
4	5,2
5	6,8
6	9,7
7	10,3
8	11,5
9	9,8
10	8,6
11	7,9
12	9,3
13	9,1
14	8,2
15	9,1
16	11,1
17	11,2
18	10,4
19	13,1
20	8,8
21	11,5
22	10,9
23	8,6
24	8,3

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVII. **Resultados con 50 % de probabilidad de ocurrencia**

Probabilidad		50 %
Valor de ACE encontrado (MW)		
Hora	Valor de ACE a corregir con probabilidad del 50 %	
1	4,2	
2	3,8	
3	3,0	
4	2,9	
5	4,4	
6	6,4	
7	5,5	
8	6,8	
9	6,2	
10	4,8	
11	4,8	
12	5,0	
13	4,8	
14	4,8	
15	4,9	
16	5,7	
17	5,7	
18	6,6	
19	8,3	
20	4,7	
21	7,4	
22	6,2	
23	5,1	
24	4,7	

Fuente: elaboración propia.

Estos resultados indican que al valor actual de ACE en el área de control se le tendrá que sumar el valor de ACE encontrado en una de las tablas XXXIII, XXXIV, XXXV, XXXVI y XXXVII, dependiendo de la probabilidad de ocurrencia elegida.

3.2.2. Resultados de la distribución normal

Para sacar el resultado del ACE con la distribución normal, los datos que se necesitan son la desviación estándar, la media, el nivel de confianza, el valor Z y el intervalo de confianza, así como la muestra.

Como se realizó en el inciso anterior se va a hacer el cálculo con un nivel de confianza del 95, 90, 85, 75 y 50 %.

Se calcula el valor de Z para un nivel de confianza del 95 %:

$$1 - \alpha = 0,95$$

$$\alpha = 0,05$$

$$\frac{\alpha}{2} = 0,025$$

Para calcular el valor Z se recurre a la tabla que se encuentra en el anexo 1, teniendo como resultado $Z = -1,96$ para un nivel de confianza del 95 %.

De la misma manera se hace el cálculo para los niveles de confianza 90, 85, 75 y 50 %.

$$Z(90 \%) = -1,64$$

$$Z(85 \%) = -1,44$$

$$Z(75 \%) = -1,15$$

$$Z(50 \%) = -0,67$$

Teniendo el valor Z para cada nivel de confianza, se calculará el intervalo de confianza para cada hora, para así después sacar el valor de RRO a incrementar.

Para un nivel de confianza del 95 % se tendrían los siguientes datos.

Tabla XXXVIII. Datos para la hora 1

Hora 1	
Desviación estándar	9,417311168
Media	0,553852909
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

Para calcular el intervalo de confianza se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Intervalo de confianza} = \mu \pm (Z * \sigma)$$

$$\text{Valor superior} = 0.5538 - (-1,96 * 9,4173) = 19,01$$

$$\text{Valor inferior} = 0.5538 + (-1,96 * 9,4173) = -17,90$$

Como lo que interesa es incrementar el ACE, se utilizará el valor absoluto más alto de los extremos:

$$|19,01| = 19,01$$

$$|-17,90| = 17,90$$

Por lo que el valor a utilizar será de 19,01 MW para la hora 1 con un nivel de confianza del 95 %.

Del mismo modo se realizará para todas las horas, como se verá en las tablas siguientes.

Tabla XXXIX. **Datos para la hora 2**

Hora2	
Desviación estándar	5,682373698
Media	0,429950263
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = 0,4299 - (-1,96 * 5,6824) = 11,57$$

$$\text{Valor inferior} = 0,4299 + (-1,96 * 5,6824) = -10,71$$

$$|11,57| = 11,57$$

$$|-10,71| = 10,71$$

Por lo que el valor para la hora 2 será de 11,57 MW.

Tabla XL. **Datos para la hora 3**

Hora 3	
Desviación estándar	7,382298171
Media	2,01673123
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = 2,0167 - (-1,96 * 7,3823) = 16,49$$

$$\text{Valor inferior} = 2,0167 + (-1,96 * 7,3823) = -12,45$$

$$|16,49| = 16,49$$

$$|-12,45| = 12,45$$

Por lo que el valor para la hora 3 será de 16,49 MW.

Tabla XLI. **Datos para la hora 4**

Hora 4	
Desviación estándar	5,800316184
Media	-0,4882366
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = -0,4882 - (-1,96 * 5,8003) = 10,88$$

$$\text{Valor inferior} = -0,4882 + (-1,96 * 5,8003) = -11,86$$

$$|10,88| = 10,88$$

$$|-11,86| = 11,86$$

Por lo que el valor para la hora 4 será de 11,86 MW.

Tabla XLII. **Datos para la hora 5**

Hora 5	
Desviación estándar	6,254592952
Media	-1,60229581
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = -1,6023 - (-1,96 * 6,2546) = 10,66$$

$$\text{Valor inferior} = -1,6023 + (-1,96 * 6,2546) = -13,86$$

$$|10,66| = 10,66$$

$$|-13,86| = 13,86$$

Por lo que el valor para la hora 5 será de 13,86 MW.

Tabla XLIII. **Datos para la hora 6**

Hora 6	
Desviación estándar	9,123672572
Media	0,321490824
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = 0,3215 - (-1,96 * 9,1237) = 18,20$$

$$\text{Valor inferior} = 0,3215 + (-1,96 * 9,1237) = -17,56$$

$$|18,20| = 18,20$$

$$|-17,56| = 17,56$$

Por lo que el valor para la hora 6 será de 18,20 MW.

Tabla XLIV. **Datos para la hora 7**

Hora 7	
Desviación estándar	11,21470979
Media	-1,13762705
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\begin{aligned} \text{Valor superior} &= -1,1376 - (-1,96 * 11,2147) = 20,84 \\ \text{Valor inferior} &= -1,1376 + (-1,96 * 11,2147) = -23,13 \\ |20,84| &= 20,84 \\ |-23,13| &= 23,13 \end{aligned}$$

Por lo que el valor para la hora 7 será de 23,13 MW.

Tabla XLV. **Datos para la hora 8**

Hora 8	
Desviación estándar	14,92319281
Media	1,727729589
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\begin{aligned} \text{Valor superior} &= 1,7278 - (-1,96 * 14,9232) = 30,98 \\ \text{Valor inferior} &= 1,7278 + (-1,96 * 14,9232) = -27,52 \\ |30,98| &= 30,98 \\ |-27,52| &= 27,52 \end{aligned}$$

Por lo que el valor para la hora 8 será de 30,98 MW.

Tabla XLVI. **Datos para la hora 9**

Hora 9	
Desviación estándar	10,1947354
Media	0,00771289
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = 0,0077 - (-1,96 * 10,1947) = 19,99$$

$$\text{Valor inferior} = 0,0077 + (-1,96 * 10,1947) = -19,97$$

$$|19,99| = 19,99$$

$$|-19,97| = 19,97$$

Por lo que el valor para la hora 9 será de 19,99 MW.

Tabla XLVII. **Datos para la hora 10**

Hora 10	
Desviación estándar	8,33242544
Media	-1,69879108
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = -1,6988 - (-1,96 * 8,3324) = 14,63$$

$$\text{Valor inferior} = -1,6988 + (-1,96 * 8,3324) = -18,03$$

$$|14,63| = 14,63$$

$$|-18,03| = 18,03$$

Por lo que el valor para la hora 10 será de 18,03 MW.

Tabla XLVIII. **Datos para la hora 11**

Hora 11	
Desviación estándar	13,39682255
Media	-0,599541
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\begin{aligned} \text{Valor superior} &= -0,5995 - (-1,96 * 13,3968) = 25,66 \\ \text{Valor inferior} &= -0,5995 + (-1,96 * 13,3968) = -26,86 \\ |25,66| &= 25,66 \\ |-26,86| &= 26,86 \end{aligned}$$

Por lo que el valor para la hora 11 será de 26,86 MW.

Tabla XLIX. **Datos para la hora 12**

Hora 12	
Desviación estándar	9,421357481
Media	-2,4594288
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\begin{aligned} \text{Valor superior} &= -2,4594 - (-1,96 * 9,4214) = 16,01 \\ \text{Valor inferior} &= -2,4594 + (-1,96 * 9,4214) = -20,92 \\ |16,01| &= 16,01 \\ |-20,92| &= 20,92 \end{aligned}$$

Por lo que el valor para la hora 12 será de 20,92 MW.

Tabla L. **Datos para la hora 13**

Hora 13	
Desviación estándar	8,685721288
Media	2,188580629
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\begin{aligned} \text{Valor superior} &= 2,1886 - (-1,96 * 8,6857) = 19,21 \\ \text{Valor inferior} &= 2,1886 + (-1,96 * 8,6857) = -14,84 \\ |19,21| &= 19,21 \\ |-14,84| &= 14,84 \end{aligned}$$

Por lo que el valor para la hora 13 será de 19,21 MW.

Tabla LI. **Datos para la hora 14**

Hora 14	
Desviación estándar	11,3067235
Media	-0,28544925
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\begin{aligned} \text{Valor superior} &= -0,2854 - (-1,96 * 11,3067) = 21,88 \\ \text{Valor inferior} &= -0,2854 + (-1,96 * 11,3067) = -22,45 \\ |21,88| &= 21,88 \\ |-22,45| &= 22,45 \end{aligned}$$

Por lo que el valor para la hora 14 será de 22,45 MW.

Tabla LII. **Datos para la hora 15**

Hora 15	
Desviación estándar	10,92904527
Media	-0,82753777
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\begin{aligned} \text{Valor superior} &= -0,8275 - (-1,96 * 10,9290) = 20,59 \\ \text{Valor inferior} &= -0,8275 + (-1,96 * 10,9290) = -22,25 \\ |20,59| &= 20,59 \\ |-22,25| &= 22,25 \end{aligned}$$

Por lo que el valor para la hora 15 será de 22,25 MW.

Tabla LIII. **Datos para la hora 16**

Hora 16	
Desviación estándar	10,96932786
Media	1,121218013
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\begin{aligned} \text{Valor superior} &= 1,1212 - (-1,96 * 10,9693) = 22,62 \\ \text{Valor inferior} &= 1,1212 + (-1,96 * 10,9693) = -20,38 \\ |22,62| &= 22,62 \\ |-20,38| &= 20,38 \end{aligned}$$

Por lo que el valor para la hora 16 será de 22,62 MW.

Tabla LIV. **Datos para la hora 17**

Hora 17	
Desviación estándar	11,57276434
Media	3,951074757
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = 3,9511 - (-1,96 * 11,5727) = 26,63$$

$$\text{Valor inferior} = 3,9511 + (-1,96 * 11,5727) = -18,73$$

$$|26,63| = 26,63$$

$$|-18,73| = 18,73$$

Por lo que el valor para la hora 17 será de 26,63 MW.

Tabla LV. **Datos para la hora 18**

Hora 18	
Desviación estándar	10,66661363
Media	2,78278014
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = 2,7828 - (-1,96 * 10,6666) = 23,69$$

$$\text{Valor inferior} = 2,7828 + (-1,96 * 10,6666) = -18,12$$

$$|23,69| = 23,69$$

$$|-18,12| = 18,12$$

Por lo que el valor para la hora 18 será de 23,69 MW.

Tabla LVI. **Datos para la hora 19**

Hora 19	
Desviación estándar	18,05013595
Media	2,152044581
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\begin{aligned} \text{Valor superior} &= 2.1520 - (-1,96 * 18,0501) = 37,53 \\ \text{Valor inferior} &= 2.1520 + (-1,96 * 18,0501) = -33,23 \\ |37,53| &= 37,53 \\ |-33,23| &= 33,23 \end{aligned}$$

Por lo que el valor para la hora 19 será de 37,53 MW.

Tabla LVII. **Datos para la hora 20**

Hora 20	
Desviación estándar	10,43471393
Media	0,429594578
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\begin{aligned} \text{Valor superior} &= 0,4296 - (-1,96 * 10,4347) = 20,88 \\ \text{Valor inferior} &= 0,4296 + (-1,96 * 10,4347) = -20,02 \\ |20,88| &= 20,88 \\ |-20,02| &= 20,02 \end{aligned}$$

Por lo que el valor para la hora 20 será de 20,88 MW.

Tabla LVIII. **Datos para la hora 21**

Hora 21	
Desviación estándar	11,12352691
Media	5,687543002
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = 5,6875 - (-1,96 * 11,1235) = 27,49$$

$$\text{Valor inferior} = 5,6875 + (-1,96 * 11,1235) = -16,11$$

$$|27.49| = 27,49$$

$$|-16.11| = 16,11$$

Por lo que el valor para la hora 21 será de 27,49 MW.

Tabla LIX. **Datos para la hora 22**

Hora 22	
Desviación estándar	11,05818225
Media	5,766040955
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = 5.7660 - (-1,96 * 11,0582) = 27,44$$

$$\text{Valor inferior} = 5.7660 + (-1,96 * 11,0582) = -15,91$$

$$|27.44| = 27,44$$

$$|-15.91| = 15,91$$

Por lo que el valor para la hora 22 será de 27,44 MW.

Tabla LX. **Datos para la hora 23**

Hora 23	
Desviación estándar	8,090393077
Media	1,802486385
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = 1,8025 - (-1,96 * 8,0904) = 17,66$$

$$\text{Valor inferior} = 1,8025 + (-1,96 * 8,0904) = -14,05$$

$$|17,66| = 17,66$$

$$|-14,05| = 14,05$$

Por lo que el valor para la hora 23 será de 17,66 MW.

Tabla LXI. **Datos para la hora 24**

Hora 24	
Desviación estándar	7,900977436
Media	2,164258941
Muestra	186
Nivel de confianza	95 %
Valor de Z	-1,96

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Valor superior} = 2,1643 - (-1,96 * 7,9009) = 17,65$$

$$\text{Valor inferior} = 2,1643 + (-1,96 * 7,9009) = -13,32$$

$$|17,65| = 17,65$$

$$|-13,32| = 13,32$$

Por lo que el valor para la hora 24 será de 17,65 MW.

3.2.2.1. Resumen de resultados

En la tabla LXII se muestran los resultados de ACE a incrementar, que se obtuvieron anteriormente.

Tabla LXII. **Resultados con un nivel de confianza del 95 %**

RRO a incrementar por hora	
Hora	RRO a incrementar para corregir ACE con probabilidad del 95 %
1	19,01 MW
2	11,57 MW
3	16,49 MW
4	10,88 MW
5	10,66 MW
6	18,20 MW
7	20,84 MW
8	30,98 MW
9	19,99 MW
10	14,63 MW
11	25,66 MW
12	16,01 MW
13	19,21 MW
14	21,88 MW
15	20,59 MW
16	22,62 MW
17	26,63 MW
18	23,69 MW
19	37,53 MW
20	20,88 MW
21	27,49 MW
22	27,44 MW
23	17,66 MW
24	17,65 MW

Fuente: elaboración propia.

También se muestran los resultados para un nivel de confianza del 90, 85, 75 y 50 %, estos datos se obtuvieron realizando los mismos cálculos que se hicieron para un nivel de confianza del 95 %, solo cambiando el valor de Z, que

para el $Z(90\%) = -1,64$, $Z(85\%) = -1,44$, $Z(75\%) = -1,15$ y $Z(50\%) = -0,67$, como se explicó anteriormente.

Tabla LXIII. **Resultados con un nivel de confianza del 90 %**

RRO a incrementar por hora	
Hora	RRO a incrementar para corregir ACE con probabilidad del 90 %
1	16,04 MW
2	9,78 MW
3	14,16 MW
4	9,05 MW
5	8,69 MW
6	15,33 MW
7	17,31 MW
8	26,27 MW
9	16,78 MW
10	12,01 MW
11	21,44 MW
12	13,04 MW
13	16,48 MW
14	18,31 MW
15	17,15 MW
16	19,16 MW
17	22,99 MW
18	20,33 MW
19	31,84 MW
20	17,59 MW
21	23,98 MW
22	23,96 MW
23	15,11 MW
24	15,16 MW

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXIV. **Resultados con un nivel de confianza del 85 %**

RRO a incrementar por hora	
Hora	RRO a incrementar para corregir ACE con probabilidad del 85 %
1	14,11 MW
2	8,61 MW
3	12,64 MW
4	7,86 MW
5	7,40 MW
6	13,46 MW
7	15,01 MW
8	23,21 MW
9	14,68 MW
10	10,30 MW
11	18,69 MW
12	11,10 MW
13	14,69 MW
14	15,99 MW
15	14,91 MW
16	16,91 MW
17	20,61 MW
18	18,14 MW
19	28,14 MW
20	15,45 MW
21	21,70 MW
22	21,68 MW
23	13,45 MW
24	13,54 MW

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXV. **Resultados con un nivel de confianza del 75 %**

RRO a incrementar por hora	
Hora	RRO a incrementar para corregir ACE con probabilidad del 75 %
1	11,39 MW
2	6,97 MW
3	10,51 MW
4	6,18 MW
5	5,59 MW
6	10,82 MW
7	11,76 MW
8	18,89 MW
9	11,74 MW
10	7,89 MW
11	14,81 MW
12	8,38 MW
13	12,18 MW
14	12,72 MW
15	11,74 MW
16	13,74 MW
17	17,26 MW
18	15,05 MW
19	22,92 MW
20	12,43 MW
21	18,48 MW
22	18,49 MW
23	11,11 MW
24	11,25 MW

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXVI. **Resultados con un nivel de confianza del 50 %**

RRO a incrementar por hora	
Hora	RRO a incrementar para corregir ACE con probabilidad del 50 %
1	6,91 MW
2	4,26 MW
3	7,00 MW
4	3,42 MW
5	2,62 MW
6	6,48 MW
7	6,43 MW
8	11,79 MW
9	6,88 MW
10	3,92 MW
11	8,44 MW
12	3,90 MW
13	8,05 MW
14	7,34 MW
15	6,54 MW
16	8,52 MW
17	11,76 MW
18	9,98 MW
19	14,33 MW
20	7,47 MW
21	13,19 MW
22	13,22 MW
23	7,26 MW
24	7,49 MW

Fuente: elaboración propia.

3.2.3. Comparación de ambos métodos

A continuación se mostrarán los resultados de ambos métodos.

Tabla LXVII. **Comparación en el 95 %**

Probabilidad		95 %
Valor de ACE encontrado (MW)		
Hora	Valor de ACE a corregir con probabilidad del 95 %	
	Distribución de frecuencias	Distribución normal
1	19,1	19,01
2	11,8	11,57
3	17,4	16,49
4	9,5	10,88
5	12,3	10,66
6	19,1	18,2
7	21,8	20,84
8	27,9	30,98
9	22,7	19,99
10	18,4	14,63
11	15,1	25,66
12	17,8	16,01
13	18,7	19,21
14	21,7	21,88
15	20,7	20,59
16	25,4	22,62
17	27,4	26,63
18	21,9	23,69
19	40,2	37,53
20	23,7	20,88
21	28,7	27,49
22	28,5	27,44
23	17,3	17,66
24	16,8	17,65

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXVIII. **Comparación en el 90 %**

Probabilidad		90 %
Valor de ACE encontrado (MW)		
Hora	Valor de ACE a corregir con probabilidad del 90 %	
	Distribución de frecuencias	Distribución normal
1	14,2	16,04
2	8,4	9,8
3	11,8	14,16
4	7,8	9,05
5	9,8	8,69
6	13,9	15,33
7	15,9	17,31
8	22,4	26,27
9	15,5	16,78
10	13,3	12,01
11	11,5	21,44
12	14,1	13,04
13	13,9	16,48
14	16,6	18,31
15	14,6	17,15
16	18,3	19,16
17	19,5	22,99
18	16,7	20,33
19	28,8	31,84
20	17,7	17,59
21	22,1	23,98
22	21,5	23,96
23	12,5	15,11
24	11,8	15,16

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXIX. **Comparación en el 85 %**

Probabilidad		85 %	
Valor de ACE encontrado (MW)			
Hora	Valor de ACE a corregir con probabilidad del 85 %		
	Distribución de frecuencias	Distribución normal	
1	11,2	14,11	
2	7,4	8,61	
3	8,8	12,64	
4	6,7	7,86	
5	8,5	7,4	
6	11,8	13,46	
7	14	15,01	
8	14,6	23,21	
9	12,9	14,68	
10	12	10,3	
11	9,9	18,69	
12	12,4	11,1	
13	12	14,69	
14	11,2	15,99	
15	11,4	14,91	
16	14,8	16,91	
17	17	20,61	
18	14	18,14	
19	19,6	28,14	
20	14	15,45	
21	16,6	21,7	
22	17,4	21,68	
23	10,9	13,45	
24	10,4	13,54	

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXX. Comparación en el 75 %

Probabilidad		75 %
Valor de ACE encontrado (MW)		
Hora	Valor de ACE a corregir con probabilidad del 75 %	
	Distribución de frecuencias	Distribución normal
1	8,6	11,39
2	6,1	6,97
3	5,6	10,51
4	5,2	6,18
5	6,8	5,59
6	9,7	10,82
7	10,3	11,76
8	11,5	18,89
9	9,8	11,74
10	8,6	7,89
11	7,9	14,81
12	9,3	8,38
13	9,1	12,18
14	8,2	12,72
15	9,1	11,74
16	11,1	13,74
17	11,2	17,26
18	10,4	15,05
19	13,1	22,92
20	8,8	12,43
21	11,5	18,48
22	10,9	18,49
23	8,6	11,11
24	8,3	11,25

Fuente: elaboración propia.

Tabla LXXI. **Comparación en el 50 %**

Probabilidad		50 %
Valor de ACE encontrado (MW)		
Hora	Valor de ACE a corregir con probabilidad del 50 %	
	Distribución de frecuencias	Distribución normal
1	4,2	6,91
2	3,8	4,26
3	3	7
4	2,9	3,42
5	4,4	2,62
6	6,4	6,48
7	5,5	6,43
8	6,8	11,79
9	6,2	6,88
10	4,8	3,92
11	4,8	8,44
12	5	3,9
13	4,8	8,05
14	4,8	7,34
15	4,9	6,54
16	5,7	8,52
17	5,7	11,76
18	6,6	9,98
19	8,3	14,33
20	4,7	7,47
21	7,4	13,19
22	6,2	13,22
23	5,1	7,26
24	4,7	7,49

Fuente: elaboración propia.

Como se observa, tanto los resultados obtenidos en la distribución de frecuencias como en la distribución normal son muy similares, por lo que se puede confiar en que los valores obtenidos para aumentar la reserva secundaria están dentro de un margen óptimo. Por lo tanto, para calcular los costos del incremento de la reserva secundaria, así como los costos totales se puede usar cualquiera de las dos opciones. En este caso se utilizarán, los resultados de la distribución normal, ya que esta mostró los resultados más altos, por lo que se podría deducir que este reducirá más las fallas al CPS2.

4. ESTUDIO ECONÓMICO DEL INCREMENTO DE LA RESERVA SECUNDARIA

En el capítulo dos se hizo el cálculo del parámetro L10 y este valor indicaba cual debería de ser el valor de ACE promedio, dado en megavatios, como máximo para no tener un incumplimiento en el Sistema Nacional Interconectado, que en este caso sería la interconexión de tres áreas de control, este valor fue de 11,45 MW (para los periodo de 00:01 h. a 07:00 h. y de 21:01 h. a 24:00 h.) y de 26,66 MW (para el periodo de 07:01 h. a 21:00 h.).

Según las normas del RMER, cuando no se cumple por más de un período de 10 minutos en un hora (o sea con 2 o más de los 6 periodos que tiene una hora), se va a tener una falla leve y si en el mes se tienen 4 incumplimientos leves, este será una falla grave, por lo que por cada 4 fallas leves se tendrá 1 falla grave. En este capítulo se mostrarán las fallas leves y graves que se tienen con la reserva secundaria mostrada en el capítulo dos, la reserva que aún no tiene cambios, y también se mostrará cómo se reducen estas fallas conforme se va incrementando el nivel de confianza.

Adicionalmente, se verá cómo estas fallas se traducen en costos por penalizaciones y así hacer un estudio costo/beneficio para encontrar el nivel de confianza ideal para optimizar el costo total operativo de un mes en nuestra área de control evaluada.

4.1. Costo operativo mensual del área de control

Teniendo el margen de reserva secundaria a incrementar, se puede evaluar el costo que se va a tener en la operación mensual. Tomando como referencia el precio de la reserva secundaria en un área de control como el de Guatemala, para la reserva secundaria se tienen los siguientes valores:

Tabla LXXII. Costo mensual de la reserva secundaria

Nivel de confianza	Costo en miles de dólares
0 %	\$ 472,72
50 %	\$ 2 275,47
75 %	\$ 2 558,41
85 %	\$ 2 737,64
90 %	\$ 2 864,68
95 %	\$ 3 067,47

Fuente: elaboración propia.

Si se suman estos costos al costo operativo mensual en el área de control, esto incluye el costo de la generación térmica y el costo de la generación proveniente de energías renovables, se tienen los siguientes resultados.

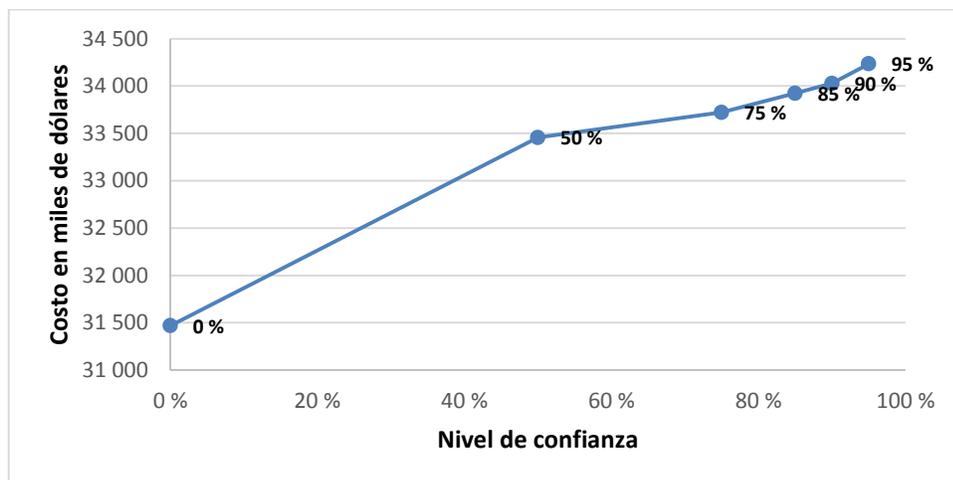
Tabla LXXIII. Costo operativo mensual

Nivel de confianza	Costo en miles de dólares
0 %	\$ 31 468,59
50 %	\$ 33 456,28
75 %	\$ 33 722,19
85 %	\$ 33 923,31
90 %	\$ 34 028,34
95 %	\$ 34 233,59

Fuente: elaboración propia.

En la tabla LXXII se observa el costo del incremento de la reserva secundaria en un mes, en comparación con el valor que tendría si no se incrementara la reserva secundaria, para cada nivel de confianza calculado en el capítulo anterior. De igual manera, en la tabla LXXIII se muestra como varía el costo total operativo mensual. Como era de esperarse, al incrementarse la reserva secundaria, incrementa el costo operativo mensual como se muestra en la figura 37.

Figura 37. Costo operativo mensual



Fuente: elaboración propia.

A simple vista se puede observar que si se incrementa la reserva secundaria, se incrementa también el costo operativo diario, y por consiguiente el mensual. Si el objetivo es hacer un despacho económico, no conviene incrementar la reserva secundaria, pero en un área de control que se interconecta con otras, el no cumplir con flujos pactados entre las áreas de control provoca penalizaciones que a lo largo del mes, también incrementan el costo operativo.

4.2. Costo de penalizaciones

Como se mencionó anteriormente, el no cumplir con flujos pactados entre áreas de control provoca penalizaciones y esas penalizaciones en costos. Como se observó en el capítulo dos, al no cumplir con el balance de demanda – generación, esto provocaba un déficit o un exceso de generación, y esta generación tiene que irse para algún lado (en caso que se tenga exceso) que en este caso se va a otra área de control que esté interconectada o esta generación tiene que venir de algún lado (en caso que se tenga déficit) y de igual modo viene de otra área de control. Por lo que, en los intervalos de tiempo que no cumplan con el balance de demanda – generación, se va a incumplir los flujos pactados con las otras áreas de control y se van a tener que pagar penalizaciones por estas mismas.

En este análisis, se va a tomar como ejemplo los costos de penalizaciones que se dan en Centroamérica, los cuales fueron sacados de las normas del RMER y dicen lo siguiente:

De los numerales del RMER 16.2.1, 16.2.4.3, 16.2.7.3, 16.2.7.4 del libro III de la Transmisión y los numerales 1.3.1.1, 1.3.1.2, 1.3.1.3, 1.4.1.1, 1.4.1.3 (e), 1.4.1.4, 1.4.2.1 y 1.4.3.2 del libro IV Sanciones y Controversias, puede interpretarse que las penalizaciones (más de un período de 10 minutos en una misma hora, donde el promedio del ACE sea superior al parámetro L10) constituyen a una infracción leve, la cual puede sancionarse con una multa de hasta veinte mil dólares de Estados Unidos de América. La reiteración de 4 infracciones leves puede generar una infracción grave, sancionada con una multa de hasta doscientos mil dólares de Estados Unidos de América.

En la tabla LXXIV se muestra el número de penalizaciones que se tienen para cada nivel de confianza. En este caso, el nivel de confianza dice el tiempo que se va a cumplir con el balance demanda – generación, esto quiere decir que entre más grande sea el nivel de confianza, menos incumplimientos se van a tener al mes.

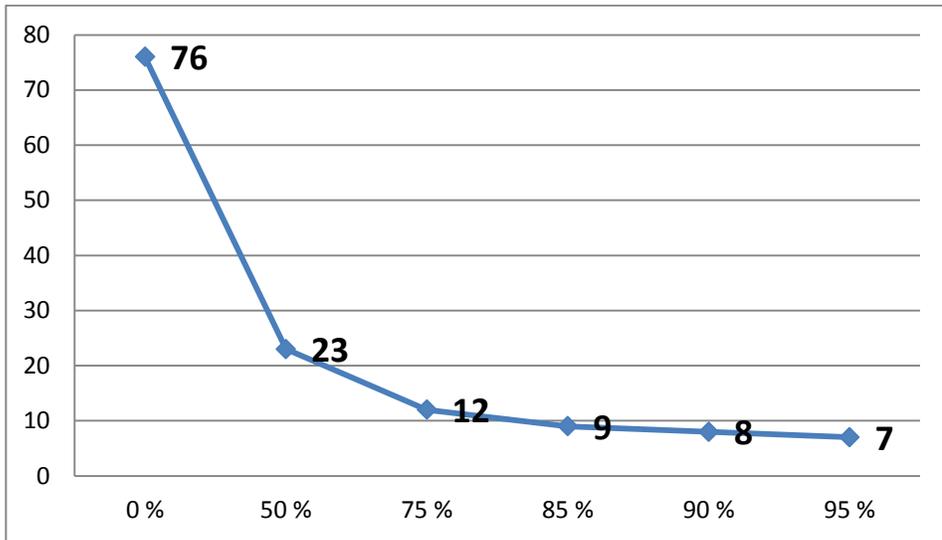
Tabla LXXIV. **Número de penalizaciones para cada nivel de confianza**

Nivel de confianza	Fallas leves	Fallas graves
0 %	76	19
50 %	23	5
75 %	12	3
85 %	9	2
90 %	8	2
95 %	7	1

Fuente: elaboración propia.

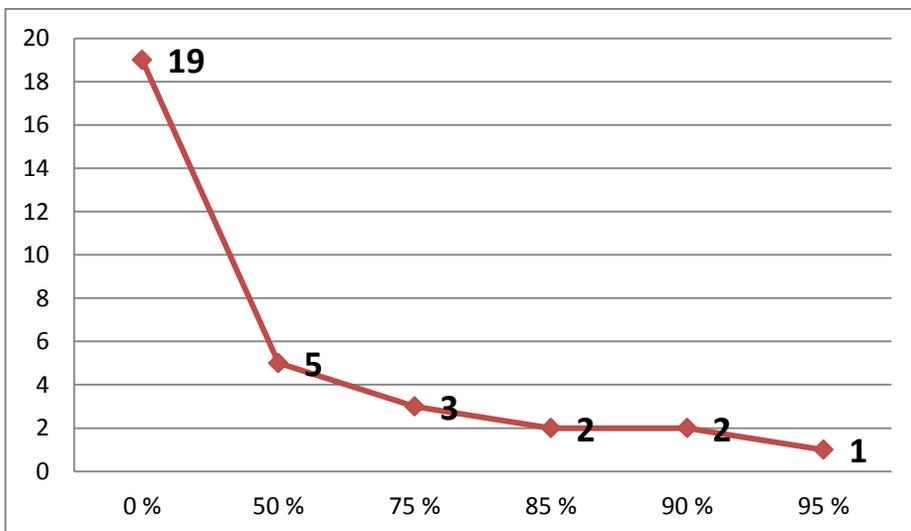
En este caso, se observa cómo, al aumentar el nivel de confianza, se reducen las fallas leves y, por consiguiente, las fallas graves, comparándola con un nivel de confianza del 0 %, es decir, sin aumentar la reserva secundaria. Cabe resaltar que con solo un nivel de confianza del 50 % se reducen de gran manera las penalizaciones, y conforme se aumenta el nivel de confianza, ya no se logra ver el mismo resultado, pues cada vez se disminuyen menos penalizaciones, como se muestra en las figuras 38 y 39.

Figura 38. **Fallas leves en el mes**



Fuente: elaboración propia.

Figura 39. **Fallas graves en el mes**



Fuente: elaboración propia.

En este caso se ve cómo, al aumentar la reserva secundaria, se disminuye el número de penalizaciones al mes y estas a su vez en el costo de las penalizaciones. Conforme a las normas del RMER, las fallas leves tienen un costo de \$ 20 000 y las fallas graves un costo de \$ 200 000. En el caso que no se suba la reserva secundaria se tendría un costo total de:

$$76 * \$ 20\,000 = \$ 1\,520\,000 \text{ costo de fallas leves}$$

$$19 * \$ 200\,000 = \$ 3\,800\,000 \text{ costo de fallas graves}$$

$$\$ 1\,520\,000 + \$ 3\,800\,000 = \$ 5\,320\,000 \text{ costo total}$$

Del mismo modo, se hace el cálculo para cada nivel de confianza, para ver cómo se disminuye el costo total de penalizaciones al aumentar la reserva secundaria, en la tabla LXXV se muestra un resumen con los costos totales.

Tabla LXXV. **Costo total de penalizaciones**

	Fallas leves	Fallas graves	Multa fallas leves	Multas fallas graves	TOTAL
0 %	76	19	\$ 20 000,00	\$ 200 000,00	\$ 5 320 000,00
50 %	23	5	\$ 20 000,00	\$ 200 000,00	\$ 1 460 000,00
75 %	12	3	\$ 20 000,00	\$ 200 000,00	\$ 840 000,00
85 %	9	2	\$ 20 000,00	\$ 200 000,00	\$ 580 000,00
90 %	8	2	\$ 20 000,00	\$ 200 000,00	\$ 560 000,00
95 %	7	1	\$ 20 000,00	\$ 200 000,00	\$ 340 000,00

Fuente: elaboración propia.

4.3. Análisis de costo beneficio para el dimensionamiento de la reserva secundaria

Si se compara el costo del aumento de la reserva secundaria con el costo operativo mensual sin el aumento de la reserva secundaria, se obtiene el sobrecosto mensual que se tendría al aumentar la reserva secundaria para cada diferente nivel de confianza, como se muestra en la tabla LXXVI. El valor del costo mensual total y el sobrecosto está dado en miles de dólares

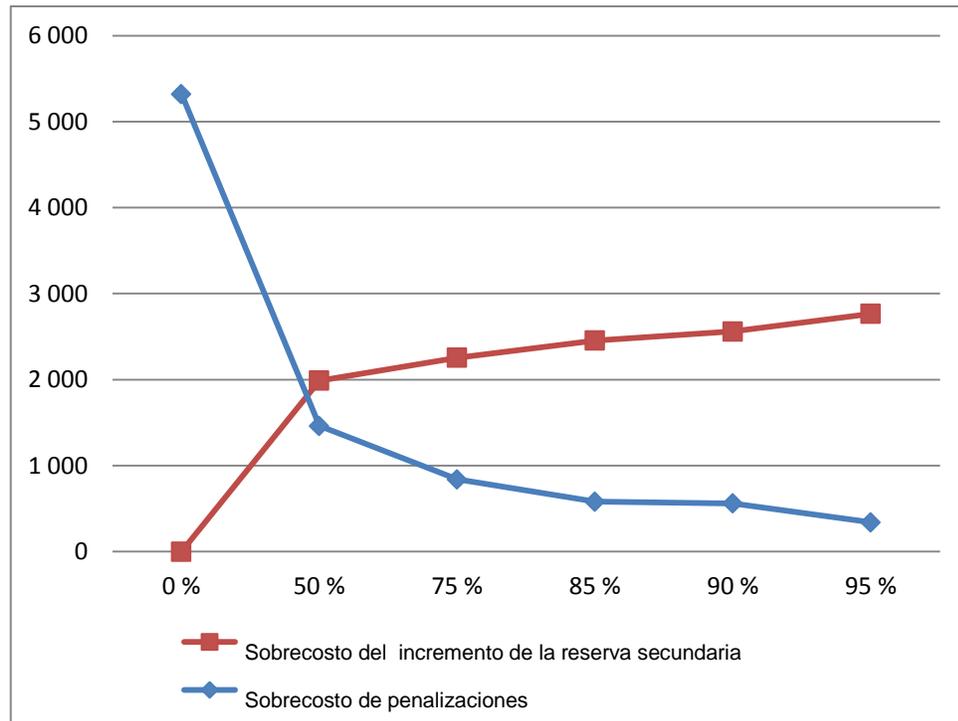
Tabla LXXVI. **Sobrecosto mensual del incremento de la reserva secundaria**

	COSTO MENSUAL TOTAL	SOBRECOSTO MENSUAL
0 %	\$ 31 468,59	\$ 0,00
50 %	\$ 33 456,28	\$ 1 987,69
75 %	\$ 33 722,19	\$ 2 253,60
85 %	\$ 33 923,31	\$ 2 454,72
90 %	\$ 34 028,34	\$ 2 559,75
95 %	\$ 34 233,59	\$ 2 765,00

Fuente: elaboración propia.

Teniendo ya los sobrecostos dado por penalizaciones y los sobrecostos dados por el incremento de la reserva secundaria, se puede hacer un análisis costo beneficio para determinar qué nivel de confianza es el óptimo para el despacho económico mensual. En la figura 40 se muestra la gráfica de estos dos sobrecostos. El costo está dado en miles de dólares.

Figura 40. **Sobrecosto de penalizaciones vs. sobrecosto del incremento de la reserva secundaria**



Fuente: elaboración propia.

4.3.1. **Obtención del punto óptimo del incremento de la reserva secundaria**

Para obtener qué nivel de confianza da el incremento óptimo de la reserva secundaria, se calcula el sobrecosto total para cada nivel de confianza, es decir, la suma del sobrecosto por incremento de la reserva secundaria, así como el sobrecosto de penalizaciones y en el que se obtenga el menor costo ese será el valor.

En el caso de no incrementar la reserva secundaria se tendría el siguiente costo operativo total:

$$\text{Costo de penalizaciones} + \text{costo del incremento de la reserva secundaria} \\ \$ 5\,320\,000 + \$0 = \$ 5\,320\,000$$

Con un nivel de confianza del 50 % se tendría el siguiente costo:

$$\$ 1\,460\,000 + \$ 1\,987\,693,54 = \$ 3\,447\,693,54$$

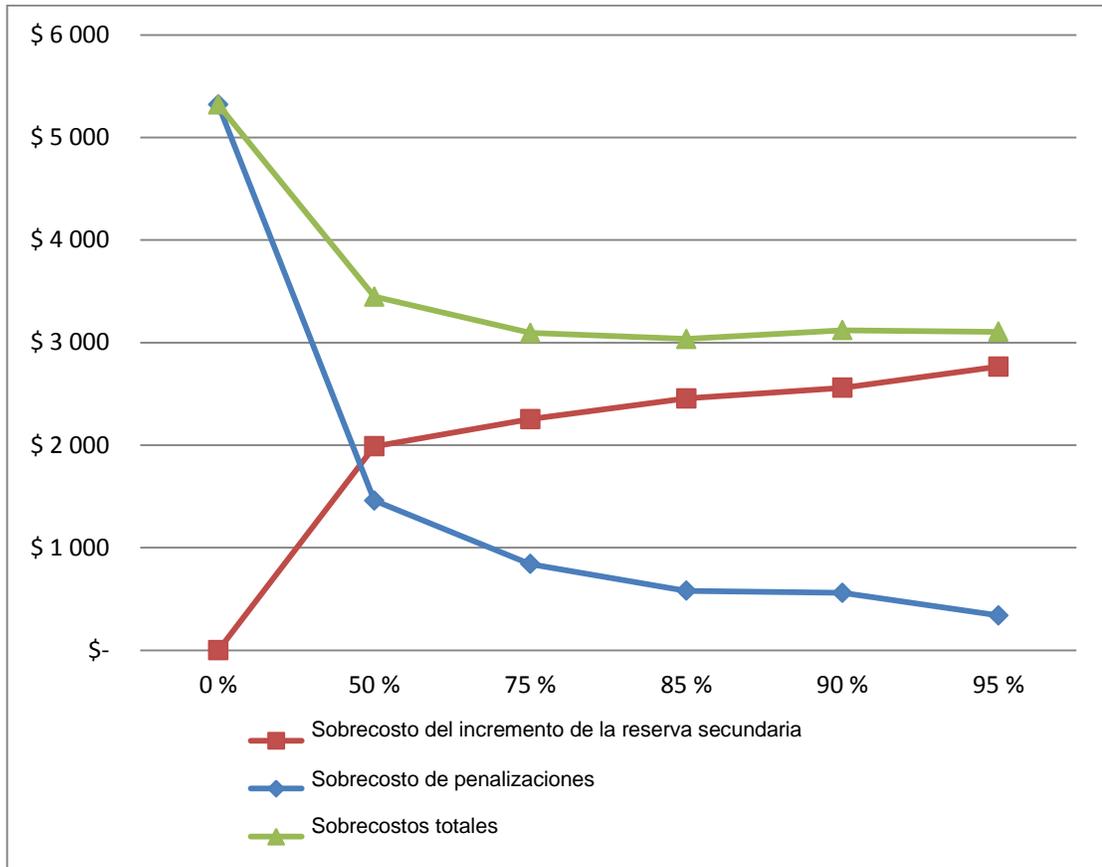
En la tabla LXXII se observa el resumen de los sobrecostos obtenidos para cada nivel de confianza.

Tabla LXXVII. **Sobrecostos totales**

	INCREMENTO DE LA RESERVA SECUNDARIA	PENALIZACIONES	TOTAL
0 %	\$ 0,00	\$ 5 320 000,00	\$ 5 320 000,00
50 %	\$ 1 987 693,54	\$ 1 460 000,00	\$ 3 447 693,54
75 %	\$ 2 253 604,65	\$ 840 000,00	\$ 3 093 604,65
85 %	\$ 2 454 722,31	\$ 580 000,00	\$ 3 034 722,31
90 %	\$ 2 559 750,97	\$ 560 000,00	\$ 3 119 750,97
95 %	\$ 2 764 997,36	\$ 340 000,00	\$ 3 104 997,36

Fuente: elaboración propia.

Figura 41. Curva costo/beneficio



Fuente: elaboración propia.

En la figura 41 se observa como los sobrecostos totales llegan a su punto mínimo en el 85 % y después sube un poco el sobrecosto. También indica que después del punto mínimo, la curva de costos totales tiende a quedarse en un valor constante, esto indica que por más que se haga crecer el nivel de confianza para reducir las penalizaciones, el sobrecosto total va a seguir siendo casi igual y puede tener una tendencia a incrementarse un poco.

Como se vio en la tabla LXXVII y en la curva costo/beneficio, el valor óptimo serían los sobrecostos con un nivel de confianza del 85 %, y como se ve en la tabla LXXVIII, estos serían los valores de potencia, en megavatios, de la reserva secundaria a incrementar y los valores totales sugeridos.

Tabla LXXVIII. **Incremento de la reserva secundaria sugerido**

Horario	Reserva secundaria actual	Reserva secundaria a incrementar	TOTAL
00:01-01:00	35,66 MW	14,11 MW	49,77 MW
01:01-02:00	35,00 MW	8,61 MW	43,61 MW
02:01-03:00	34,98 MW	12,64 MW	47,62 MW
03:01-04:00	35,44 MW	7,86 MW	43,30 MW
04:01-05:00	37,93 MW	7,40 MW	45,33 MW
05:01-06:00	42,13 MW	13,46 MW	55,59 MW
06:01-07:00	34,58 MW	15,01 MW	49,59 MW
07:01-08:00	36,58 MW	23,21 MW	59,79 MW
08:01-09:00	40,17 MW	14,68 MW	54,85 MW
09:01-10:00	41,65 MW	10,3 MW	51,95 MW
10:01-11:00	43,13 MW	18,69 MW	61,82 MW
11:01-12:00	43,32 MW	11,10 MW	54,42 MW
12:01-13:00	42,92 MW	14,69 MW	57,61 MW
13:01-14:00	42,94 MW	15,99 MW	58,93 MW
14:01-15:00	42,84 MW	14,91 MW	57,75 MW
15:01-16:00	42,02 MW	16,91 MW	58,93 MW
16:01-17:00	42,02 MW	20,61 MW	62,63 MW
17:01-18:00	43,28 MW	18,14 MW	61,42 MW
18:01-19:00	32,62 MW	28,14 MW	60,76 MW
19:01-20:00	32,50 MW	15,45 MW	47,95 MW
20:01-21:00	30,88 MW	21,70 MW	52,58 MW
21:01-22:00	25,38 MW	21,68 MW	47,06 MW
22:01-23:00	44,00 MW	13,45 MW	57,45 MW
23:01-24:00	39,7 MW	13,54 MW	53,24 MW

Fuente: elaboración propia.

Esto implica que se tendría que contar con una oferta mínima de reserva rodante operativa de 62,63 MW, que es el resultado obtenido para el periodo de 16:00 – 17:00 horas, como las ofertas se hacen para todo el día y no por hora, lo mínimo que se debería contar en el parque generador destinado para la reserva rodante operativa sería ese valor, pero lo aconsejable sería tener más, por si alguna unidad tuviera problemas y no pudiera generar.

CONCLUSIONES

1. Es importante conocer cómo funciona la reserva rodante operativa y cuál es su función en un mercado eléctrico, porque con base en eso se puede tener una idea más general del porqué es necesario dimensionarla.
2. Del análisis del desempeño se observó que se tuvieron 326 faltas o incumplimientos en períodos de 10 minutos, donde el promedio del ACE no cumple con lo requerido por los criterios CPS, y que, a su vez, estas generan alrededor de 76 penalizaciones o infracciones al RMER (más de un periodo de 10 minutos fallado en una misma hora).
3. La interconexión con otra área de control con un Bias mayor, tiene un factor influyente en la dimensión del parámetro L10, con el cual el SNI puede o no incurrir en faltas, ya que al estar cerrada la interconexión cambia drásticamente el parámetro L10 utilizado de referencia en la evaluación de los criterios CPS.
4. Las horas donde hay más incumplimientos corresponden a los periodos de 06:01 – 07:00 horas y 21:01 – 22:00 horas que es la hora antes y la hora posterior al cierre de la interconexión con otra área de control, se puede observar que la mayoría de estos incumplimientos se dan en las horas de demanda mínima (00:01-07:00 y 22:01-24:00) esto se debe a que en este período de tiempo el examen se vuelve más riguroso debido a que el valor de L10 cambia de 26,66 MW a 11,45 MW.

5. Los dos métodos utilizados en la propuesta de dimensionamiento mostraron resultados muy parecidos, por lo que se puede tomar cualquiera para realizar el dimensionamiento.
6. Al incrementar la reserva rodante operativa, a manera de reducir el desbalance que se tiene de generación demanda, en al menos un 50 % se puede lograr reducir el número de penalizaciones hasta en un 70 %.
7. Al incrementar la reserva rodante operativa se incrementa el valor del costo operativo mensual, pero se reduce el número de penalizaciones y por consiguiente el costo total de estas penalizaciones.
8. Corrigiendo el balance de demanda de generación hasta un 85 %, incrementando la reserva rodante operativa, se logra obtener los valores que optimizan el costo total operativo del SNI en un mes.

RECOMENDACIONES

1. Dimensionar la reserva rodante operativa en los valores sugeridos para optimizar los costos totales de operación mensual.
2. Hacer el análisis de cómo se comporta la reserva rodante operativa en un sistema nacional interconectado donde se vea que los flujos en las interconexiones adyacentes se mantengan en valores no programados.
3. En dado caso los valores de un sistema eléctrico de potencia cambien drásticamente, debido al ingreso de nuevas tecnologías de generación como pueden ser las eólicas, solares, geotérmicas entre otras, se debe hacer un análisis simulando la entrada de estas tecnologías, ya que muchas no aportan inercia al sistema y pueden tener cambios grandes de generación en periodos muy cortos de tiempo.
4. En dado caso se quiera hacer un análisis más detallado, se podría estudiar el incremento de la reserva rodante operativa, reduciendo el porcentaje de incumplimiento de generación demanda, cada 2 o 3 %.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Normas de coordinación comercial*. NCC8. Guatemala: AMM, 2007. 56 p.
2. _____. *Normas de coordinación operativa*. NCO3 y NCO4. Guatemala: AMM, 2007. 56 p.
3. *Anuario año 2007 de Chilectra*. [en línea]. <<http://www.chilectra.cl/wps/wcm/connect/ngchl/ChilectraCl>>. [Consulta: junio de 2015].
4. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. *Reglamento del mercado eléctrico regional*. RMER. Guatemala CRIE, 2005. 187 p.
5. *Control automático de generación*. [en línea]. < <https://prezi.com/8v0kow0ssdu3/control-automatico-de-generacion-agc> >. [Consulta: junio de 2015].
6. CORJENO, Robinson; CARRASCO, Sebastian; CHAVEZ, Héctor. *Problemáticas asociadas al control de frecuencia en presencia de generación variable*. Chile: Redalyc, 2001. 176 p.
7. CORTÉ, Ignacio; BERNAL, Fidel; RODRÍGUEZ, Luis. *El control automático de generación en el sistema peninsular español*. USA: McGraw-Hill, 1994. 198 p.

8. *Distribución de frecuencias*. [en línea]. <http://www.uv.es/webgid/Descriptiva/3_distribucion_de_frecuencias.html>. [Consulta: julio de 2015].
9. *Distribución normal*. [en línea]. <http://www.uoc.edu/in3/emath/docs/Distrib_Normal.pdf>. [Consulta: julio de 2015].
10. HUAMAN MUCHICA, Andrés Edwin. *Control automático de la generación en el sistema eléctrico interconectado nacional*. Perú: Guzlop. 2012. 98 p.
11. *Ley General de Electricidad. Decreto número 93-96*. 21 de noviembre de 1996, p. 18.
12. *Mercado eléctrico*. [en línea]. <https://es.wikipedia.org/wiki/Mercado_el%C3%A9ctrico>. [Consulta: junio de 2015].
13. *Nivel de confianza*. [en línea]. <https://es.wikipedia.org/wiki/Nivel_de_confianza>. [Consulta: julio de 2015].
14. *Reglamento de la Ley General de Electricidad. Decreto número 256-97*. 21 de marzo de 1997, p. 44.
15. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Decreto número 256-97*. 25 de mayo de 1998, p. 27.
16. SOLÉ MARTÍN, Carlos. *Supervisión del mercado en el sistema eléctrico español*. España: Thomson Reuters, 2009. 77 p.

ANEXOS

Anexo 1. Tabla del estadístico Z

z	segundo decimal de z									
	0,00	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09
-3.4	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0002
-3.3	0.0005	0.0005	0.0005	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0003
-3.2	0.0007	0.0007	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0006	0.0005	0.0005	0.0005
-3.1	0.0010	0.0009	0.0009	0.0009	0.0008	0.0008	0.0008	0.0008	0.0007	0.0007
-3.0	0.0013	0.0013	0.0013	0.0012	0.0012	0.0011	0.0011	0.0011	0.0010	0.0010
-2.9	0.0019	0.0018	0.0018	0.0017	0.0016	0.0016	0.0015	0.0015	0.0014	0.0014
-2.8	0.0026	0.0025	0.0024	0.0023	0.0023	0.0022	0.0021	0.0021	0.0020	0.0019
-2.7	0.0035	0.0034	0.0033	0.0032	0.0031	0.0030	0.0029	0.0028	0.0027	0.0026
-2.6	0.0047	0.0045	0.0044	0.0043	0.0041	0.0040	0.0039	0.0038	0.0037	0.0036
-2.5	0.0062	0.0060	0.0059	0.0057	0.0055	0.0054	0.0052	0.0051	0.0049	0.0048
-2.4	0.0082	0.0080	0.0078	0.0075	0.0073	0.0071	0.0069	0.0068	0.0066	0.0064
-2.3	0.0107	0.0104	0.0102	0.0099	0.0096	0.0094	0.0091	0.0089	0.0087	0.0084
-2.2	0.0139	0.0136	0.0132	0.0129	0.0125	0.0122	0.0119	0.0116	0.0113	0.0110
-2.1	0.0179	0.0174	0.0170	0.0166	0.0162	0.0158	0.0154	0.0150	0.0146	0.0143
-2.0	0.0228	0.0222	0.0217	0.0212	0.0207	0.0202	0.0197	0.0192	0.0188	0.0183
-1.9	0.0287	0.0281	0.0274	0.0268	0.0262	0.0256	0.0250	0.0244	0.0239	0.0233
-1.8	0.0359	0.0351	0.0344	0.0336	0.0329	0.0322	0.0314	0.0307	0.0301	0.0294
-1.7	0.0446	0.0436	0.0427	0.0418	0.0409	0.0401	0.0392	0.0384	0.0375	0.0367
-1.6	0.0548	0.0537	0.0526	0.0516	0.0505	0.0495	0.0485	0.0475	0.0465	0.0455
-1.5	0.0668	0.0655	0.0643	0.0630	0.0618	0.0606	0.0594	0.0582	0.0571	0.0559
-1.4	0.0808	0.0793	0.0778	0.0764	0.0749	0.0735	0.0721	0.0708	0.0694	0.0681
-1.3	0.0968	0.0951	0.0934	0.0918	0.0901	0.0885	0.0869	0.0853	0.0838	0.0823
-1.2	0.1151	0.1131	0.1112	0.1093	0.1075	0.1056	0.1038	0.1020	0.1003	0.0985
-1.1	0.1357	0.1335	0.1314	0.1292	0.1271	0.1251	0.1230	0.1210	0.1190	0.1170
-1.0	0.1587	0.1562	0.1539	0.1515	0.1492	0.1469	0.1446	0.1423	0.1401	0.1379
-0.9	0.1841	0.1814	0.1788	0.1762	0.1736	0.1711	0.1685	0.1660	0.1635	0.1611
-0.8	0.2119	0.2090	0.2061	0.2033	0.2005	0.1977	0.1949	0.1922	0.1894	0.1867
-0.7	0.2420	0.2389	0.2358	0.2327	0.2296	0.2266	0.2236	0.2206	0.2177	0.2148
-0.6	0.2743	0.2709	0.2676	0.2643	0.2611	0.2578	0.2546	0.2514	0.2483	0.2451
-0.5	0.3085	0.3050	0.3015	0.2981	0.2946	0.2912	0.2877	0.2843	0.2810	0.2776
-0.4	0.3446	0.3409	0.3372	0.3336	0.3300	0.3264	0.3228	0.3192	0.3156	0.3121
-0.3	0.3821	0.3783	0.3745	0.3707	0.3669	0.3632	0.3594	0.3557	0.3520	0.3483
-0.2	0.4207	0.4168	0.4129	0.4090	0.4052	0.4013	0.3974	0.3936	0.3897	0.3859
-0.1	0.4602	0.4562	0.4522	0.4483	0.4443	0.4404	0.4364	0.4325	0.4286	0.4247
0.0	0.5000	0.5040	0.5080	0.5120	0.5160	0.5199	0.5239	0.5279	0.5319	0.5359
0.1	0.5398	0.5438	0.5478	0.5517	0.5557	0.5596	0.5636	0.5675	0.5714	0.5753
0.2	0.5793	0.5832	0.5871	0.5910	0.5948	0.5987	0.6026	0.6064	0.6103	0.6141
0.3	0.6179	0.6217	0.6255	0.6293	0.6331	0.6368	0.6406	0.6443	0.6480	0.6517
0.4	0.6554	0.6591	0.6628	0.6664	0.6700	0.6736	0.6772	0.6808	0.6844	0.6879
0.5	0.6915	0.6950	0.6985	0.7019	0.7054	0.7088	0.7123	0.7157	0.7190	0.7224
0.6	0.7257	0.7291	0.7324	0.7357	0.7389	0.7422	0.7454	0.7486	0.7517	0.7549
0.7	0.7580	0.7611	0.7642	0.7673	0.7704	0.7734	0.7764	0.7794	0.7823	0.7852
0.8	0.7881	0.7910	0.7939	0.7967	0.7995	0.8023	0.8051	0.8078	0.8106	0.8133
0.9	0.8159	0.8186	0.8212	0.8238	0.8264	0.8289	0.8315	0.8340	0.8365	0.8389
1.0	0.8413	0.8438	0.8461	0.8485	0.8508	0.8531	0.8554	0.8577	0.8599	0.8621
1.1	0.8643	0.8665	0.8686	0.8708	0.8729	0.8749	0.8770	0.8790	0.8810	0.8830
1.2	0.8849	0.8869	0.8888	0.8907	0.8925	0.8944	0.8962	0.8980	0.8997	0.9015
1.3	0.9032	0.9049	0.9066	0.9082	0.9099	0.9115	0.9131	0.9147	0.9162	0.9177
1.4	0.9192	0.9207	0.9222	0.9236	0.9251	0.9265	0.9279	0.9292	0.9306	0.9319
1.5	0.9332	0.9345	0.9357	0.9370	0.9382	0.9394	0.9406	0.9418	0.9429	0.9441
1.6	0.9452	0.9463	0.9474	0.9484	0.9495	0.9505	0.9515	0.9525	0.9535	0.9545
1.7	0.9554	0.9564	0.9573	0.9582	0.9591	0.9599	0.9608	0.9616	0.9625	0.9633
1.8	0.9641	0.9649	0.9656	0.9664	0.9671	0.9678	0.9686	0.9693	0.9699	0.9706
1.9	0.9713	0.9719	0.9726	0.9732	0.9738	0.9744	0.9750	0.9756	0.9761	0.9767
2.0	0.9772	0.9778	0.9783	0.9788	0.9793	0.9798	0.9803	0.9808	0.9812	0.9817
2.1	0.9821	0.9826	0.9830	0.9834	0.9838	0.9842	0.9846	0.9850	0.9854	0.9857
2.2	0.9861	0.9864	0.9868	0.9871	0.9875	0.9878	0.9881	0.9884	0.9887	0.9890
2.3	0.9893	0.9896	0.9898	0.9901	0.9904	0.9906	0.9909	0.9911	0.9913	0.9916
2.4	0.9918	0.9920	0.9922	0.9925	0.9927	0.9929	0.9931	0.9932	0.9934	0.9936
2.5	0.9938	0.9940	0.9941	0.9943	0.9945	0.9946	0.9948	0.9949	0.9951	0.9952
2.6	0.9953	0.9955	0.9956	0.9957	0.9959	0.9960	0.9961	0.9962	0.9963	0.9964
2.7	0.9965	0.9966	0.9967	0.9968	0.9969	0.9970	0.9971	0.9972	0.9973	0.9974
2.8	0.9974	0.9975	0.9976	0.9977	0.9977	0.9978	0.9979	0.9979	0.9980	0.9981
2.9	0.9981	0.9982	0.9982	0.9983	0.9984	0.9984	0.9985	0.9985	0.9986	0.9986
3.0	0.9987	0.9987	0.9987	0.9988	0.9988	0.9989	0.9989	0.9989	0.9990	0.9990
3.1	0.9990	0.9991	0.9991	0.9991	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9993	0.9993
3.2	0.9993	0.9993	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9995	0.9995	0.9995
3.3	0.9995	0.9995	0.9995	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9997
3.4	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9998

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

