



# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

---

---

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

## ANÁLISIS DEL RIESGO DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA DESREGULADOS

### T E S I S

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

P R E S E N T A:

ING. JUAN MANUEL RAMÍREZ SÁNCHEZ



DEDICATORIA

*A mis Padres, por haberme otorgado la Vida y cumplir mis sueños.*

*A mis hermanos por recibir su apoyo incondicional.*

*A Kary por el apoyo Espiritual  
y poder vencer mis temores para  
poder culminar esta etapa de  
mi Vida.*

## AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Jaime Robles García como mi director de tesis por brindarme su atención, consejos, motivación, conocimientos, tiempo y apoyo para terminar la tesis.

A los miembros del mí comisión revisora: Dr. Daniel Olguín Salinas, Dr David Romero Romero, Dr. Ricardo Octavio A. Mota Palomino, Dr. Mohamed Badaoui y Dr. David Sebastian Baltazar; por sus recomendaciones y consejos atinados para mejorar este trabajo y por brindarme sus conocimientos durante las horas clase a lo largo de mi estancia en este la SEPI-Zac.

A mis compañeros y amigos por brindarme sus consejos, amistad y confianza a lo largo de esta estancia en la sección.

Al CONACYT y al Instituto Politécnico Nacional por brindarme el apoyo económico necesario para regresar y poder terminar la Maestría.

## RESUMEN

La desregularización del sector eléctrico en México, propicia a la inversión e implementación de nuevas tecnologías de generación, cuyo objetivo es mejorar los servicios de transmisión (costo, energías limpias), y acceso abierto a la red de transmisión y red de distribución para esto se creó el mercado eléctrico mayorista, una modalidad para participar en el mercado eléctrico mayorista es a través de las subastas (mediano y largo plazo), hasta el momento ya se realizaron dos subastas de largo plazo en las que se tienen la mayor parte de las ofertas ganadoras con fuentes de generación solar y eólica, sin embargo en la parte operativa se espera que entren en operación en enero 2018 y enero de 2019 respectivamente y se tienen que realizar los estudios pertinentes para analizar el impacto en la red de transmisión.

Es por eso que surge la necesidad de realizar el análisis del riesgo en los sistemas eléctricos de potencia, con el fin de estimar la habilidad del sistema para desempeñar su función de llevar la energía eléctrica de las centrales generadoras a los diferentes puntos de carga. El análisis del riesgo incluye la probabilidad de falla y sus consecuencias (de la falla), esto se mide con los índices de riesgo. Para los sistemas eléctricos de potencia, el análisis del riesgo requiere de dos puntos principales. El primer punto es seleccionar el estado del sistema (reconfiguración del sistema cuando falla un componente) y calcular su probabilidad (probabilidad de falla del componente). Lo segundo es analizar el problema del estado seleccionado y realizar las medidas remediales del problema en el acaso que se requiera.

En este trabajo se realiza el análisis del riesgo de la red de transmisión al conectar las unidades generadoras o demanda de posibles contratos que se requieran implementar a la red, también se consideran los resultados de las ofertas ganadoras en la segunda subasta de largo plazo. La selección del estado de falla y cálculo de su probabilidad de falla se obtienen con la simulación de Monte Carlo a partir de la función de densidad de falla y de la tasa de falla de cada componente. Se utilizó los estudios de flujos de potencia en corriente alterna y flujos de potencia óptimos en corriente alterna de la paquetería de Matpower, para realizar el análisis del sistema (del estado de falla seleccionado) y realizar medidas remediales requeridas, respectivamente.

Se desarrolló un programa con lenguaje de programación de MATLAB, realizando las simulaciones con caso base (sin subastas) y con subastas, ambos casos se realizan con demanda máxima y con demanda aleatoria para los sistemas de prueba de 6 nodos y 24 nodos. Los resultados obtenidos muestran que es necesario realizar el análisis del riesgo, ya que determina el impacto de los contratos en la red de transmisión, esto se evalúa con los índices de riesgo anual, tales como número de fallas, costo de operación, sobrecargas en líneas de transmisión, y por nodo, corte de carga, energía esperada no servida, precios nodales.

## ABSTRACT

The deregulation of the electricity sector in Mexico is conducive to the investment and implementation of new generation technologies, whose objective is to improve transmission services (cost, clean energy) and open access to the transmission network and distribution network for this purpose was created the wholesale electricity market, a modality to participate in the wholesale electricity market is through auctions (medium and long term), so far have been two long-term auctions in which they have the most of the winning bids with solar and wind generation sources, however in the operational part they are expected to start operating in January 2018 and January 2019 respectively and relevant studies have to be carried out to analyze the impact on the transmission network.

This is why there is a need to perform the risk analysis in power systems, in order to estimate the ability of the system to perform its function of bringing electrical power from generating plants to different load points. The risk analysis includes the probability of failure and its consequences (of the failure), this is measured with the risk indexes. For power electrical systems, risk analysis requires two main points. The first point is to select the state of the system (system reconfiguration when a component fails) and calculate its probability (probability of component failure). The second is to analyze the problem of the selected state and to make the remedial measures of the problem in the required chance.

In this work the analysis of the transmission network risk is performed by connecting the generating units or demand for possible contracts that need to be implemented to the network, the results of the winning bids are also considered in the second long-term auction. The selection of the failure state and calculation of its failure probability are obtained with the Monte Carlo simulation from the failure density function and the failure rate of each component. It was used the studies of AC power flow and AC optimum power flows of Matpower package, to perform the analysis of the system (of the selected fault state) and to take remedial measures required, respectively.

It developed a program with MATLAB programming language, performing the simulations with base case (without auctions) and with auctions, both cases are performed with maximum demand and random demand for the test systems of 6 nodes and 24 nodes. The results show that it is necessary to perform the risk analysis, since it determines the impact of the contracts in the transmission network, this is evaluated with annual risk indexes, such as number of failures, cost of operation, overloads in transmission lines, and by node, load cut, expected energy not served, nodal costs.

---

---

CONTENIDO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

DEDICATORIA.....iv

AGRADECIMIENTOS ..... v

RESUMEN .....vi

ABSTRACT..... vii

CONTENIDO..... viii

ÍNDICE DE TABLAS..... xiii

ÍNDICE DE FIGURAS ..... xv

ABREVIATURAS..... xvii

NOMENCLATURA ..... xviii

**CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN ..... 1**

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... 3

1.2 OBJETIVO..... 4

1.3 JUSTIFICACIÓN ..... 4

1.4 LIMITACIONES Y ALCANCES ..... 4

1.5 ESTADO DEL ARTE..... 5

1.6 TRABAJOS DESARROLLADOS EN SEPI..... 6

1.7 APORTACIONES..... 6

1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS ..... 6

**CAPÍTULO 2 ..... ANÁLISIS DEL RIESGO EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA ..... 9**

2.1 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE RIESGO ..... 10

2.1.1 Métodos para sistemas complejos..... 11

2.1.1.1 Enumeración de estado ..... 11

2.1.1.2	Simulación de Monte Carlo no secuencial .....	11
2.1.1.3	Simulación de Monte Carlo Secuencial .....	12
2.2	TÉCNICAS PARA EVALUAR EL RIESGO.....	13
2.2.1	Análisis de contingencias N-1.....	14
2.3	METODOLOGÍA PROPUESTA .....	15
2.4	MODELO ELÉCTRICO DE LOS COMPONENTES .....	16
2.4.1	Modelo de líneas de transmisión y transformadores.....	16
2.4.2	Generadores.....	18
2.4.3	Carga.....	19
2.4.4	Componentes en derivación. ....	19
2.5	MODELO DE FALLA DE LOS COMPONENTES.....	20
2.5.1	Método de transformación inversa .....	22
2.6	MODELO DE LA DEMANDA ALEATORIA .....	25
2.6.1	Ejemplo.....	26
2.7	MODELO DE GENERACIÓN .....	29
2.8	GENERADOR DE NÚMEROS ALEATORIOS.....	30
2.9	PROCEDIMIENTO DE SIMULACIÓN.....	31
2.9.1	Simulación de Monte Carlo.....	31
2.10	ANÁLISIS DEL SISTEMA .....	34
2.10.1	Criterios de seguridad y adecuación .....	34
2.10.1.1	Estados de operación. ....	34
2.11	MEDIDAS REMEDIALES .....	36
2.11.1	Flujos de potencia óptimos.....	37
2.12	CÁLCULO DE ÍNDICES DE RIESGO.....	40
2.13	NÚMERO DE SIMULACIONES .....	42
<b>CAPÍTULO 3 .....CONTRATOS DE SUBASTAS DE ENERGÍA</b>		
<b>CONSIDERANDO EL RIESGO.....</b>		<b>45</b>
3.1	CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA DESREGULADO .	45
3.2	ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DESREGULADO .....	47
3.2.1	Compañías de Generación (gencos).....	48
3.2.2	Compañías de transmisión (transcos) .....	48
3.2.3	Compañías de distribución (discos).....	48
3.2.4	Consumidores .....	48
3.2.5	Operador Independiente del Sistema (ISO).....	48
3.2.6	Operador del mercado.....	49
3.3	MODELOS DE MERCADO .....	49

3.3.1	Modelo Pool .....	49
3.3.2	Contratos bilaterales .....	49
3.3.3	Modelo híbrido .....	50
3.4	DESREGULACIÓN EN MÉXICO.....	50
3.4.1	Separación del sector eléctrico.....	51
3.4.2	Mercado eléctrico mayorista.....	53
3.4.2.1	Participantes del mercado eléctrico mayorista .....	55
3.4.3	Subastas .....	58
3.4.3.1	Subastas de mediano plazo.....	59
3.4.3.2	Subastas de largo plazo .....	59
3.4.4	Confiabilidad .....	60
3.4.5	Estados operativos del Mercado Eléctrico Mayorista.....	61
3.5	ANÁLISIS DEL RIESGO CONSIDERANDO LOS CONTRATOS DE LAS SUBASTAS DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE POTENCIA.....	63
3.5.1	Modelo de las subastas .....	63
3.5.1.1	Ofertas de venta.....	64
3.5.1.2	Ofertas de compra .....	65
3.5.2	Administración de la congestión .....	65
3.6	METODOLOGÍA PROPUESTA CONSIDERANDO SUBASTAS.....	67
<b>CAPÍTULO 4 PRUEBAS Y RESULTADOS .....</b>		<b>69</b>
4.1	PROCESO PARA EL SISTEMA RBTS.....	70
4.2	SISTEMA DE 6 NODOS (RBTS).....	71
4.2.1	Análisis con demanda máxima .....	71
4.2.1.1	Caso base .....	71
4.2.1.2	Contrato 1 .....	72
4.2.1.2.1	Con incremento de generación .....	73
4.2.1.3	Contrato 2 .....	76
4.2.1.3.1	Con incremento de generación.....	77
4.2.2	Análisis con demanda aleatoria .....	80
4.2.2.1	Caso base .....	82
4.2.2.2	Contrato 1 .....	82
4.2.2.2.1	Con incremento de generación .....	83
4.2.2.3	Contrato 2 .....	86
4.2.2.3.1	Con incremento de generación .....	87
4.3	SISTEMA DE 24 NODOS (RTS) .....	90
4.3.1	Análisis con demanda máxima .....	91
4.3.1.1	Caso base .....	91
4.3.1.2	Contrato 1 .....	92
4.3.1.3	Contrato 2 .....	94
4.3.2	Análisis con demanda aleatoria .....	96



CONTENIDO

---

4.3.2.1	Caso base.....	98
4.3.2.2	Contrato 1 .....	99
4.3.2.3	Contrato 2 .....	101
<b>CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>		<b>103</b>
5.1	CONCLUSIONES.....	103
5.2	APORTACIONES.....	104
5.3	RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.....	104
<b>REFERENCIAS .....</b>		<b>105</b>
<b>APÉNDICE A DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA .....</b>		<b>111</b>
A.1	DATOS PARA EL SISTEMA DE PRUEBA DE 6 NODOS (RBTS) .....	111
A.2	DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBAS DEL SISTEMA DE 24 NODOS (RTS) .....	115
<b>APÉNDICE B CÓDIGO EN MATLAB DE LOS PROGRAMAS UTILIZADOS.....</b>		<b>123</b>

ÍNDICE DE TABLAS

**Capítulo 2**

Tabla 2.1 Parámetros que se utilizan para líneas de transmisión y transformadores .....18  
 Tabla 2.2 Datos horarios de generación y demanda del 12 de febrero del 2016 .....26  
 Tabla 2.3 Corte de carga para diferentes muestras para la simulación de Monte Carlo .....42  
 Tabla 2.4 Corte de carga para diferentes muestras para la simulación de Monte Carlo (cont.)43  
 Tabla 2.5 EENS para diferentes muestras para la simulación de Monte Carlo .....43  
 Tabla 2.6 EENS para diferentes muestras para la simulación de Monte Carlo (cont.) .....44

**Capítulo 3**

Tabla 3.1 Manejo del precio antes y después de la desregularización .....47  
 Tabla 3.2 Parámetros para oferta y demanda de las subastas de mediano plazo .....59  
 Tabla 3.3 Parámetros para oferta y demanda de las subastas de largo plazo .....60

**Capítulo 4**

Tabla 4.1 Resultados generales con demanda máxima del sistema RBTS .....72  
 Tabla 4.2 Resultados de índices en demanda máxima del sistema RBTS .....72  
 Tabla 4.3 Contrato 1 para el sistema RBTS .....72  
 Tabla 4.4 Resultados generales con el contrato 1 en demanda máxima del sistema RBTS.....73  
 Tabla 4.5 Resultados de índices con contrato 1 en demanda máxima del sistema RBTS .....73  
 Tabla 4.6 XLOL con el contrato 1 para el sistema RBTS .....74  
 Tabla 4.7 XLOL con el contrato 1 para el sistema RBTS (continuación) .....74  
 Tabla 4.8 EENS con el contrato 1 para el sistema RBTS.....75  
 Tabla 4.9 EENS con el contrato 1 para el sistema RBTS (continuación) .....75  
 Tabla 4.10 Subasta 2 para el sistema RBTS .....76  
 Tabla 4.11 Resultados generales con el contrato 2 en demanda máxima del sistema RBTS ....76  
 Tabla 4.12 Resultados de índices con el contrato 2 en demanda máxima del sistema RBTS....77  
 Tabla 4.13 XLOL con el contrato 2 para el sistema RBTS .....77  
 Tabla 4.14 XLOL con el contrato 2 para el sistema RBTS (continuación) .....78  
 Tabla 4.15 EENS con el contrato 2 para el sistema RBTS.....79  
 Tabla 4.16 EENS con el contrato 2 para el sistema RBTS (continuación) .....79  
 Tabla 4.17 Datos de las curvas diarias de demanda para el sistema RBTS .....81  
 Tabla 4.18 Coeficientes de ajuste de la demanda utilizados para el sistema RBTS.....81  
 Tabla 4.19 Resultados generales con demanda aleatoria del sistema RBTS .....82  
 Tabla 4.20 Resultados de índices en demanda aleatoria del sistema RBTS .....82  
 Tabla 4.21 Resultados generales con el contrato 1 en demanda aleatoria del sistema RBTS...83  
 Tabla 4.22 Resultados de índices con el contrato 1 en demanda aleatoria del sistema RBTS...83  
 Tabla 4.23 XLOL con el contrato 1 para el sistema RBTS .....83  
 Tabla 4.24 XLOL con el contrato 1 para el sistema RBTS (continuación) .....84  
 Tabla 4.25 EENS con el contrato 1 para el sistema RBTS.....85  
 Tabla 4.26 EENS con el contrato 1 para el sistema RBTS (continuación) .....85

## ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 4.27 Resultados generales con el contrato 2 en demanda aleatoria del sistema RBTS ...	86
Tabla 4.28 Resultados de índices con el contrato 2 en demanda aleatoria del sistema RBTS ..	86
Tabla 4.29 XLOL con el contrato 2 para el sistema RBTS .....	87
Tabla 4.30 XLOL con el contrato 2 para el sistema RBTS (continuación).....	87
Tabla 4.31 EENS con el contrato 2 para el sistema RBTS .....	88
Tabla 4.32 EENS con el contrato 2 para el sistema RBTS (continuación).....	89
Tabla 4.33 Resultados de índices en demanda máxima del sistema RTS .....	91
Tabla 4.34 Resultados generales con demanda máxima del sistema RTS.....	92
Tabla 4.35 Contrato 1 para el sistema RTS .....	92
Tabla 4.36 Unidades generadoras del contrato 1 para el sistema RTS .....	92
Tabla 4.37 Resultados de índices con el contrato 1 en demanda máxima del sistema RTS.....	93
Tabla 4.38 Resultados generales con el contrato 1 en demanda máxima del sistema RTS.....	94
Tabla 4.39 Resultados de índices con el contrato 2 en demanda máxima del sistema RTS.....	94
Tabla 4.40 Resultados de índices con el contrato2 en demanda máxima del sistema RTS (cont.) .....	95
Tabla 4.41 Resultados generales con el contrato 2 en demanda máxima del sistema RTS.....	95
Tabla 4.42 Datos de las curvas diarias de demanda para el sistema RTS .....	96
Tabla 4.43 Datos de las curvas diarias de demanda para el sistema RTS (Continuación).....	97
Tabla 4.44 Coeficientes de ajuste de la demanda utilizados para el sistema RTS.....	98
Tabla 4.45 Resultados generales con demanda aleatoria del sistema RTS.....	98
Tabla 4.46 Resultados de índices en demanda aleatoria del sistema RTS.....	99
Tabla 4.47 Resultados generales con el contrato 1 en demanda aleatoria del sistema RTS....	100
Tabla 4.48 Resultados de índices con el contrato 1 en demanda aleatoria del sistema RTS...	100
Tabla 4.49 Resultados de índices con el contrato 2 en demanda aleatoria del sistema RTS...	101
Tabla 4.50 Resultados generales con el contrato 2 en demanda aleatoria del sistema RTS....	102

### Apéndice A

Tabla A.1 Datos nodales .....	111
Tabla A. 2 Parámetros de líneas de transmisión.....	112
Tabla A. 3 Curva de entrada/salida de generadores.....	112
Tabla A. 4 Parámetros de confiabilidad de líneas de transmisión.....	112
Tabla A. 5 Parámetros de confiabilidad de unidades generadoras .....	113
Tabla A. 6 Datos de generadores ficticios .....	113
Tabla A. 7 Curva de costo entrada/salida de generadores ficticios .....	113
Tabla A. 8 Parámetros de confiabilidad de para las subastas.....	114
Tabla A. 9 Datos nodales .....	116
Tabla A. 10 Parámetros de líneas de transmisión o transformadores.....	117
Tabla A. 11 Datos de generadores.....	118
Tabla A. 12 Datos de costo de generadores .....	119
Tabla A. 13 Datos de generadores ficticios .....	120
Tabla A. 14 Curva de costo entrada/salida de generadores ficticios .....	121

ÍNDICE DE FIGURAS

**Capítulo 2**

*Figura 2.1 Niveles jerárquicos para el análisis de riesgo . . . . .*9  
*Figura 2.2 Proceso general para el análisis del riesgo en sistemas de potencia. . . . .*16  
*Figura 2.3 Modelo general para líneas de transmisión y transformadores . . . . .*17  
*Figura 2.4 Modelo de la línea a) línea corta b) línea larga . . . . .*17  
*Figura 2.5 Modelo del generador a) flujos C.A. b) flujos óptimos . . . . .*18  
*Figura 2.6 Modelo de carga. . . . .*19  
*Figura 2.7 Modelo de componentes en derivación. . . . .*20  
*Figura 2.8 Secuencia operativa de un componente reparable . . . . .*21  
*Figura 2.9 Modelo de dos estados para un componente reparable. . . . .*22  
*Figura 2.10 Historia operativa para un componente. . . . .*24  
*Figura 2.11 Curva de demanda del SIN (12-13 de febrero 2016) . . . . .*27  
*Figura 2.12 Curva de demanda normalizada . . . . .*27  
*Figura 2.13 Curva de duración de la demanda . . . . .*28  
*Figura 2.14 Curva del polinomio de ajuste . . . . .*29  
*Figura 2.15 Procedimiento de simulación secuencial de Monte Carlo . . . . .*31  
*Figura 2.16.- Diagrama de flujo para realizar el análisis del Riesgo . . . . .*33  
*Figura 2.17 Estados de operación de un sistema eléctrico . . . . .*35  
*Figura 2.18 Corte de carga para diferentes muestras para la simulación de Monte Carlo . . . . .*43  
*Figura 2.19 EENS para diferentes muestra para la simulación de Monte Carlo. . . . .*44

**Capítulo 3**

*Figura 3.1 Estructura típica de un sistema verticalmente integrado . . . . .*46  
*Figura 3.2 Estructura típica de un sistema desregulado . . . . .*47  
*Figura 3.3 Separación de organismos público en el sector eléctrico . . . . .*52  
*Figura 3.4 Nueva estructura del sector eléctrico. . . . .*53  
*Figura 3.5 Estructura del mercado eléctrico mayorista . . . . .*55  
*Figura 3.6 Proceso de registro y acreditación de participantes de mercado . . . . .*57  
*Figura 3.7 Ejemplo de un licitante en una subasta . . . . .*63  
*Figura 3.8 Ejemplo de asignación de contratos en las subastas . . . . .*64  
*Figura 3.9 Modelo de generación para las ofertas de venta. . . . .*64  
*Figura 3.10 Modelo de carga para las ofertas de compra. . . . .*65  
*Figura 3.11 Despacho de unidades para el OPF . . . . .*67  
*Figura 3.12 Análisis del riesgo con subastas . . . . .*68

**Capítulo 4**

*Figura 4.1 Sistema de 6 nodos RBTS . . . . .*71

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

<i>Figura 4.2 XLOL con incremento de generación considerando el contrato 1 para el sistema RBTS</i> .....	74
<i>Figura 4.3 EENS con incremento de generación considerando el contrato 1 para el sistema RBTS</i> .....	75
<i>Figura 4.4 XLOL con incremento de generación considerando el contrato 2 para el sistema RBTS</i> .....	78
<i>Figura 4.5 EENS con incremento de generación considerando el contrato 2 para el sistema RBTS</i> .....	79
<i>Figura 4.6 XLOL con incremento de generación considerando el contrato 2 para el sistema RBTS</i> .....	84
<i>Figura 4.7 EENS con incremento de generación considerando el contrato 1 para el sistema RBTS</i> .....	85
<i>Figura 4.8 XLOL con incremento de generación considerando el contrato 2 para el sistema RBTS</i> .....	88
<i>Figura 4.9 EENS con incremento de generación considerando el contrato 2 para el sistema RBTS</i> .....	89
<i>Figura 4.10 Sistema de 24 nodos de la IEEE RTS</i> .....	90

### **Apéndice A**

<i>Figura A.1 Diagrama unifilar del sistema de prueba de 6 nodos (RBTS)</i> .....	111
<i>Figura A. 2 Sistema de 24 nodos de la IEEE RTS</i> .....	115

### **Apéndice B**

<i>Figura B. 1 Ejemplo de resultados en pantalla del programa realizado para el análisis del riesgo.</i> .....	144
<i>Figura B. 2 Ejemplo de resultados en pantalla del programa realizado para el análisis del riesgo.</i> <i>(cont.)</i> .....	145
<i>Figura B. 3 Ejemplo de resultados en pantalla del programa realizado para el análisis del riesgo.</i> <i>(cont.)</i> .....	145

# ABREVIATURAS

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
OPF	Optimal Power Flow (Flujos de Potencia Óptimos)
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
CRE	Comisión Reguladora de Energía
SENER	Secretaria de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
RBTS	Roy Billinton Test System
RTS	Reliability Test System
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
CELS	Certificados de Energía Limpias
FOR	Forced Outage Rate (Tasa de salida forzada)
TF	Tiempo de Falla
TR	Tiempo de Reparación
Na	Número Aleatorio con distribución uniforme
MW	Mega Watt
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
MTTR	Tiempo Medio de Reparación
CC	Corte de Carga

# NOMENCLATURA

$\lambda$	Tasa de fallas
H	Tasa de reparación
U	Indisponibilidad
%D	Porcentaje de la demanda máxima
P	Potencia real
Q	Potencia reactiva
$P_{\max}$	Potencia real máxima
N	Número de años
$\theta$	Ángulo
V	Voltaje
p.u.	Por Unidad

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) una vez puesto en servicio se encuentra trabajando todo el tiempo, cuyo objetivo es cumplir con la demanda de energía de forma continua. Con el paso del tiempo el crecimiento de la demanda va en aumento, sin embargo este aumento no es constante y no se puede predecir además que su consumo tampoco es contante (un solo nivel de MW de demanda), por lo que se deben realizar diferentes estudios tanto a la evolución de la demanda como al sistema de transmisión en general, dentro de los estudios más frecuentes se encuentran pronóstico de la demanda, flujos de potencia, corto circuito (protecciones), despacho económico, estimación de estado, estabilidad, transitorios, confiabilidad, riesgo, entre otros.

Con la creación de los mercados de energía, los servicios de generación y transmisión son separados uno del otro. Con esto se espera un mercado de generación competitivo, con muchos participantes independientes en el mercado (generadores y consumidores) involucrados en el comercio de la energía eléctrica. Sin embargo, el sistema de transmisión se considera que tiene una mejor función si permanece como un monopolio regulado [1], debido a que se tiene un mejor control para realizar mantenimiento, inversión de crecimiento, etc y además que a un generador o consumidor no le conviene realizar su propia infraestructura de interconexión por el elevado costo que se requiere para realizarla.

En México a partir de diciembre de 2013, se formalizó la desregularización [2], el cual permite el libre acceso a la red tanto para vendedores como compradores y crear la competitividad, esto tiene como objetivo principal reducir los precios por el consumo de energía eléctrica. Para esto se formalizó la secretaria de energía (SENER), la comisión reguladora de energía (CRE) y el centro nacional de control de energía (CENACE) como organismos públicos descentralizados de la administración pública federal, dejándoles a cargo el funcionamiento del sector eléctrico que hasta antes de la reforma lo realizaba la comisión federal de electricidad (CFE). A su vez se creó el mercado eléctrico mayorista (MEM), en el cual se puede participar bajo diversas modalidades dentro las cuales se tiene las subastas de mediano y largo plazo.

Las subastas es un medio del MEM en el cual le permite a las entidades responsables de carga celebrar contratos en forma competitiva para satisfacer las necesidades de potencia, energía eléctrica acumulable y certificados de energía limpias (CELS). Las entidades responsables de carga (ERC), podrán participar en las subastas de mediano y largo plazo mediante las siguientes figuras [3]:

- a) Suministrador de Servicios Básicos.



- b) Suministrador de Servicios Calificados.
- c) Suministrador de Último Recurso.
- d) Usuario Calificado Participante del Mercado.

Las subastas están diseñadas para adquirir la energía demanda y esta energía lo consideren como disponible en “todo momento” las entidades responsables de carga (suministradores de servicios básicos) [3]. En las subastas, las cantidades ofertadas son para un año (MW/año, MW-h/año o CELs/año), estas cantidades se dividen entre 12 (meses del año) y las cantidades obtenidas son las que debe que para entregar a la red en el nodo especificado, se pueden realizar varias estrategias como la compra de CELs o participar por energía acumulable, lo importante es cumplir con la cantidad mensual, debido a que los pagos son mensuales, que si no se cumple con las cantidades de entrega se aplican cargos por incumplimiento (pagos de reconciliación).

Con estas consideraciones el operador del sistema físicamente no contará con las unidades generadoras en todo momento, y con los resultados de la primera y segunda subasta predominan las tecnologías de generación eólica y solar las cuales por su fuente primaria no son constantes, lo cual se debe considerar en la operación del sistema. Para el análisis de riesgo se consideran los eventos probabilísticos (disponibilidad e indisponibilidad de los componentes de la red), esto se determina a partir de las tasas de falla ( $\lambda$ ), tiempo medio de reparación (MTTR) y tasa de salida forzada (FOR) de cada componente.

El análisis de riesgo está muy ligado con la confiabilidad y los índices de riesgo se utilizan como índices de confiabilidad, sin embargo en este trabajo nos basamos en cuanto a las definiciones, confiabilidad es la probabilidad de un evento no deseado y el riesgo considera la probabilidad y sus consecuencias de un evento no deseado.

Los principios básicos para el análisis del riesgo se pueden considerar lo siguiente [4, 5]:

- Que eventos indeseables transforman el peligro en un daño real?.
- Cuál es la probabilidad de cada uno de esos eventos?
- Cuáles son las consecuencias negativas de cada evento?

En este trabajo para el análisis del riesgo de la red de transmisión tenemos:

- Evento indeseable: Fallas del sistema (pérdida de un componente de la red de transmisión).
- Probabilidad de falla: Número de fallas y duración.
- Consecuencias negativas: Corte de carga en nodos, sobrecarga en líneas de transmisión, incremento del costo de operación.

Por lo tanto, aplicado a los SEPs, el análisis de riesgo requiere de dos puntos principales. La primera es seleccionar el estado de falla del sistema y calcular su probabilidad de ocurrencia. Lo segundo es analizar el problema del estado seleccionado y realizar las medidas remediales del problema [6].

Con el análisis del riesgo se considera el comportamiento probabilístico del sistema (generación, demanda, líneas de transmisión, transformadores), que al existir la pérdida de alguno o varios de los componentes, puede provocar afectaciones en la operación del mismo, con este análisis se puede obtener probabilidad de falla, duración de la falla, cortes de carga, energía no servida, sobrecarga en líneas, entre otros.

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los SEP están conformados por muchos componentes interconectados entre sí, los cuales están dispersos en grandes zonas geográficas, cada uno con una función específica, el SEP siempre está funcionando para mantener la continuidad del servicio eléctrico a los usuarios, con el paso del tiempo se van deteriorando y pueden fallar en cualquier momento, estas fallas no se pueden predecir, solo se realizan registros de fallas y poder prevenir posteriores fallas de estas mismas así como para ver los puntos más vulnerables (pérdida de carga) ante las mismas fallas.

La demanda de energía siempre tiene incertidumbre, varía con respecto al tiempo (hora, día, periodo estacional) y es imposible obtener cantidades exacta de demanda. Por lo que es de importancia incluir esta variación para los análisis y así tener resultados lo mayor cercano a la realidad.

La desregularización del sector eléctrico permite la apertura a la compra y venta de energía y el libre acceso a la red, teniendo como objetivo reducir los precios de energía eléctrica con la competencia, para esto, en México se crea el mercado eléctrico mayorista en el cual se tienen las subastas de mediano y largo plazo, estas primero se realizan las ofertas y asignación de contratos, posteriormente se implementan a la red, lo cual este último punto se debe analizar para determinar si beneficia o afecta en la operación del sistema de potencia.

Por lo antes expuesto, es necesario realizar el análisis del riesgo para determinar el impacto a la red de transmisión, con los contratos realizados en el MEM, reflejándose en los índices de riesgo con el aumento y disminución de estos, con respecto al caso sin contratos.

### 1.2 OBJETIVO

Desarrollar y diseñar una herramienta computacional que permita evaluar el riesgo de la red de transmisión de los sistemas de potencia desregulados. Incluyendo los contratos realizados en las subastas de mediano y largo plazo, determinando el impacto en la red de transmisión con los índices de riesgo.

### 1.3 JUSTIFICACIÓN

Con la reforma energética del sector eléctrico en México el 20 diciembre de 2013 [2], aparece la desregularización en la cual se permite el libre acceso a la red de transmisión y distribución y la compra/venta de energía, creándose el mercado eléctrico mayorista (MEM). Una modalidad como participante del MEM es a través de las subastas.

En este trabajo se realiza el análisis del riesgo considerando los contratos derivados de las subastas de energía, con esto permitir a los participantes del mercado tomar una decisión para llevar a cabo sus propuestas de oferta en cierto punto de la red, al obtener los índices de riesgo y precios nodales, y al operador del sistema con estos mismos índices de riesgo en caso de concretarse la subasta ver el estado del sistema y prevenir posibles condiciones operativas inseguras del sistema para mantener la continuidad del servicio.

### 1.4 LIMITACIONES Y ALCANCES

Para considerar el sistema desregulado, solo se consideran contratos por subastas (que tienen una duración mayores de un año) dejando de lado el mercado en tiempo real y día en adelante.

Los alcances que se tienen para el presente trabajo son:

- Implementar la simulación de Monte Carlo para la simulación de fallas.
- Utilizar una herramienta de optimización para disminuir los cortes de carga.
- Mostrar el impacto de los contratos asignados en las subastas con los índices de riesgo.

Limitaciones que se presentaron para la realización de este trabajo:

- Se obtuvieron las tasas de falla a partir de tablas para todos los componentes.
- Al no contar con programa de mantenimiento de las unidades generadoras, el modelo de generación es a partir de su tasa de salida forzada.
- No se considera el crecimiento de la demanda, solo se obtienen las curvas de comportamiento diario, pasándolos a sus curvas de duración.

## 1.5 ESTADO DEL ARTE

El análisis de riesgo aplicado a sistemas eléctricos es muy reciente al tener un concepto muy relacionado con la confiabilidad y dependiendo al autor es como se utiliza.

El análisis de la confiabilidad comenzó como disciplina científica en la década 1950, especializándose en la década 1960, se integró en la evaluación del riesgo en la década de 1970, y reorganizándose con la contribución para el análisis de sistemas extensos, desarrollando metodologías y aplicaciones prácticas en los años de 1980 y 1990 [4]. Haciendo notar que la confiabilidad forma parte del riesgo.

En 1970 Roy Billinton publicó su primer libro Power System Reliability Evaluation [7] y en sus demás libros, con la combinación del modelo de generación y el modelo de carga se obtiene el modelo de riesgo. El índice pérdida de carga esperada (Loss of Load Expectative, LOLE, h/año) lo maneja como el nivel de riesgo.

En 2004 [6], Wenyuan Li, menciona que puede haber una variedad de índices de riesgo, específicamente son los indicadores de una condición insegura. Para los ejemplos utiliza diversos índices algunos son: la frecuencia de corte de carga esperado (Expected Frequency of Load Curtailments, EFLC, occurrences/yr), duración de corte de carga esperado (Expected Duration of Load Curtailments, EDLC, h/yr) y Energía no servida esperada (Expectative Energy Not Supplied, EENS, MWh/año), este último se utiliza en todos los ejemplos.

Este mismo Wenyuan Li, en 2008 [8], realiza la evaluación del riesgo en sistemas de potencia utilizando lógica difusa para modelar los parámetros de salida de componentes y la curva de demanda. A partir de los modelos obtenidos se evalúan con la simulación de Monte Carlo y utilizando flujos de potencia óptimo en CD para minimizar los cortes de carga, obteniendo como índices de riesgo la EENS y la probabilidad de corte de carga (probability of load curtailment, PLC).

En 2011 [9], Carlos Zapata, de Colombia, utiliza el modelo de generación y demanda equivalentes (no se consideran las pérdidas del sistema), con el método de convolución se valora mediante la probabilidad de que la generación disponible en un tiempo dado (día, mes, año) sea mayor o igual a la demanda máxima pronosticada para dicho periodo de tiempo. Esta probabilidad lo utiliza como el Riesgo de no atender la demanda máxima.

En 2014 [10], se aborda la evolución del riesgo en la seguridad del sistema de potencia basándose en la severidad que puede ocasionar la falla de un componente de la red, al provocar variaciones en los voltajes nodales y sobrecargas en líneas de transmisión. El índice de riesgo se obtiene multiplicando la probabilidad de falla del componente por

la suma de los factores de severidad por bajo voltaje, de sobrecarga, distribución de flujo y por pérdida de carga.

En 2015 [11], en México, se realiza el análisis de riesgo para evaluar la confiabilidad, con el método de enumeración de estado generando todas las probabilidades de falla y reduciéndolas a un rango establecido para considerar los eventos de falla más probables y así evaluarlos con flujos óptimo de Matpower para obtener los índices: energía no suministrada (ENS) y energía esperada no suministrada (EENS).

### 1.6 TRABAJOS DESARROLLADOS EN SEPI.

El análisis del riesgo es un tema relativamente nuevo y solo en 2015 [12] se realizó el análisis del riesgo de los sistemas de distribución aéreas (estos sistemas son radiales), considerando la curva de envejecimiento, con la simulación de Monte Carlo generar las fallas, se realizó la comparación del modelo de falla por envejecimiento (Weibull) y el modelo de falla exponencial de los componentes de la red.

### 1.7 APORTACIONES

Las principales aportaciones de este trabajo se presentan a continuación:

- Elaboración de un programa computacional para el análisis del riesgo en el lenguaje de programación de MATLAB para la obtención de los índices de riesgo en los sistemas de potencia desregulados.
- Implementación de la simulación de Monte Carlo para la generación de fallas aleatorias a partir de las tasas de falla de los componentes del sistema.
- Implementación de los programas de flujos de potencia C.A. y flujos óptimos de Matpower, con este último se obtienen el corte de carga en caso de ser necesario.
- Utilización de la curva de duración para el modelo de demanda y con la tasa de salida forzada (Forced Outage Rate, FOR) se obtiene la generación disponible a la falla, y así obtener resultados lo más cercanos a la realidad.

### 1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS

## CAPÍTULO 2

En este capítulo se desarrolla el proceso para el análisis del riesgo en los sistemas de potencia, dando un panorama general y explicando lo que se utiliza en este trabajo, comenzando con los métodos y técnicas para el análisis del riesgo, luego se presenta la metodología propuesta, de acuerdo a esta metodología se describe los modelos eléctricos de los componentes que se utilizan en Matpower, modelos de confiabilidad de componentes, el modelo de la demanda aleatoria que es a partir de la curva de

duración, el modelo de generación que utiliza la tasas de salida forzada para obtener la unidades generadoras disponibles a la falla, el proceso de simulación de Monte Carlo, el programa para realizar el análisis del sistema, el modelo para flujos óptimos y las fórmulas para obtener los índices de riesgo.

### **CAPÍTULO 3**

En este capítulo se presenta una pequeña introducción sobre los sistemas desregulados, continuando con la descripción de la desregularización en México: separación del sector eléctrico; el mercado eléctrico mayorista; descripción de las subastas. Finalizando con la metodología que se utilizará para implementar los contratos a través de las subastas.

### **CAPÍTULO 4**

En este capítulo se presentan las pruebas y los resultados realizando la metodología para obtener los índices de riesgo de los sistemas de prueba de 6 nodos (RBTS) y el sistema de 24 nodos (RTS) de la IEEE.

### **CAPÍTULO 5**

En este capítulo se explican las conclusiones que se obtuvieron al realizar el análisis de riesgo en los sistemas de prueba, las aportaciones que derivaron de este trabajo y las recomendaciones para trabajos futuros que puedan realizarse en este campo.

### **APÉNDICE A**

En este apéndice se presentan los datos que se utilizaron para el sistema de 6 nodos (RBTS) y el sistema de 24 de la IEEE (RTS).

### **APÉNDICE B**

En este apéndice presentan los código de programación desarrollados en lenguaje de programación MATLAB, para la realización del análisis del riesgo considerando las unidades generadoras o subastas de los sistemas eléctricos de potencia desregulados, como de describe en los capítulos 2 y 3.

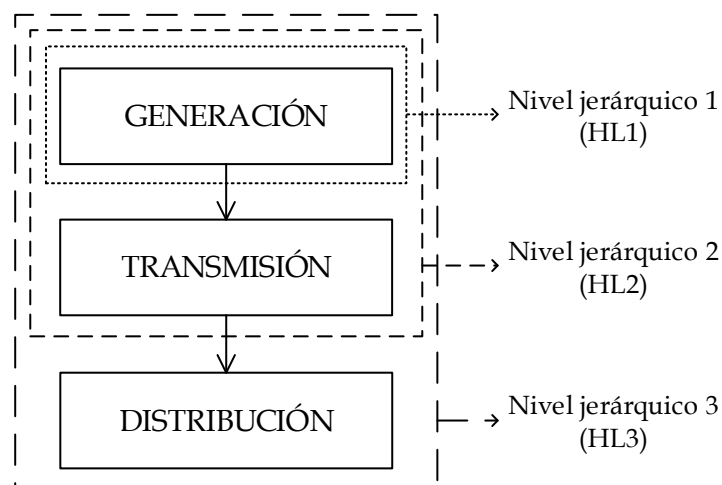
# CAPÍTULO 2

## ANÁLISIS DEL RIESGO EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA

La función principal de los sistemas eléctricos es satisfacer la demanda con calidad y seguridad, sin embargo, debido a que esta demanda es variable no se puede hacer un pronóstico preciso (MW demandados en el futuro), así como las fallas que se presentan en el sistema (no se pueden predecir) y con la desregularización y los mercados de energía, se deben adoptar nuevos esquemas de análisis del sistema para cumplir su función, una de ellas es el análisis del riesgo, cuyo análisis se deriva de eventos probabilísticos.

Hay mucha similitud en la definición de riesgo y confiabilidad, sin embargo se puede diferenciar en que a mayor nivel de riesgo se tiene una menor confiabilidad y viceversa. De otra manera el riesgo es la combinación de probabilidad de que ocurra una falla y sus consecuencias negativas [13]. Por ejemplo, si se presentan muchas fallas en la red de transmisión se tiene un nivel de riesgo alto (probabilidad de falla y cortes de carga, elevados), entonces el sistema no es muy confiable.

Para el análisis de riesgo los sistemas de potencia se dividen en zonas funcionales de generación, transmisión (incluyendo subestaciones) y distribución como se muestra en la *Figura 2.1*. El nivel jerárquico uno (HL1) comprende el sistema de generación que para el análisis de riesgo se utiliza la disponibilidad de unidades, programa de mantenimiento, entre otros, el nivel jerárquico 2 (HL2) incluye generación y transmisión, mientras el nivel jerárquico 3 (HL3) comprende todas las zonas [6].



*Figura 2.1 Niveles jerárquicos para el análisis de riesgo [6].*

El nivel jerárquico 2 es conocido también como sistema compuesto (composite system) ó bulk power system. Sin embargo, a partir de 1998 el índice de término de IEEE recomienda el término “Sistema de potencia interconectado” [14].

En este capítulo se desarrolla la metodología para el análisis del riesgo en los sistemas de potencia, describiendo los modelos de los componentes, generación y demanda utilizados, la simulación de Monte Carlo, modelo optimización e índices de riesgo que se utilizan.

## 2.1 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE RIESGO

Para el análisis del riesgo en los sistemas eléctricos existen diversos métodos, aunque no se puede especificar exactamente que método aplicar para todos los sistemas, que dependiendo de su complejidad (número de componentes, topología, demanda, generación, disponibilidad de información, etc.) es la que se puede utilizar, a continuación se menciona los métodos más utilizados [6].

Métodos para sistemas simples:

- Convolución de probabilidad
- Redes en serie - paralelo
  - Redes en serie
  - Redes en paralelo
- Ecuaciones de Markov
- Aproximación frecuencia-duración
  - Frecuencia de encontrar un estado dado
  - Frecuencia de transición de dos estados
  - Frecuencia de encontrar un conjunto de estados
  - Duración media del conjunto de estados

Métodos para sistemas complejos:

- Enumeración de estado
- Simulación de Monte Carlo
  - No secuencial
  - Secuencial

Solo se explicará brevemente los métodos que se utilizan en sistemas complejos, que son los que se utilizan para el análisis del riesgo en los sistemas compuestos, la simulación de Monte Carlo secuencial es la que se utiliza en este trabajo.



### 2.1.1 Métodos para sistemas complejos.

El método de simulación de Monte Carlo se usa cuando los sistemas operan en condiciones complejas y/o un gran número de eventos de falla puedan ocurrir. Se puede dividir en secuencial o estado-duración de estado y no secuencial o muestreo de estado. El secuencial incorpora factores cronológicos, requiere mayor tiempo computacional que el no secuencial. El método de enumeración de estado (analítico) es utilizado porque al realizar una clasificación, se reduce el tiempo de cómputo.

#### 2.1.1.1 Enumeración de estado

Si el sistema es muy confiable (por ejemplo, la probabilidad de falla de los componentes es baja o la carga es menor con respecto a la generación) este método es más eficiente. Sin embargo, el tiempo de cómputo incrementa rápidamente por el orden de las contingencias debido al aumento de componentes o tamaño del sistema ( $2^n$  estados, donde  $n$  es el número de componentes), además que es poco probable sino decir que imposible que en la realidad ocurriera la salida de más de dos componentes. Para reducir el tiempo de cómputo se utilizan técnicas como la clasificación de contingencias, reducción de estados, técnica de clasificación rápida (FST), entre otros [15].

El proceso general implica lo siguiente:

- 1) Se generan el número total de estados  $2^n$ .
- 2) Reducción o clasificación de estados
  - De acuerdo a su probabilidad de ocurrencia
  - De acuerdo a su estado de operación, sección 2.10.1.1.
  - Por factores de severidad de sobrecarga en líneas.
  - Por violaciones de voltaje.
  - Por factores de participación, etc.
- 3) Evaluación de estados seleccionados (programación lineal, OPF, entre otros).
- 4) Obtención de índices de riesgo

#### 2.1.1.2 Simulación de Monte Carlo no secuencial

Para la simulación no secuencial de Monte Carlo, el proceso básico de selección de estado es a partir de una variable aleatoria con distribución uniforme entre 0 y 1, para todos los componentes. La probabilidad de salida de cada componente está dada por su tasa de salida forzada (FOR). Si se tiene que el número aleatorio generado, del componente  $i$  es menor que la  $FOR_i$ , este componente se asume que está en estado de falla; en otro caso está en estado normal de operación. El proceso de simulación se

puede resumir en lo siguiente [16], y en base al análisis del sistema (sección 2.10) y medidas remediales (sección 2.11).

- 1) Se simula el estado del sistema.
- 2) Si el sistema está en estado normal, no hay cortes de carga. Ir al paso 1) para simular el siguiente estado. Si se selecciona un estado de contingencia, se puede requerir cortes de carga. En este caso se analiza con un estudio de flujos de potencia.
- 3) Si se violan las restricciones del sistema como sobrecarga en líneas de transmisión, se realizan las acciones correctivas, por ejemplo redespacho de generación o cortes de carga.
- 4) Se calculan y actualizan los índices. Se regresa al paso 1).
- 5) Se repite hasta que el coeficiente de variación sea menor al valor especificado.

La técnica de muestreo de estado es relativamente simple. No se requieren funciones de distribución de probabilidad de falla o de reparación de los componentes. Sin embargo, este método no se puede usar para calcular los índices actuales. Solo se tiene una aproximación estimada de los índices.

### **2.1.1.3 Simulación de Monte Carlo Secuencial**

La simulación de Monte Carlo secuencial simula artificialmente la historia cronológica de cada componente del sistema, es decir, se simula la disponibilidad e indisponibilidad de generación, transmisión y fluctuaciones de demanda, para cierto periodo de interés. La simulación se realiza en el dominio del tiempo. Como la evaluación de frecuencia y duración, así como incorporar eventos dependientes. Dada la habilidad de imitar el comportamiento estocástico de los componentes del sistema, la simulación secuencial tiene la ventaja de que se puede incorporar el comportamiento de fuentes renovables, incluyendo generación hidroeléctrica. Dada esta ventaja los índices de riesgo obtenidos son más cercanos a la realidad [17].

Con la simulación de Monte Carlo secuencial, se simula el comportamiento del sistema en forma aleatoria, tratando de obtener las fallas en el sistema de manera real.

A continuación se menciona el proceso básico [18], desarrollándose detalladamente en la sección 2.9.

- 1) Se inicia con todos los componentes en operación, es decir se tiene un estado de operación normal sin salida de componentes.
- 2) Por el método de la transformación inversa se pasa a tiempo de falla o reparación, a partir de la función de distribución para falla o reparación de cada componente.

- 3) Se repite el paso 2) en un periodo de tiempo dado, normalmente se toma un año, obteniéndose un estado cronológico up and down (disponible - indisponible) de cada componente. También se incorpora al análisis el modelo de carga horaria individual para cada punto de carga.
- 4) Se evalúa el estado de operación para cada hora del periodo especificado. Si se presentan violaciones en las restricciones del sistema, se realizan las acciones correctivas necesarias, de ser necesario se realizan cortes de carga.
- 5) Al final de cada año simulado, se calculan y actualizan los índices de riesgo. Se repite del paso 2) al 4) hasta que se cumpla el criterio de paro (número de muestras, años, iteraciones, coeficiente de variación, tolerancia de error, entre otros).

Normalmente este requiere un tiempo de cómputo considerablemente mayor comparado con el método no secuencial.

## 2.2 TÉCNICAS PARA EVALUAR EL RIESGO.

Una vez elegido el método de selección de estados del sistema se procede a utilizar las técnicas de evaluación de acuerdo al nivel jerárquico que se está estudiando para determinar y corregir los problemas que se presenten.

A continuación se presentan las técnicas más utilizadas para los distintos niveles jerárquicos [6]:

### Sistemas de generación-demanda

- Convolución
  - Modelo de generación con distribución de probabilidad discreta
  - Modelo de carga con distribución de probabilidad discreta
- Muestreo de estado
- Método de muestreo - duración de estado

### Sistemas de distribución radial

- Técnicas analíticas
- Método de muestreo - duración de estado

### Configuración de subestaciones.

- Modos y modelos de fallas
- Clasificación por el método de enumeración de estado
- Método de muestreo - duración de estado

### Sistemas compuestos generación-transmisión

- Análisis de contingencias

- Flujos de carga con análisis de sensibilidad
- Flujos de carga en corriente directa
- Modelos de optimización de cortes de carga
  - Modelo de flujos óptimos corriente alterna
- Modelo de flujos óptimos corriente directa
- Enumeración de estado
- Muestreo de estado

En este trabajo se realiza el análisis del riesgo para sistemas compuestos generación-transmisión, realizando el criterio de análisis de contingencias N-1 y el modelo de flujos óptimos para corregir los criterios de seguridad y minimizar los cortes de carga.

### 2.2.1 Análisis de contingencias N-1

Los sistemas de potencia frecuentemente experimentan disturbios tales como cortos circuitos o pérdida de generadores o líneas de transmisión. La posibilidad de cada evento es llamado contingencia [19].

Se puede definir una contingencia como el evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas. En los análisis de contingencias se estudian los efectos sobre el sistema y la respuesta de este cuando ocurre la salida de uno o de varios elementos y se analizan los problemas que estas salidas conllevan como por ejemplo: sobrecarga en líneas, variaciones de voltaje, pérdida de carga, inestabilidad de voltaje, y variación de la frecuencia, entre otras.

Cada vez que se presenta la salida de un elemento en el sistema las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de la red y los voltajes de los nodos cambian. Las salidas que generalmente se consideran en los estudios de contingencias son: salidas de líneas de transmisión, salidas de transformadores y salidas de generadores. Las salidas de los elementos pueden ser programadas o pueden ser forzadas por condiciones ambientales, también la salida de un elemento puede producir la salida de otros elementos [20].

El análisis de contingencias permite evaluar el grado y seguridad de un sistema eléctrico, conociendo las consecuencias sobre el sistema de la pérdida de diferentes elementos. Se puede combinar el análisis de contingencias para mantener la seguridad del sistema [21].

- Monitoreo.
- Flujos de potencia.
- Flujos de potencia óptimo.

La combinación de estos ayuda al operador del sistema a tomar las decisiones pertinentes para cumplir adecuadamente los criterios de seguridad.

### 2.3 METODOLOGÍA PROPUESTA

Para sistemas de gran escala y complejos, el análisis de riesgo requiere de dos puntos principales. El primer punto es seleccionar el estado de falla del sistema y calcular su probabilidad de ocurrencia. Lo segundo es analizar si existen problemas en el estado seleccionado y realizar las medidas remediales en caso de ser necesario, esquematizándose en la *Figura 2.2*. Hay dos métodos principales para seleccionar el estado del sistema: enumeración de estado y simulación de Monte Carlo. Ambos tienen ventajas y desventajas. En general, si la probabilidad de falla de los componentes es pequeña, el método de enumeración de estado es más eficiente. Cuando se tiene un gran número de eventos de fallados y/o condiciones de operación compleja, el método de Monte Carlo es preferible [6].

Para la metodología propuesta, se realizan las siguientes etapas:

1. Simulación de Monte Carlo: Estableciendo un análisis de contingencia N-1 para evaluar el sistema, se elige el estado del sistema (componente fallado), partiendo de datos de confiabilidad de los componentes (tasa de falla, tiempo medio de reparación, función de distribución de probabilidad, entre otros).
2. Flujos de potencia C.A.: Se verifica que se cumplan los criterios de seguridad y adecuación del sistema.
3. Flujos de potencia óptimos: Se realizan las medidas remediales, que considera límites de sobrecarga en líneas, límites de voltaje, y para el corte de carga se utilizan generadores ficticios en los nodos de carga que en caso de que algún criterio de seguridad se viole, estos generadores inyectaran la potencia necesaria, considerando esta potencia, la potencia activa que se debe de tirar.
4. Cálculo de índices de riesgo: Se evalúan todas las contingencias generadas por la simulación de Monte Carlo acumulándose los índices y obtener un promedio al finalizar el número de años que se quieren estudiar.

Los puntos anteriores se desarrollan en las siguientes secciones.

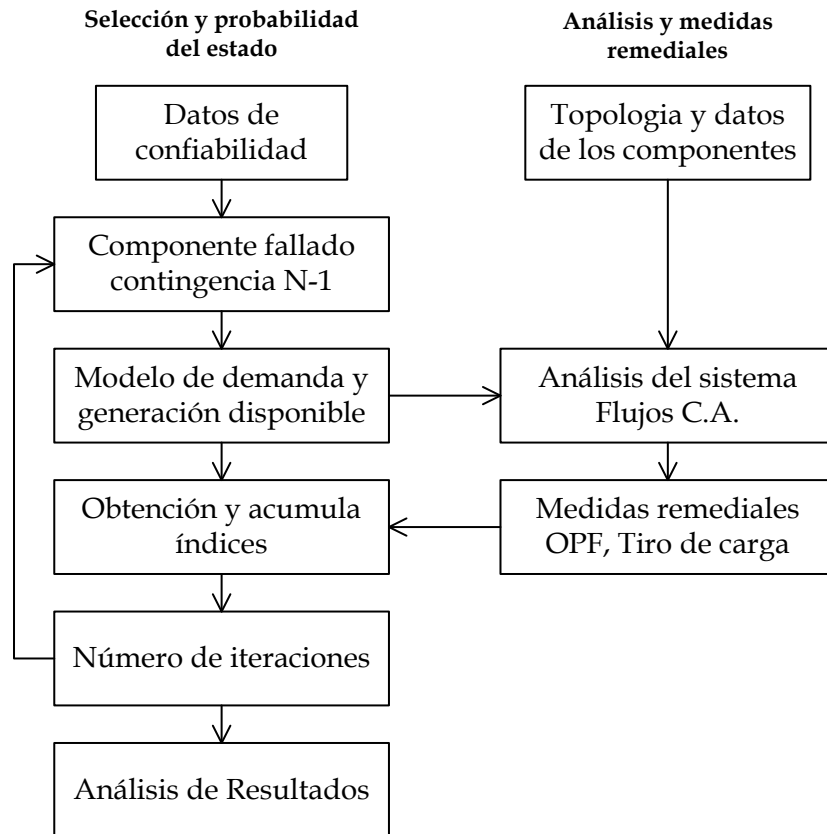


Figura 2.2 Proceso general para el análisis del riesgo en sistemas de potencia.

## 2.4 MODELO ELÉCTRICO DE LOS COMPONENTES [22]

Para el análisis del sistema se realiza el estudio de flujos de potencia en corriente alterna, así como para flujos de potencia óptimo, para esto se requiere el modelo eléctrico de los componentes del sistema, se considera el sistema balanceado, operando en régimen permanente, modelos monofásicos equivalente de secuencia positiva.

A continuación se presentan los modelos que se utilizan en Matpower siendo este programa el que se utiliza para la simulación.

### 2.4.1 Modelo de líneas de transmisión y transformadores

Las líneas de transmisión, transformadores y taps son modelados como se muestra en la Figura 2.3. Los parámetros  $r_s$ ,  $x_s$ ,  $b_c$ ,  $\tau$ ,  $\theta_{shift}$ ,  $y_s$ ,  $v_f$  y  $v_t$  son resistencia (p.u.), reactancia (p.u.), susceptancia total (p.u.), ángulo de cambio de fase (grados), voltaje de entrada, voltaje de salida y admitancia (p.u.), respectivamente.

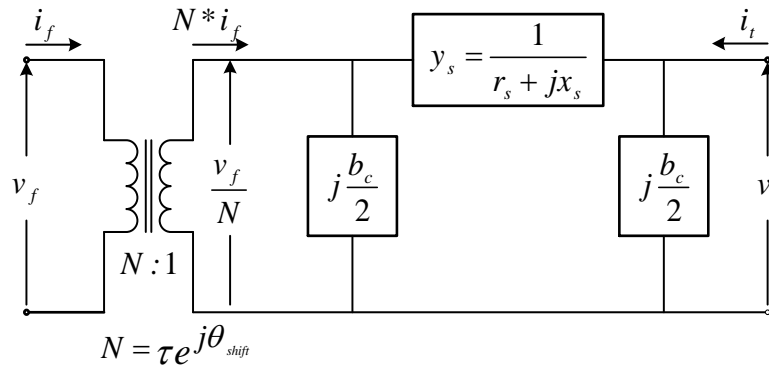


Figura 2.3 Modelo general para líneas de transmisión y transformadores

Para las líneas de transmisión se pueden considerar líneas cortas, medias o largas. Considerando líneas monofásicas o trifásicas completamente transpuestas que operen en condiciones balanceadas. El circuito de la Figura 2.4 a) representa una línea de transmisión corta, por lo común se aplica a líneas con menos de 80 km de longitud, sólo se incluye la resistencia y la reactancia en serie, la admitancia en derivación se desprecia. En el circuito de la Figura 2.4 b) representa la línea de longitud media, que por lo general varían de 80 a 250 km, y la línea larga mayor 250 km de longitud, en ambas se utiliza el circuito  $\pi$  equivalente, la capacitancia total se coloca en derivación y se ubica la mitad en cada extremo de la línea [23].

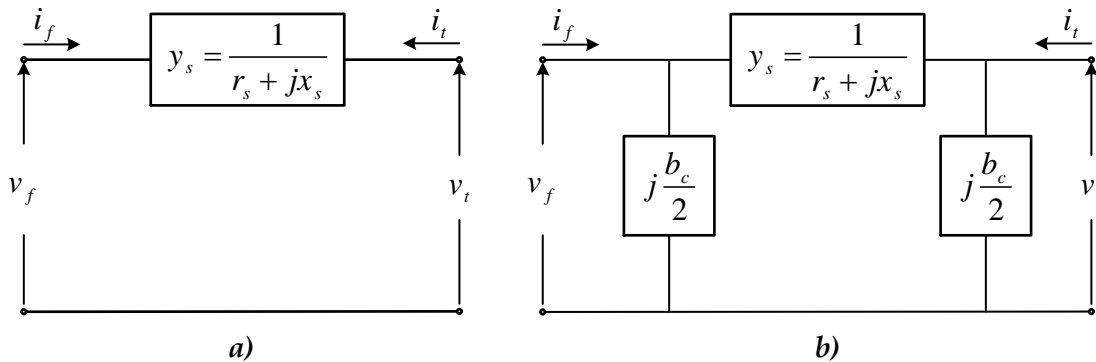


Figura 2.4 Modelo de la línea a) línea corta b) línea larga

Para el control de voltaje los transformadores son requeridos para compensar las variaciones de caída de voltaje en el sistema y para el control de flujo de potencia reactiva en las líneas de transmisión. Los transformadores pueden ser usados para el control de ángulo de fase y, por lo tanto, el flujo de potencia activa. Hay dos métodos de uso, que son transformadores con cambiador de taps y transformador regulador [24].

Matpower considera al transformador como variador de fase, donde la magnitud del tap está dada por  $\tau$  y al ángulo de fase por  $\theta_{shift}$ , como se observa en la Figura 2.3.

En la *Tabla 2.1* se presenta el resumen de parámetros que se utilizan para modelar las líneas de transmisión y transformadores.

*Tabla 2.1 Parámetros que se utilizan para líneas de transmisión y transformadores*

Componente	Parámetros
Línea corta	$r_s$ ó $x_s \neq 0$ $\tau = 1, \theta = b_c = 0$
Línea media o larga	$r_s, x_s, b_c \neq 0$ $\tau = 1, \theta = 0$
Transformador ideal	$r_s, x_s, b_c \neq 0$ $\tau = 1, \theta = 0$
Transformador con taps	$r_s, x_s, b_c, \tau, \theta \neq 0$ $b_c = 0$

### 2.4.2 Generadores

Los generadores son modelados como una inyección de potencia compleja en un bus especificado, para flujos C.A. es constante, para flujos óptimos depende su curva de costo incremental, como se muestra en la *Figura 2.5*, mencionando que para ambos estudios no se consideran controles (gobernador, regulador, excitador). Para cada generador  $i$ , la inyección es:

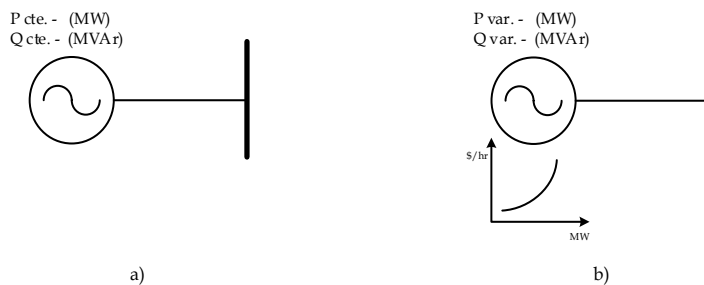
$$s_g^i = p_g^i + jq_g^i \quad (2.1)$$

Donde:

$s_g^i$  = Potencia compleja de generación en el nodo  $i$

$p_g^i$  = Potencia activa de generación en el nodo  $i$

$q_g^i$  = Potencia reactiva de generación en el nodo  $i$



*Figura 2.5 Modelo del generador a) flujos C.A. b) flujos óptimos*



### 2.4.3 Carga

Las cargas son modeladas como potencia real y reactiva que se consume en cada nodo. Para el nodo  $i$ , la carga es:

$$s_d^i = p_d^i + jq_d^i \quad (2.2)$$

Donde:

$s_d^i$  = Potencia compleja de carga en el nodo  $i$

$p_d^i$  = Potencia activa de carga en el nodo  $i$

$q_d^i$  = Potencia reactiva de carga en el nodo  $i$

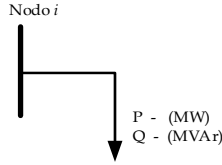


Figura 2.6 Modelo de carga.

El modelo de carga para los estudios de flujos, es estática (nivel de carga instantaneo). Con la simulación de Monte Carlo se evalúan diversos niveles de carga la cual varía conforme transcurre el tiempo (al instante de la falla se puede tener diferentes cantidades de carga), en la sección 2.3 se describe la metodología que se utiliza en este trabajo.

### 2.4.4 Componentes en derivación.

Un componente conectado en paralelo como un capacitor o un inductor es modelado como una impedancia fija, del nodo  $i$  conectado a tierra. Como se observa en la Figura 2.7, si es un capacitor la susceptancia será de signo positivo, si es un rector la susceptancia será de signo negativo.

$$y_{sh}^i = g_{sh}^i + jb_{sh}^i \quad (2.3)$$

Donde:

$y_{sh}^i$  = Admitancia en derivación en el nodo  $i$

$g_{sh}^i$  = MWAr consumidos en el nodo  $i$

$b_{sh}^i$  = MWAr inyectados en el nodo  $i$

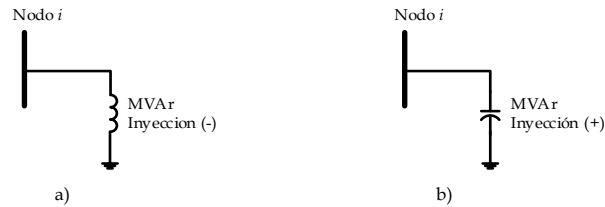


Figura 2.7 Modelo de componentes en derivación.

## 2.5 MODELO DE FALLA DE LOS COMPONENTES

Como se explicó anteriormente el riesgo se analiza con eventos probabilístico (probabilidad de falla en la red de transmisión), por lo que es necesario obtener los modelos probabilísticos que representaran los componentes del sistema.

Los modelos más utilizados para estos componentes son: bloques de frecuencia y duración, distribuciones de probabilidad (Exponencial, Weibull, Normal, etc.) y procesos estocásticos (Markov, Caminata aleatoria, procesos de Bernoulli, entre otros). Estos modelos se construyen con los datos de los eventos de falla: Número de fallas en un periodo de tiempo dado, tiempo de ocurrencia de cada falla y tiempo requerido para cada reparación [25].

Normalmente, la salida de los componentes se puede clasificar en dos categorías principales: independientes y dependientes. Las cuales se presentan a continuación [6]:

Salidas independientes:

- Salidas forzadas
  - Fallas forzadas reparables
  - Fallas forzadas no reparables
    - Fallas por envejecimiento
    - Falla aleatorias
- Salidas planeadas
- Salidas semiforzadas
- Modo de fallas parciales
- Modo de fallas múltiples

Salidas dependientes

- Salidas de causa común (líneas en una misma torre)
- Salida de un grupo de componentes (ramas radiales)
- Salidas en cascada (protecciones)
- Fallas por el medio ambiente (clima).

Las fallas definen la secuencia operativa de un componente continuamente operado, o secuencia de estados de disponibilidad (up) e indisponibilidad (down) mostrada en la

Figura 2.8 . No se consideran: fallas simultáneas, que el componente pueda ser reparado mientras opera (falla parcial), ni que el componente vuelva a fallar mientras es reparado [25].

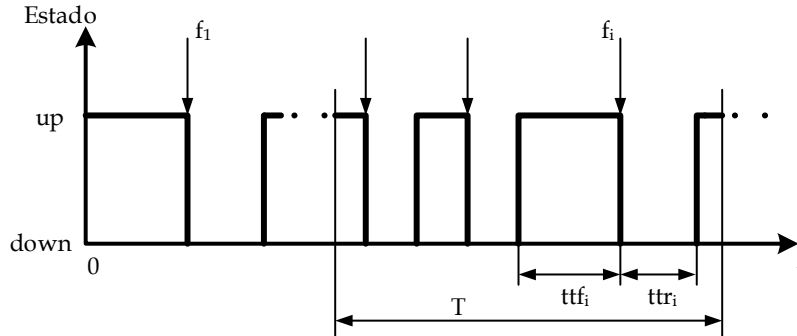


Figura 2.8 Secuencia operativa de un componente reparable [25].

Cada falla  $f_i$  tiene asociado un tiempo para falla  $ttf_i$  y un tiempo para reparación  $ttri_i$ , los cuales son aleatorios e independientes entre sí. El número de fallas  $n$  en un periodo de tiempo  $T$  también es aleatorio.

Matemáticamente, la indisponibilidad  $U$  de un componente en un periodo de tiempo largo se obtiene por la siguiente ecuación:

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{f * MTTR}{8760} \quad (2.4)$$

Donde:

- $\lambda$  = Tasa de fallas (fallas/año)
- $\mu$  = Tasa de reparación (Reparaciones/año)
- $MTTR$  = Tiempo medio de reparación (Horas)
- $MTTF$  = Tiempo medio de falla (Horas)
- $f$  = Frecuencia media de fallas (fallas/año)

Observando que con solo dos valores se pueden obtener los demás. A partir de la ec. ( 2.4), considerando  $d = MTTF/8760$  y  $r = MTTR/8760$  siendo  $d$  y  $r$ ,  $MTTF$  y  $MTTR$  respectivamente, pero en unidades de años, tenemos [6]:

$$\lambda = \frac{1}{d} \quad (2.5)$$

$$\mu = \frac{1}{r} \quad (2.6)$$

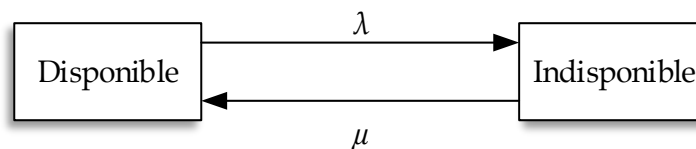
$$f = \frac{1}{d + r} \quad (2.7)$$

$$U = f * r \quad (2.8)$$

$$f = \frac{\lambda}{1 + \lambda * r} \quad (2.9)$$

$$\lambda = \frac{f}{1 - f * r} \quad (2.10)$$

En este trabajo se modelaran los componentes para salidas independientes - salidas forzadas - fallas forzadas reparables, se utilizará el modelo de Markov de dos estados up-down como se muestra en la *Figura 2.9*. El componente pasa al estado indisponible tras sufrir una falla, volviendo a estar disponible tras su reparación.



*Figura 2.9 Modelo de dos estados para un componente reparable.*

No se aborda la obtención de las distribuciones de probabilidad, solo se consideran las tasas de falla y tiempos de reparación de tablas.

### 2.5.1 Método de transformación inversa

Existen diversas distribuciones de probabilidad como Exponencial, Weibull, Normal, Beta, etc. que muestran el comportamiento de la probabilidad de falla de los componentes, estas distribuciones son obtenidas en base a datos históricos de falla de cada componente, con su respectiva duración y tiempo de reparación, con estos datos, se construye un histograma de frecuencias, esto para ver su comportamiento y deducir cuales de las distribuciones se puede ajustar a los datos, y para tener un mejor resultado de la distribución observada, se realiza el ajuste del histograma de frecuencias por pruebas de bondad por mencionar las más importantes; Kolmogorov-Smirnov,  $\chi^2$  de Pearson, Anderson Darling, entre otros.

Con el método de transformación inversa se transforma a partir de una tasa de falla o MTTR con su respectiva función de densidad de probabilidad a un tiempo de falla o reparación respectivamente.

En este trabajo se utiliza para todos los componentes la función de densidad de probabilidad exponencial, la cual se realiza como ejemplo de aplicación del método de transformación inversa [26]:

Por definición: La **función de densidad**  $f(t)$  es continua si cumple para  $f(t) \geq 0$  el área bajo la curva es igual a 1. Para confiabilidad el intervalo es de cero a infinito.

$$\int_{-\alpha}^{\alpha} f(t)dt = 1 \quad (2.11)$$

Para el caso de la distribución exponencial se tiene que:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad t \geq 0 \quad (2.12)$$

Por definición: La **función de distribución acumulada** se define como la integral de la función de densidad desde cero hasta el tiempo  $t$  y representa la probabilidad de fallar antes del tiempo  $t$  ( $P(t) \geq t$ ), es decir:

$$P(T \leq t) = F(t) = \int_0^t f(x)dx \quad (2.13)$$

Para el caso de la distribución exponencial se tiene:

$$P(T \leq t) = F(t) = \int_0^t \lambda e^{-\lambda x} dx = -e^{-\lambda x} \Big|_0^t = 1 - e^{-\lambda t}, \quad x \geq 0 \quad (2.14)$$

Por el método de **transformación inversa** se tiene el tiempo  $X$  a la falla de los componentes. Se define en términos de la distribución acumulada, este método se basa en lo siguiente:

Si una variable aleatoria  $N_a$  sigue una distribución uniforme en el intervalo  $[0,1]$ , la variable aleatoria  $X = F^{-1}(N_a)$  tiene una función de distribución de probabilidad acumulada continua  $F(t)$  [27].

En el caso de la función exponencial

$$N_a = F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (2.15)$$

$$X = F^{-1}(N_a) = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - N_a) \quad (2.16)$$

Considerando  $(1 - Na)$  está distribuido en el intervalo  $[0,1]$ .

$$X = -\frac{1}{\lambda} \ln(N_a) \quad (2.17)$$

Considerando un periodo de tiempo de un año para el componente  $i$ , tenemos el tiempo de falla (TF) obtenido con la ec. ( 2.18).

$$TF = -\frac{\ln(N_a)}{\lambda_i} * 8760 \quad (2.18)$$

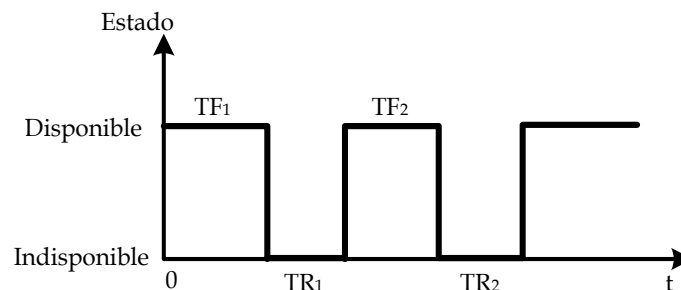
Y para tiempo de reparación (TR) como se usa la misma probabilidad de distribución, se utiliza la ec. ( 2.18) [28], quedando de la siguiente manera:

$$TR = -\frac{\ln(N_a)}{\mu_i} * 8760 \quad (2.19)$$

Teniendo el MTTR como dato, se sustituye  $\mu$  (la ec. ( 2.6)) en la ec. ( 2.19) quedando:

$$TR = -\ln(N_a) * MTTR \quad (2.20)$$

En base al modelo de Markov de la *Figura 2.9*, *Figura 2.8* y de las ecuaciones ( 2.18), ( 2.19) se obtiene los tiempos en que los componentes están en un estado u otro. Al tiempo durante el cual el componente permanece disponible es llamado tiempo a la falla (TTF) o tiempo de falla (TF) y el tiempo en el cual el componente permanece indisponible es llamado tiempo de reparación (TR) [27]. En la *Figura 2.10* se muestra la historia creada para un componente en donde se puede apreciar los tiempos de falla y los tiempos de reparación.



*Figura 2.10 Historia operativa para un componente.*

## 2.6 MODELO DE LA DEMANDA ALEATORIA

El comportamiento de la demanda es aleatorio debido a que se tiene una gran cantidad de usuarios y varía dependiendo de la hora, el día, la estación del año, condición climática, etc. Por lo que es de gran importancia tener un proceso para el pronóstico de la demanda, ya que en esta recae el control operativo de la red para la previsión de generación disponible para cierto instante de tiempo.

Existen diversos modelos de demanda como se realiza la comparación de cuatro modelos en un sistema de distribución con la simulación secuencial de Monte Carlo: carga media, variación de la carga en el tiempo, carga con cinco pasos y modelo de carga probabilístico (beta) [29].

En [30] se utiliza la curva de duración anual realizando la evaluación del efecto al considerar diversos números de pasos "multi-pasos", en la cual se muestra que a mayor número de pasos los índices utilizados disminuyen.

Debido a la carencia de datos de la demanda anual, se estuvo observando el comportamiento de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante varios días en la página del CENACE [31] y así obtener la curva de demanda típica que se utilizan en este trabajo *Figura 2.11*, utilizándose la siguiente metodología para su implementación [9]:

- 1.- Obtención de los puntos de la curva típica de demanda.
- 2.- Dividirlo entre la demanda máxima para obtener la curva Normalizada
- 3.- Acomodar los valores de mayor a menor para obtener la curva de Duración.
- 4.- Con la curva de duración se ajusta por cuadrados mínimos para obtener los coeficientes del polinomio que mejor se ajuste a la curva de duración, se obtendrá los coeficientes de un polinomio de grado  $n=7$ , ec. ( 2.21)

$$\%D_{max} = a_1x^7 + a_2x^6 + \dots + a_8 \quad (2.21)$$

Donde:

$\%D_{max}$  = Porcentaje que se considerará del valor de la demanda máxima.

$a_1, a_2, \dots, a_8$  = Coeficientes del polinomio.

$x$  = Número aleatorio con distribución uniforme entre 0 y 1

- 5.- Con la obtención del polinomio se genera un número aleatorio  $x$  con distribución uniforme entre 0 y 1, sustituyéndolo en el polinomio obtenido.

- 6.- Al evaluar  $x$  en el polinomio se obtiene  $\%D_{max}$ , siendo este valor el porcentaje de la demanda máxima, que se multiplicará por el valor de la demanda pico que se tenga en los puntos de carga del sistema.

$$P^k = \%D_{max} * P_{max}^k \quad (2.22)$$

Donde:

$P^k$  = Potencia de demanda en el nodo  $k$

$P_{max}^k$  = Potencia máxima de demanda en el nodo  $k$

### 2.6.1 Ejemplo

Realizando los pasos anteriores se desarrolla como ejemplo la curva obtenida el 12 de febrero del 2016 [31]. Cuando no se tiene la última cantidad de MW demandados en la hora 24, se toma los MW pronosticados. Realizando el mismo proceso para todos los nodos de demanda de acuerdo a su respectiva curva.

Tabla 2.2 Datos horarios de generación y demanda del 12 de febrero del 2016 [31]

Hora	Generación (MW)	Demanda (MW)	Pronóstico (MW)
1	26,970	26,784	26,316
2	25,920	25,734	25,346
3	25,322	25,136	24,796
4	25,197	25,008	24,583
5	25,429	25,237	24,740
6	26,236	26,042	25,555
7	28,188	27,984	27,173
8	29,061	28,850	28,421
9	30,172	29,979	29,417
10	31,116	30,903	30,305
11	31,804	31,582	30,942
12	32,209	31,997	31,431
13	32,133	31,930	31,488
14	32,127	31,909	31,353
15	32,039	31,838	31,221
16	31,969	31,767	31,165
17	31,901	31,703	30,978
18	31,419	31,216	30,809
19	31,727	31,516	31,058
20	33,062	32,859	32,324
21	32,372	32,166	31,864
22	31,123	30,924	30,743
23	29,902	29,717	29,607
24		28,325	28,325



- 1.- Obtención de los puntos de la curva diaria de demanda, los datos se presentan en la *Tabla 2.2* y la curva de demanda se muestra en la *Figura 2.11*.

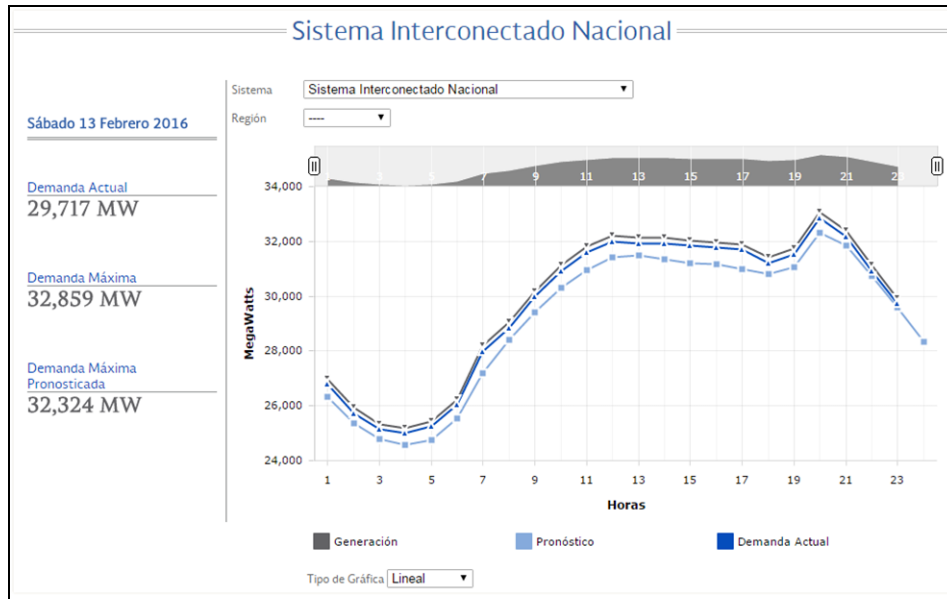


Figura 2.11 Curva de demanda del SIN (12-13 de febrero 2016) [31]

- 2.- Se divide entre la demanda máxima. Para obtener la curva normalizada, la cual se presenta en la *Figura 2.12*.

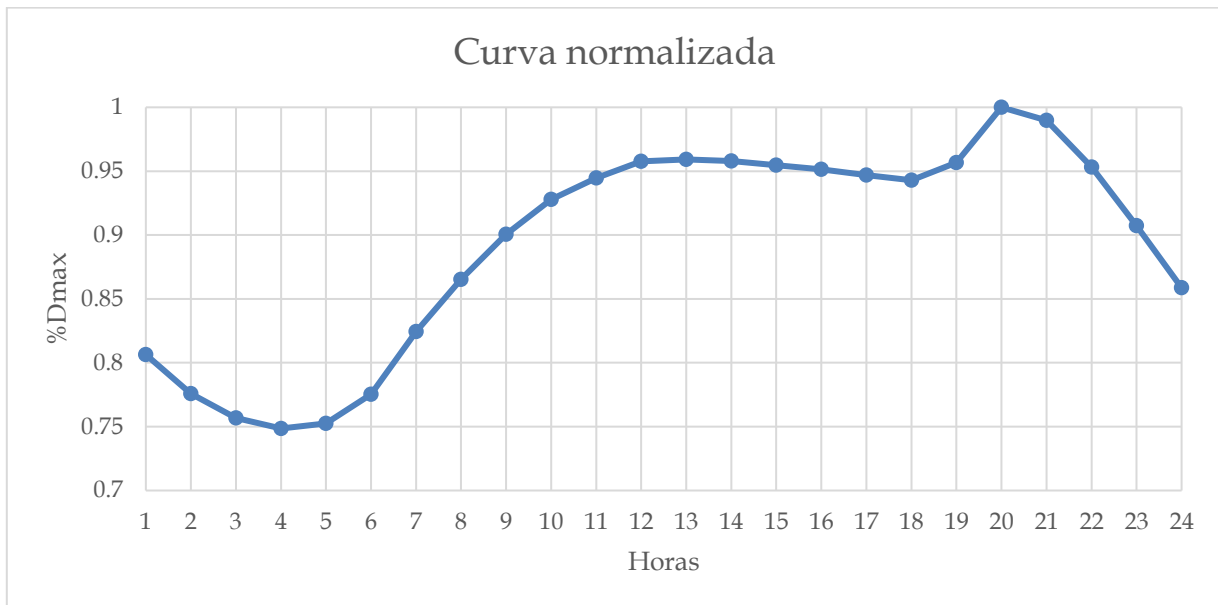
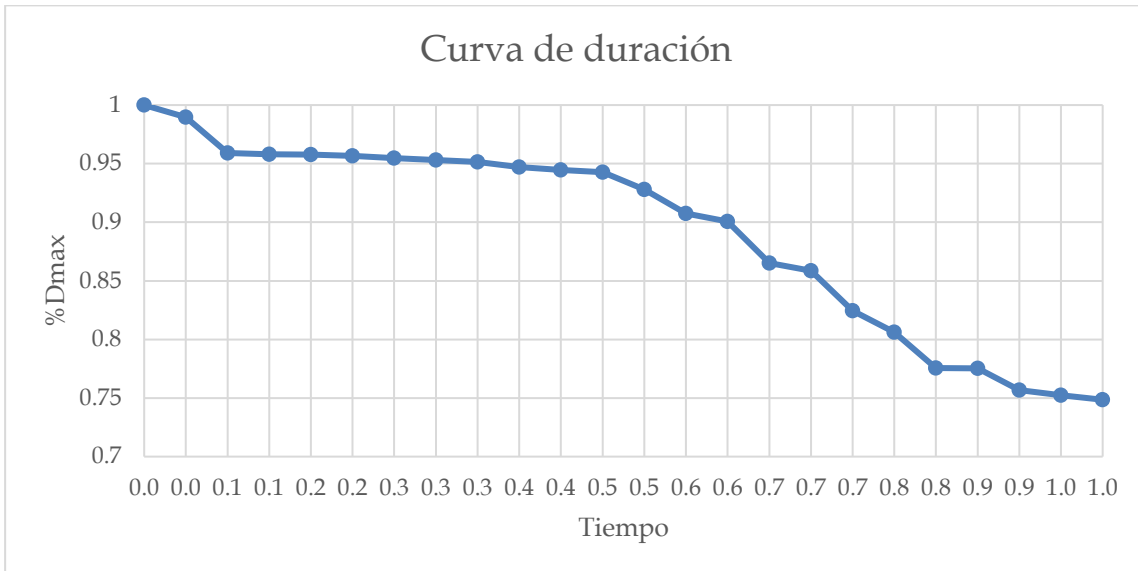


Figura 2.12 Curva de demanda normalizada

- 3.- Se ordenan los valores de mayor a menor, y se obtiene la curva de duración de carga como se muestra en la *Figura 2.13*.



*Figura 2.13 Curva de duración de la demanda*

- 4.- Con la curva de duración se ajusta por cuadrados mínimos (se utiliza la función “**polyfit**” de MATLAB) para obtener los coeficientes del polinomio que mejor se ajuste a la curva de duración, se obtienen los coeficientes de un polinomio de grado  $n=7$ . La línea punteada de la *Figura 2.14* muestra los puntos que se tienen al evaluar la ec. ( 2.23).

$$\begin{aligned} \%D_{max} &= a_1x^7 + a_2x^6 + \dots + a_8 \\ &= -16.33x^7 + 58.62x^6 - 82.64x^5 + 59.6381x^4 - 24.34x^3 + 5.44x^2 - 0.62x + 0.999 \end{aligned} \quad (2.23)$$

- 5.- Se genera un número aleatorio con distribución uniforme entre 0 y 1, sustituyéndolo en el polinomio ( $x$ ) obtenido  $\%D$ .
- 6.- Se multiplica el valor obtenido ( $\%D$ ) por el valor de la demanda máxima que se tenga en cada nodo.

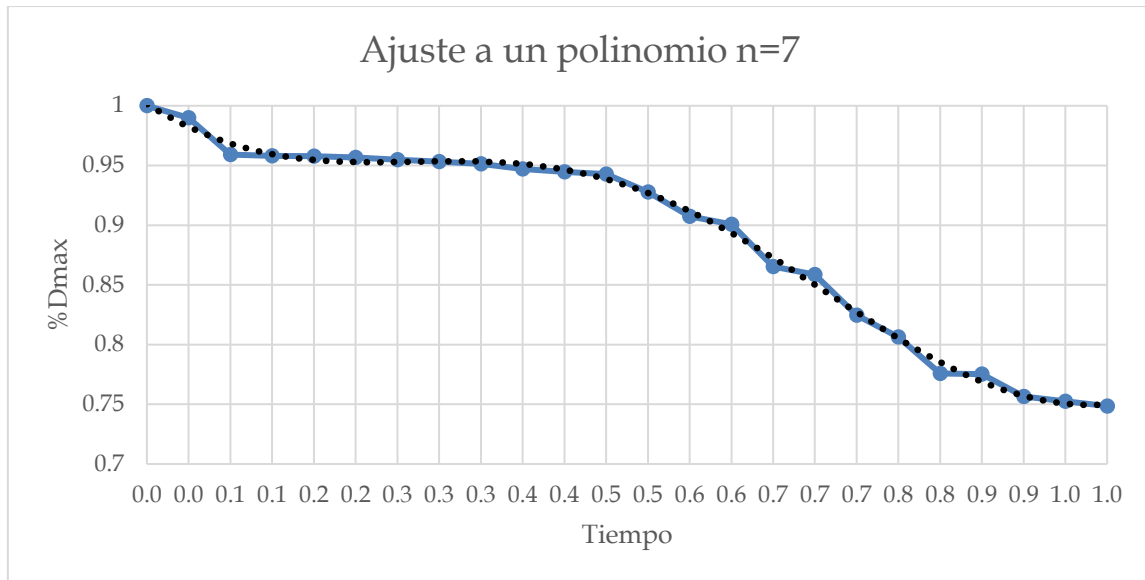


Figura 2.14 Curva del polinomio de ajuste

## 2.7 MODELO DE GENERACIÓN [27]

El modelamiento de la generación comprende dos aspectos independientes: la disponibilidad de los equipos e instalaciones y la disponibilidad de los recursos primarios. La forma tradicional de modelamiento asume total certidumbre en la disponibilidad de los recursos primarios y consiste en construir a partir de los modelos de confiabilidad de los componentes tablas que indican la probabilidad de perder determinada cantidad de MW. Sin embargo, esto sólo es válido para sistemas con grandes embalses o predominantemente térmicos, para los demás, que se denominan “limitados en energía”, es obligatorio incorporar ambos aspectos [32].

En [27] se realiza el análisis del modelo de generación para dos, tres y cuatro niveles de potencia disponible, obteniendo índices anualizados parecidos que al aumentar el número de niveles se tiene una mayor carga computacional.

Normalmente del programa de mantenimiento preventivo se determina cuales componentes están disponibles de acuerdo a la fecha y hora de falla [9].

En este trabajo se considera la tasa de salida forzada de los generadores y se realiza como a continuación se presenta:

El estado del sistema es una combinación aleatoria de todos los estados de las unidades de generación. El comportamiento de cada generador puede ser simulado por una variable aleatoria uniformemente distribuida entre 0 y 1. Considerando una representación de dos estados, se tiene que  $S_i$  es al estado del generador  $i$  y  $FOR_i$  es la tasa de salida forzada.

$$S_i = \begin{cases} 0 & \text{(Disponible)} & \text{si } U_i \geq FOR_i \\ 1 & \text{(Indisponible)} & \text{si } 0 \leq U_i < FOR_i \end{cases} \quad (2.24)$$

Si el número aleatorio generado es mayor a la  $FOR_i$  del generador  $i$  se considera que está disponible, en caso contrario se considera como indisponible.

## 2.8 GENERADOR DE NÚMEROS ALEATORIOS

El análisis del riesgo depende de eventos aleatorios, en el cual existen una o varias variables aleatorias interactuando. Generalmente, estas variables siguen distribuciones de probabilidad teóricas o empíricas diferentes a la distribución uniforme. Por consiguiente, para simular este tipo de variables, es necesario contar con un generador de números uniformes y una función que a través de un método específico (ver sección 2.5.1), transforme estos números en valores de la distribución de probabilidad deseada.

Existen muchos métodos para generar una variable aleatoria con una determinada función de distribución a partir de una sucesión de números aleatorios. Como los analíticos y congruenciales.

En este trabajo se utiliza el generador de números aleatorios “**rand**” de Matlab, con distribución uniforme entre 0 y 1, se basa en el método de congruencia lineal, el cual se describe a continuación.

Este método genera una secuencia determinista de números por medio de la fórmula recursiva [26].

$$X_{n+1} = (aX_n + b) \bmod m \quad n \geq 0 \quad (2.25)$$

Donde:

$$\begin{aligned} m &= \text{Módulo} & m > 0 \\ a &= \text{Multiplicador} & 0 \leq a < m \\ b &= \text{Incremento} & 0 \leq b < m \\ X_0 &= \text{Valor inicial o semilla.} \end{aligned}$$

El operador *modulo*  $m$  en la ec. (2.28) significa que  $aX_i + c$  es dividido por  $m$ , y el resto se asigna al valor de  $X_{i+1}$ . Así, cada  $X_i$  puede tener solo valores dentro del conjunto  $\{0, 1, \dots, m-1\}$  y los valores de la ec. (2.29) se nombran como números aleatorios, los cuales constituyen una secuencia de variables aleatorias uniformes.

$$N_a = \frac{X_i}{m} \quad (2.26)$$

$m$  debe tener un valor muy grande para evitar repeticiones, normalmente se considera el tamaño de palabras de la computadora que se este utilizando. Para este trabajo se utiliza una computadora de 64-bit, por lo que se asigna  $m=2^{64}$ .

## 2.9 PROCEDIMIENTO DE SIMULACIÓN

En este apartado con la simulación de Monte Carlo se obtiene la probabilidad y selección del estado del sistema de acuerdo a la disponibilidad e indisponibilidad de los componentes, la generación disponible y demanda requerida. Para las medidas remediales primero se realiza el análisis en estado estable, con el estudio de flujos de potencia se verifica el estado del sistema, en caso de existir alguna violación operativa se realiza flujos óptimos para corregirlos y en caso necesario se realiza corte de carga.

### 2.9.1 Simulación de Monte Carlo

La simulación de Monte Carlo es un método numérico que permite resolver problemas matemáticos mediante la simulación de variables aleatorias, considerando que estas variables deben ser independientes [33].

Con el método de simulación de Monte Carlo, el estado de falla del sistema se estudia generando en forma aleatoria salidas de los componentes las cuales definen los estados operativos en los cuales se valorarán los índices de riesgo; es decir, los estados se generan en forma aleatoria [9].

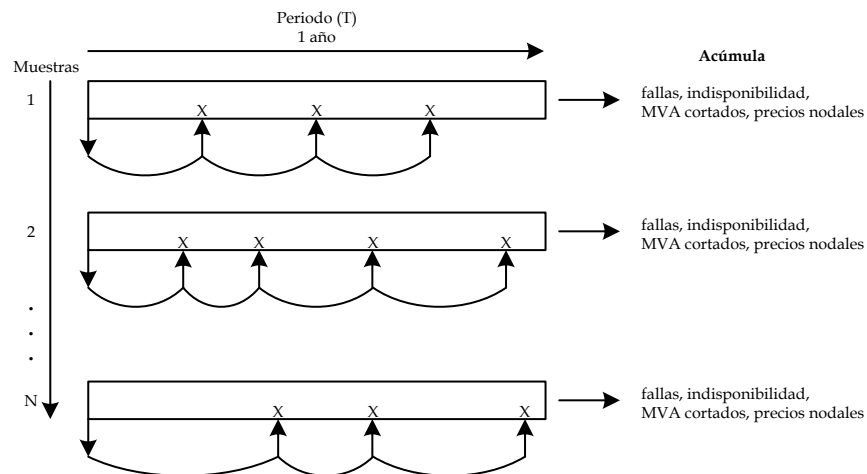


Figura 2.15 Procedimiento de simulación secuencial de Monte Carlo [9].

La Figura 2.15 muestra un esquema del procedimiento de simulación. Los instantes donde se producen las salidas de componentes están marcados con  $x$ .

A partir de la topología del sistema, datos eléctricos y confiabilidad de los componentes se procede a realizar la simulación de Monte Carlo, como se describe a continuación [6], [9]:

1. Se fija el tiempo de simulación (número de años).
2. A partir de que el sistema se encuentra en operación normal, se considera un análisis de contingencia N-1 (perdida de un componente del sistema).
3. Se genera un número aleatorio  $x$  con distribución uniforme entre 0 y 1, por el método de transformación inversa se convierte en un tiempo para falla  $tf$ , en este caso se utiliza para todos los componentes una función de probabilidad con distribución exponencial utilizando la ecuación ( 2.18).
4. Teniendo los tiempos de falla de todos los componentes del sistema, se procede a encontrar el menor, siendo este el componente fallado y será el punto de referencia para iniciar el año de estudio. Si el componente con menor tiempo de falla es mayor a un año, entonces no se acumulan índices y se pasa al siguiente año.
5. Se genera un número aleatorio  $x$  con distribución uniforme entre 0 y 1 para cada punto de carga y se convierte a un valor de demanda con su respectiva curva de carga (ver sección 0).
6. Se genera un número aleatorio con distribución uniforme entre 0 y 1, a partir de su FOR de cada generador se determina la generación disponible (ver sección 2.7).
7. Teniendo la nueva configuración se realiza un estudio de flujos de potencia para verificar que se cumplan los criterios seguridad y adecuación, en la sección 2.10.1 se especifica los criterios utilizados en este trabajo.
8. Si no se cumplen los criterios de seguridad y adecuación, se implementan generadores en los nodos de carga y se realiza un re-despacho de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras, si los generadores ficticios inyectan generación se tomaran las potencias inyectadas como cantidad de corte de carga en cada nodo. En la sección 2.11 se presenta la metodología y formulación utilizada.
9. Se genera un número aleatorio con distribución uniforme entre 0 y 1, de acuerdo a su respectiva distribución de probabilidad de reparación del componente fallado, se convierte por el método de la transformación inversa a un tiempo para reparación (utilizando la ec. ( 2.20)).
10. Se contabiliza para cada uno de los nodos de carga afectado: duración de la falla, energía no servida, violaciones de voltaje, etc.
11. El tiempo total de simulación es el tiempo acumulado más el tiempo para falla del componente más su tiempo de reparación. Si el tiempo de total de simulación es menor a 1 año volver al paso 3.

12. Si el tiempo total de simulación es mayor a 1 año, se incrementa el número de años hasta que se cumpla el paso 1 y terminar la simulación.

El proceso de simulación anterior se esquematiza como se muestra en la *Figura 2.16*.

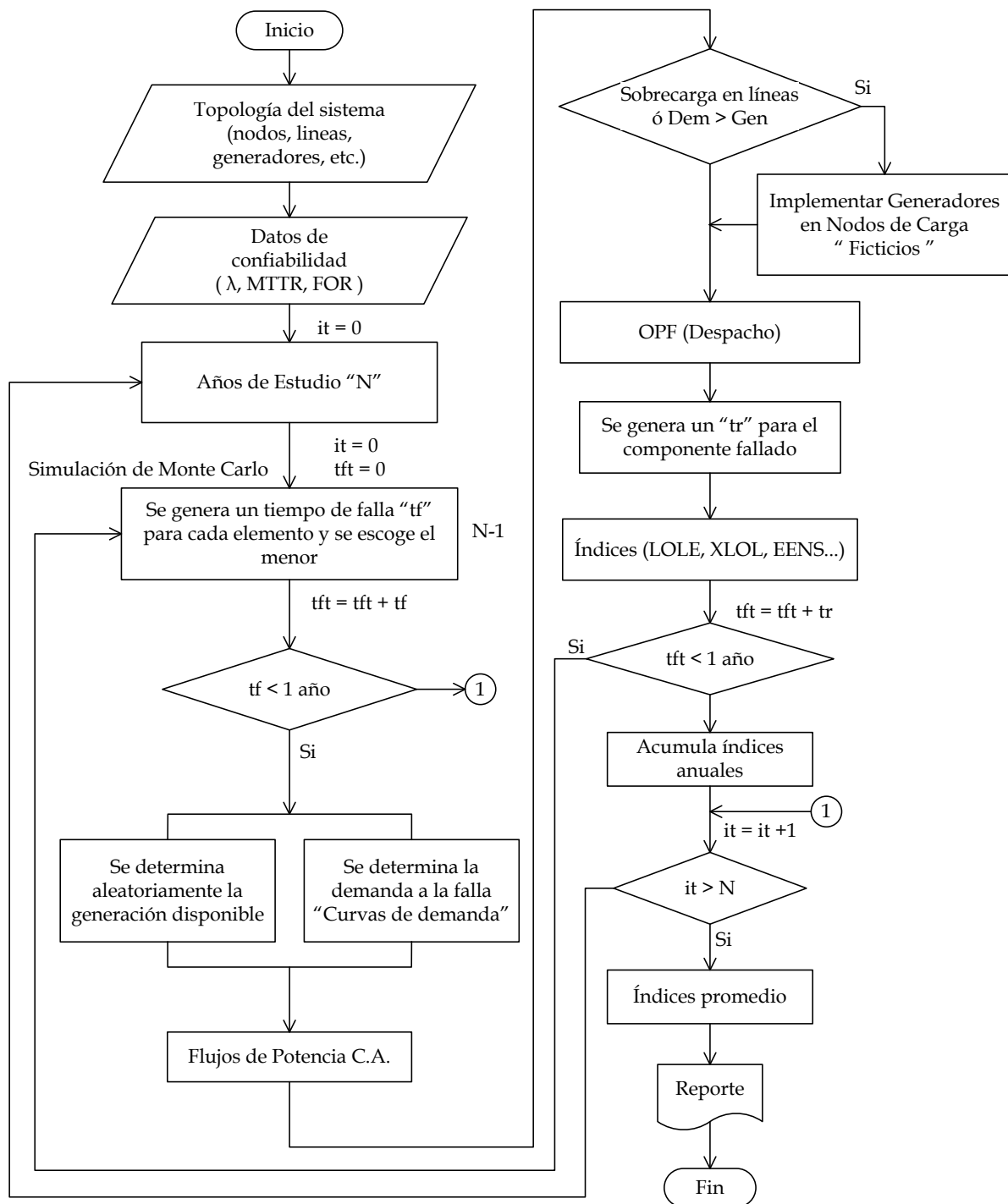


Figura 2.16.- Diagrama de flujo para realizar el análisis del Riesgo

## 2.10 ANÁLISIS DEL SISTEMA

Una vez obtenido el componente fallado, esto ocasiona una reconfiguración en el sistema (estado de falla,  $j$ ), la cual debe ser estudiada, se pueden presentar diversos estados de operación en los cuales se deben detectar que no se violen los criterios seguridad y adecuación, si esto sucede, determinar la raíz del problema.

### 2.10.1 Criterios de seguridad y adecuación

La seguridad se refiere a la habilidad del sistema para resistir a repentinos disturbios tales como cortos circuitos o pérdida inesperada de elementos del sistema. Mientras adecuación, es la habilidad del sistema eléctrico para suministrar la demanda instalada y requerimientos de energía de los consumidores en todo momento, considerando las salidas programadas y no programadas de los elementos del sistema [19].

Como se menciona en [1] se analiza el sistema con un estudio de flujos de potencia para clasificar la problemática de la contingencia.

En este trabajo se utiliza el estudio de flujos de potencia en corriente alterna (considera potencia activa y potencia reactiva) de Matpower “**runpf.m**” para detectar los siguientes criterios de seguridad que se consideraran para realizar las medidas remediales:

- 1) Sobrecarga en transformadores o líneas de transmisión.
- 2) Que los voltajes en nodos estén dentro de los límites máximo y mínimo establecidos (-5% a +5% del voltaje nominal [34]), estos límites pueden variar debido a que el usuario puede establecer el valor que desee.
- 3) Potencia de demanda sea mayor que la potencia de generación.

#### 2.10.1.1 Estados de operación.

El estado de operación de un sistema eléctrico se describe en función de su habilidad para satisfacer las restricciones de carga (balance de potencia activa y reactiva) y restricciones de operación (límites de operación de los componentes), lo que se puede presentar cinco estados de operación como se muestra en la *Figura 2.17* y que se describe a continuación [1, 35]:

- 1) Estado Normal: Se cumplen todas las restricciones de carga y operación, la frecuencia es constante, la función objetivo puede ser minimizada para disminuir el costo de producción, se puede disminuir las pérdidas y no hay contingencias.



- 2) Estado de alerta: Es un estado normal pero inseguro, todavía se cumplen las restricciones de operación, se puede disminuir el aumento del costo de producción de la contingencia.
- 3) Estado de Emergencia: Se violan las restricciones de desigualdad o técnicas, debido a la contingencia o incremento inesperado de la demanda, el objetivo es determinar el número mínimo de acciones de control, se puede corregir el problema regresar al estado de alerta.

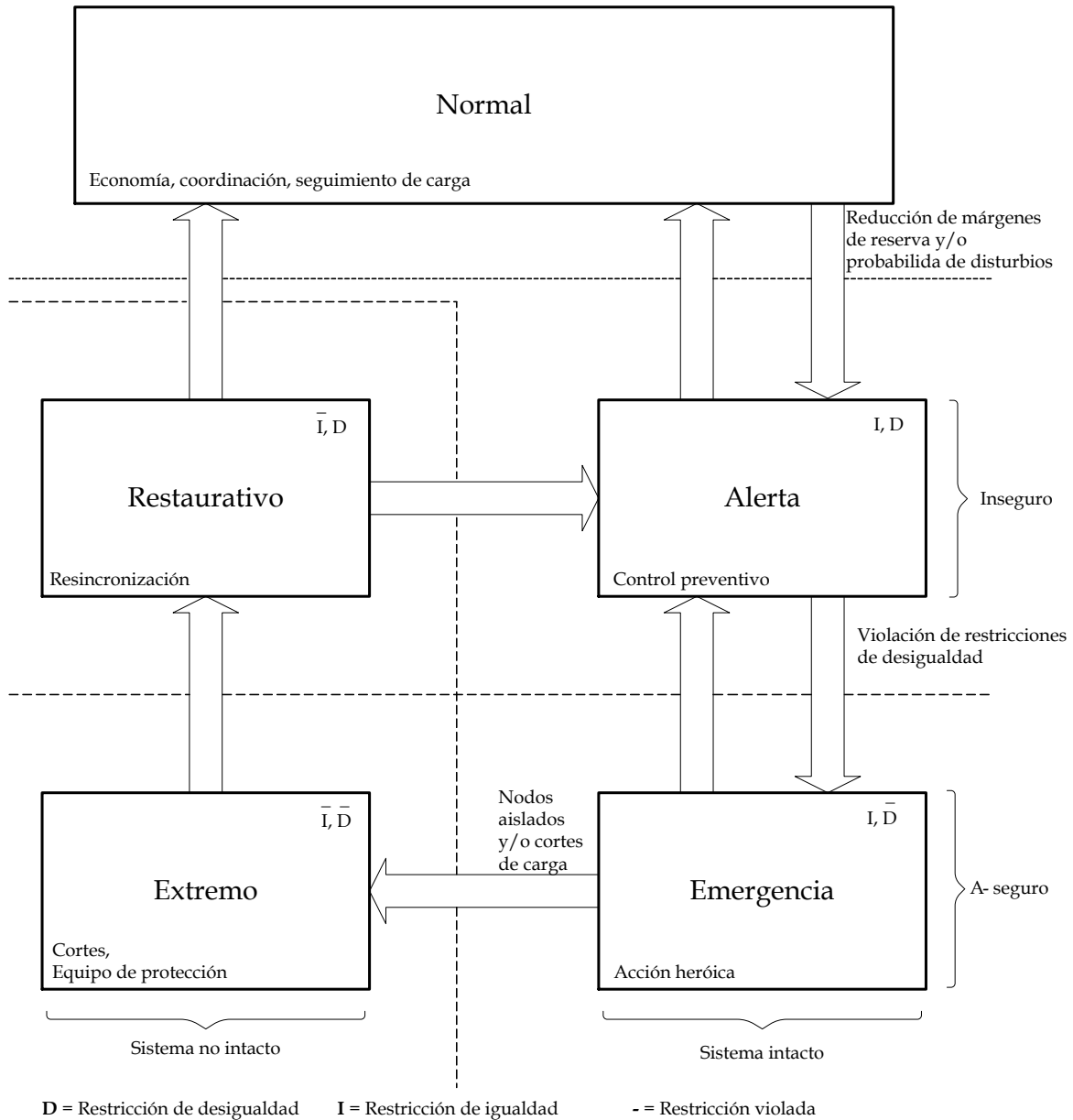


Figura 2.17 Estados de operación de un sistema eléctrico [35].

- 4) Estado de Emergencia Extrema: En este caso las restricciones de igualdad y desigualdad son violadas, las acciones de control son dirigidas a conservar la mayor parte de en operación, por lo que, existe corte de carga y se activan las protecciones.
- 5) Estado Restaurativo: En este estado las restricciones de desigualdad se cumplen pero no las de igualdad, la contingencia a sido controlada, es posible suministrar una parte de la demanda total respetando los límites de operación del sistema.

## 2.11 MEDIDAS REMEDIALES

Si no se cumplen los criterios de seguridad y adecuación, se tienen que realizar las medidas remediales necesarias. Normalmente es necesario redespachar o reprogramar la generación para mantener el balance de demanda - generación y aliviar sobrecargas, y al mismo tiempo, para evitar cortes de carga si es posible o si es inevitable minimizar la carga total cortada.

Para la corrección correspondientes a potencia activa se incluye la modificación de inyecciones de potencia activa y corte de carga (si es necesario) eliminando las oscilaciones de flujo existente en los elementos de transmisión permaneciendo constantes los voltajes en los nodos de voltaje controlado.

Para las acciones correctivas en potencia reactiva, se consideran principalmente el control de voltaje de generación, taps de transformadores y reactancias en derivación, manteniendo constantes las magnitudes de potencia activa.

La reprogramación de potencia activa y reactiva puede provocar costos mayores de operación cuando inicialmente se ha operado al SEP en forma económica y después suceda alguna contingencia que provoque violaciones en las restricciones [36], [27].

En este trabajo se considera lo siguiente:

- 1) Si existe sobrecarga en transformadores o líneas, las restricciones de desigualdad no se cumplen. Dado este estado de operación se implementan generadores en los nodos de carga siendo los que inyecten potencia activa en los nodos para aliviar la sobrecarga.
- 2) Si hay violaciones de voltajes nodales, las restricciones de desigualdad no están dentro de los límites, normalmente con el redespacho se corrige, mencionando que en el programa ya considera los taps y bancos de capacitores (ver sección 2.4).
- 3) Si en dado caso que la demanda sea mayor a la generación, las restricciones de igualdad no se cumplen por lo que se implementan generadores en lo nodos de carga que inyectarán la generación necesaria para que pueda converger el programa, considerando esta potencia inyectada como corte de carga.

Mencionando que en todas las contingencias, primero se realiza el redespacho y posteriormente el corte de carga (generadores ficticios). Además que para el análisis no se considera el estado transitorio, control primario o secundario, ni protecciones, el análisis es en estado estático.

### 2.11.1 Flujos de potencia óptimos

Para tener una solución en poco tiempo y detectar posibles sobrecargas normalmente se utiliza factores de sensibilidad lineal. Estos factores muestran una aproximación del cambio de flujo al variar la generación de la configuración de la red este cambio se analiza con un estudio de flujos de potencia en DC. Se pueden tener varios tipos de factores de sensibilidad, los dos más utilizados son [21]:

1. Factores de distribución de transferencia de potencia (PTDFs)
2. Factores de distribución de salida de líneas (LODFs)

En este trabajo se utilizará el OPF de Matpower “**runopf.m**” dada su flexibilidad y accesibilidad al código fuente para realizar las modificaciones y simulaciones necesarias.

El OPF de Matpower en su versión estándar de corriente alterna, es, en general un problema de optimización con restricciones no lineales. En un sistema con  $n_b$  buses,  $n_g$  generadores y  $n_l$  líneas, las variables de optimización  $Z$  está definido en términos del vector voltajes nodales  $n_b \times 1$  con ángulo  $\theta$  y magnitud  $V$ , y el vector de generación  $n_g \times 1$  con potencia real  $P$  y reactiva  $Q$ , se presenta a continuación [37]:

$$Z = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ P \\ Q \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Realizando las respectivas modificaciones para un sistema desregulado en donde se consideran los diferentes esquemas de mercado las cuales se abordaran en el siguiente capítulo, el OPF minimiza el costo de generación y demanda (en el siguiente capítulo se explica por qué se utilizará el mismo modelo para un sistema de potencia desregulado), cuyo modelo matemático se presenta a continuación [6], [22], [11]:

**La función objetivo** (2.28) es minimizar la sumatoria individual de la potencia real y reactiva inyectada para cada generador más la suma de los MW cortados para cada nodo de carga. Esto se realiza para cada estado  $j$  (estado de contingencia) obtenida en la simulación de Monte Carlo.

$$\min_{\theta, V, P, Q} \left( \sum_{i=1}^{n_g} C_i^j (P_g^j) + \sum_{i=1}^{n_d} C_i^j (CC^j) \right) \quad (2.28)$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_{g_i}^j - \sum_{i=1}^{n_d} P_{d_i}^j + \sum_{i=1}^{n_d} CC_i^j = \sum_{i=1}^{n_g} V_i^j V_k^j |Y_{ik}^j| \cos(\theta_i^j - \theta_k^j - \delta_{ik}^j) \quad (2.29)$$

$$\sum_{i=1}^{n_g} Q_{g_i}^j - \sum_{i=1}^{n_d} Q_{d_i}^j = \sum_{i=1}^{n_g} V_i^j V_k^j |Y_{ik}^j| \sin(\theta_i^j - \theta_k^j - \delta_{ik}^j) \quad (2.30)$$

$$\theta_i^{ref} \leq \theta_i \leq \theta_i^{ref} \quad (2.31)$$

$$P_{g_i}^{Min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{Max} \quad (2.32)$$

$$Q_{g_i}^{Min} \leq Q_{g_i} \leq Q_{g_i}^{Max} \quad (2.33)$$

$$V_i^{j,Min} \leq V_i^j \leq V_i^{j,Max} \quad (2.34)$$

$$S_{ik}^j \leq S_{ik}^{j,Max} \quad (2.35)$$

$$CC_i^j \leq CC_i^{j,Max} \quad (2.36)$$

Donde:

$j$  = Estado seleccionado (estado de falla) con la simulación de Monte Carlo.

$i$  = Nodo

$n_g$  = Número de generadores

$n_d$  = Número de nodos de demanda

$C(P_g)$  = Curva de costos de potencia activa los generadores

$C(CC)$  = Curva de costo para corte de carga de nodos de demanda

$CC$  = Corte de carga (potencia real)

$P_{g_i}$  = Potencia real del generador en el nodo  $i$

$Q_{g_i}$  = Potencia reactiva del generador en el nodo  $i$

$P_{d_i}$  = Potencia real de demanda en el nodo  $i$

$Q_{d_i}$  = Potencia reactiva de demanda en el nodo  $i$

$Y_{ik}^j$  = Matriz de admitancias entre los nodos  $i-k$

- $\theta_i$  = Ángulo del voltaje del nodo  $i$   
 $\delta_{ik}$  = Diferencia entre el ángulo de voltaje entre los nodos  $i-k$   
 $P_{gi}^{Min}, P_{gi}^{Max}$  = Potencia real mínima y máxima del generador  $i$   
 $Q_{gi}^{Min}, Q_{gi}^{Max}$  = Potencia reactiva mínima y máxima del generador  $i$   
 $V_i^{j,Min}, V_i^{j,Max}$  = Voltaje mínimo y máximo del nodo  $i$ , del estado  $j$   
 $S_{ik}^{j,Max}$  = Límite de potencia aparente del componente entre los nodos  $i-k$ .  
 $CC_i^{j,Max}$  = Límite para corte de carga en el nodo de demanda  $i$ .

**Las restricciones de igualdad** ec. ( 2.29) y ( 2.30) son las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva, respectivamente. En cada estado  $j$ , la potencia generada debe ser suficiente para cubrir la demanda más las pérdidas en la red, donde la pérdidas son de potencia activa están dadas en las ec. ( 2.37) y ( 2.38), respectivamente.

$$\sum_{i=1}^{n_g} V_i^j V_k^j |Y_{ik}^j| \cos(\theta_i^j - \theta_k^j - \delta_{ik}^j) = P_i(\bar{V}, \bar{\theta}) \quad (2.37)$$

$$\sum_{i=1}^{n_g} V_i^j V_k^j |Y_{ik}^j| \sin(\theta_i^j - \theta_k^j - \delta_{ik}^j) = Q_i(\bar{V}, \bar{\theta}) \quad (2.38)$$

Donde:

$\bar{V}$  = Vector de magnitudes de voltajes de cada nodo del sistema.

$\bar{\theta}$  = Vector de ángulos de voltajes de cada nodo del sistema.

**Las restricciones de desigualdad** ec. ( 2.31) - ( 2.36), consideran los límites que se deben satisfacer las variables de control  $Z$ . Estas restricciones reflejan los límites operativos establecidos al sistema de potencia y los límites de los componentes.

- Los límites de potencia activa y reactiva ec. ( 2.32) y ( 2.33) asignadas a las unidades de generación deben de estar dentro de los límites de operación. Estas restricciones reflejan los límites operativos y térmicos que un generador debe satisfacer.
- Límites de flujo en componentes de enlace ec.( 2.35), estos límites se establecen con la finalidad de mantener la seguridad en el sistema de potencia, las líneas de transmisión o los transformadores no deben ser sobrecargados. Estos límites pueden deberse a restricciones térmicas o por condiciones de seguridad del sistema.
- Perfiles de voltaje ec. ( 2.34), esta restricción permite mejorar el perfil de voltaje de los nodos de carga del sistema, siendo un criterio de seguridad muy importante del objetivo del sistema de potencia.
- Con la ec. ( 2.31) se establece la diferencia de los ángulos de voltaje entre ambos extremos de la línea, esta restricción nos permite evitar que incremente la

diferencia angular por arriba del límite máximo de estabilidad de estado estable (90 grados), lo que podría llevar al sistema eléctrico a una condición de inestabilidad.

- En la ec. ( 2.36) se limita los cortes de carga estableciendo las cantidades de MW cortados para cada nodo de carga.

El precio nodal de potencia activa del nodo  $i$  para el estado  $j$  bajo soluciones óptimas está dada en la ecuación ( 2.39) [21].

$$\rho_i^j = \frac{\partial L^j}{\partial P_i^j} \quad (2.39)$$

Donde:

$L$  = Lagrangiano

$P_i$  = Potencia activa del nodo  $i$

$\rho_i$  = Precio del nodo  $i$

## 2.12 CÁLCULO DE ÍNDICES DE RIESGO.

Los índices de riesgo más fáciles de obtener y por lo tanto los más usados, son aquellos que se derivan de una comparación en términos probabilísticos en instantes dados entre la carga (demanda) y la capacidad del sistema en condiciones de estado estable. Tal capacidad del sistema es frecuentemente llamada como adecuación. Estos índices de riesgo no consideran el fenómeno transitorio que ocurre en el sistema eléctrico desde el momento en que una salida forzada tiene lugar hasta que una nueva situación estable es alcanzada, ellos son calificados como estáticos [38].

La manera de cuantificar el riesgo de un sistema eléctrico, es a través de índices. El estado del sistema solo se valora para los instantes en que hay salidas de componentes, es decir, para aquellos estados de contingencia donde exista salidas de unidades de generación, transformadores o salidas de líneas de transmisión.

Los índices de riesgo se basan en los cortes de carga, selección del estado de salida del sistema y su probabilidad de ocurrencia.

En general, un índice se calcula como un promedio estadístico que es estimador del valor esperado de un índice. Cuando termina la simulación de Monte Carlo, se tendrá en cada nodo de carga  $k$  una muestra de  $N$  datos para cada variable  $I$  que permite calcular un índice riesgo [9]. En este trabajo se realiza el muestreo para un año (Ocurrencias/año, h/año, MW/año, etc), el cual puede variar el tiempo o periodo de muestreo para más años, como para tres años (ocurrencias/3 años, h/3 año, MW/3 año, etc).

$$E(I) = \frac{1}{N} \sum_{m=1}^N I_m \quad (2.40)$$

Algunos índices anuales que se utilizan en este trabajo son:

### Tasa de fallas en el nodo k

Este índice nos indica el número promedio de interrupciones sostenidas vistas por los usuarios en el nodo  $k$  en un periodo de tiempo de un año.

$$\lambda_k = \frac{1}{N} \sum \text{fallas} \quad \text{ocurrencias/año} \quad (2.41)$$

### Pérdida de carga esperada (Loss of Load Expectation, LOLE)

Este índice representa, el tiempo promedio que los usuarios tienen en una interrupción durante el periodo de un año.

$$LOLE_k = \frac{1}{N} \sum t_{indisponible} \quad (\text{h/año}) \quad (2.42)$$

### Corte de carga esperada en el nodo k

Es el corte de carga que se presenta en los puntos de demanda al existir baja generación (salida por falla o mantenimiento de unidades generadoras) o se violen los límites de seguridad de la red de transmisión (sobrecarga en líneas o transformadores).

$$XLOL_k = \frac{1}{N} \sum MW_{indisponible} \quad (\text{MW/año}) \quad (2.43)$$

### Energía esperada no suministrada (Expected Energy Not Supply, EENS)

Este índice se define como el valor medio de la energía no suministrada en un año, el cual se considera el corte de carga (CC) en los nodos de demanda y su duración (duración de la falla).

$$EENS_k = \frac{1}{N} \sum CC * t_{indisponible} \quad (\text{MW-h/año}) \quad (2.44)$$

Al utilizar el OPF también se obtiene el costo de operación y precios nodales promedio debido a la reprogramación de potencia activa y reactiva que puede provocar costos mayores de operación cuando inicialmente se ha operado al SEP en forma económica y después de la contingencia provoque violaciones en las restricciones. Estos costos incluyen el costo por corte de carga en caso de que lo hubiera. En este trabajo se

considera que el costo de los generadores ficticios (con estos se obtiene la cantidad de corte de carga) sea mayor al de la unidad más cara del sistema. Mencionando que no es el costo marginal nodal (costo al incrementar un MW más, en determinado punto del sistema), solo es el costo por el redespacho.

**Costo de operación promedio (COP)**

Es el Costo de operación (CO) promedio que se tiene al considerar el redespacho de unidades que pudieran provocar los diferentes estados de falla (obtenidos en la simulación de Monte Carlo).

$$COP = \frac{\sum CO}{\sum fallas} \quad \$/h \quad (2.45)$$

**Precio nodal promedio (CNP)**

Es el precio nodal promedio que se tiene con el OPF al evaluar los diferentes estados de falla (obtenidos en la simulación de Monte Carlo).

$$CNP_k = \frac{\sum \rho_k}{\sum fallas} \quad \$/MWh \quad (2.46)$$

**2.13 NÚMERO DE SIMULACIONES**

Para la simulación de Monte Carlo se realizaron varios casos de prueba para el sistema de 6 nodos (RBTS ) en demanda máxima, observando que a partir de 400 muestras el cambio es menor y considerando que a mayor número de simulaciones se tiene una mejor exactitud, los valores XLOL y EENS de 400 simulaciones se aproxima más a los valores cuando se realizan 10500 simulaciones, como se observa de la *Tabla 2.3* a la *Tabla 2.6* y las gráficas *Figura 2.18* y *Figura 2.19*.

*Tabla 2.3 Corte de carga para diferentes muestras para la simulación de Monte Carlo*

Nodo	Corte de carga (MW/año) para diferentes simulación de Monte Carlo									
	5	10	50	100	200	300	350	400	450	500
N1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N2	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
N3	202.316	210.885	202.316	199.547	198.165	198.092	198.478	196.390	195.637	195.001
N4	12.058	12.256	12.058	12.591	12.080	12.186	12.237	12.092	12.066	12.084
N5	81.482	83.302	81.482	80.472	78.997	78.643	78.803	78.022	77.525	77.329
N6	124.968	128.496	124.968	123.146	120.946	120.064	120.300	119.212	118.549	118.240



Tabla 2.4 Corte de carga para diferentes muestras para la simulación de Monte Carlo (cont.)

Nodo	Corte de carga (MW/año) para diferentes simulación de Monte Carlo (continuación)									
	600	1000	1500	2000	3000	4000	5000	8000	10000	10500
N1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N2	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
N3	195.901	194.270	194.429	194.989	194.801	195.916	196.092	196.191	196.366	196.358
N4	12.079	11.918	12.019	12.081	12.040	12.166	12.137	12.087	12.086	12.092
N5	77.522	77.277	77.252	77.275	77.175	77.520	77.631	77.711	77.796	77.778
N6	117.797	117.056	117.050	116.664	117.122	117.619	117.594	117.687	117.799	117.805

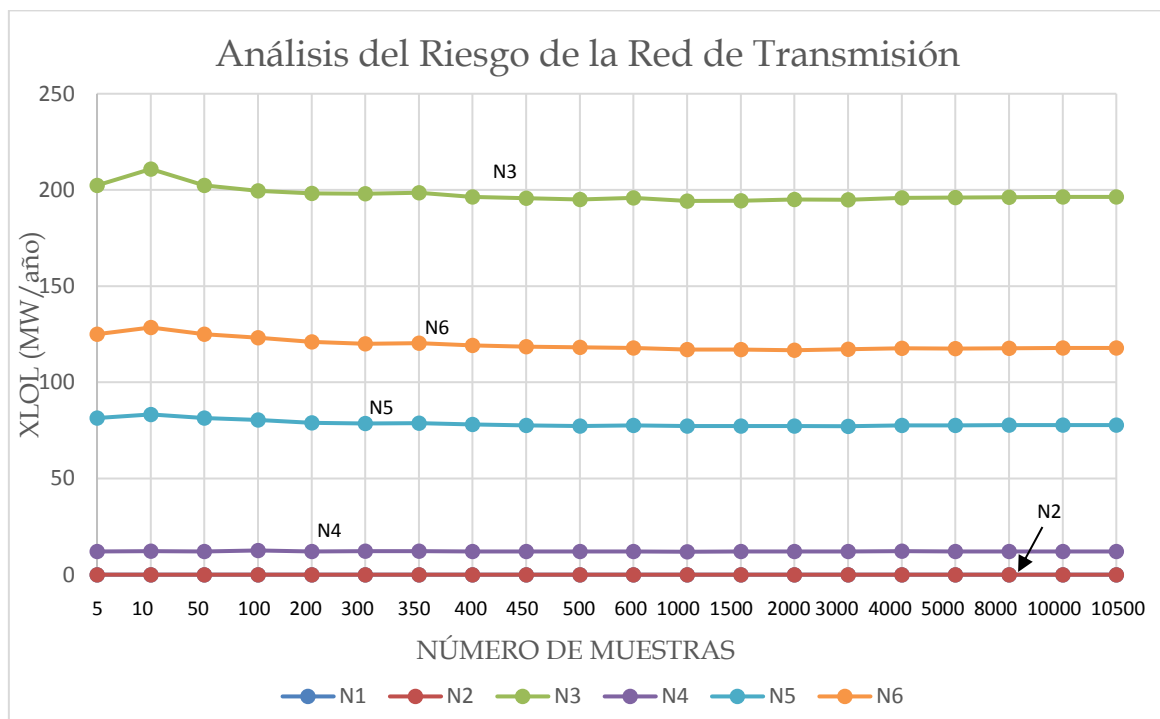


Figura 2.18 Corte de carga para diferentes muestras para la simulación de Monte Carlo

Tabla 2.5 EENS para diferentes muestras para la simulación de Monte Carlo

Nodo	Energía (MWh/año) para diferentes simulación de Monte Carlo									
	5	10	50	100	200	300	350	400	450	500
N1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000
N2	0.040	0.040	0.040	0.038	0.036	0.04	0.04	0.036	0.036	0.036
N3	2398.231	2398.231	2398.231	2282.675	2225.950	2217.79	2245.94	2208.191	2189.466	2178.920
N4	136.909	136.909	136.909	124.633	115.393	116.92	119.80	119.148	118.232	117.879
N5	1635.889	1635.889	1635.889	1573.504	1478.274	1486.10	1508.22	1480.668	1452.972	1453.594
N6	3325.485	3325.485	3325.485	3123.709	2970.193	2974.95	2987.92	2952.994	2931.794	2919.644

Tabla 2.6 EENS para diferentes muestras para la simulación de Monte Carlo (cont.)

Nodo	Energía (MWh/año) para diferentes simulación de Monte Carlo (continuación)									
	600	1000	1500	2000	3000	4000	5000	8000	10000	10500
N1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N2	0.036	0.036	0.036	0.036	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035
N3	2192.56 2	2184.21 1	2189.82 3	2177.73 8	2162.24 9	2171.80 2	2179.52 6	2175.40 4	2177.82 4	2175.87 9
N4	117.844	115.765	118.970	118.515	117.784	119.117	119.432	119.635	119.595	119.522
N5	1454.31 6	1484.96 2	1477.51 6	1459.24 6	1439.94 0	1440.85 6	1439.53 2	1429.37 5	1432.83 1	1431.87 3
N6	2899.83 6	2922.78 6	2900.89 0	2876.88 4	2873.79 6	2867.93 3	2866.73 3	2865.34 3	2869.80 3	2869.02 2

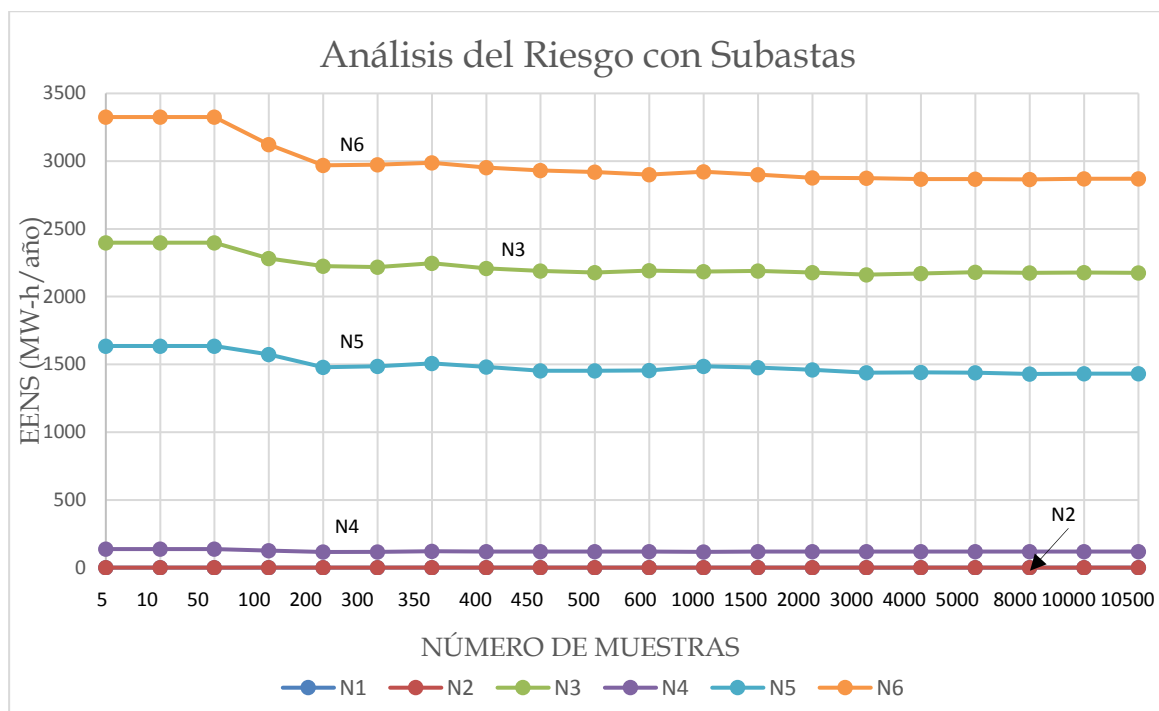


Figura 2.19 EENS para diferentes muestra para la simulación de Monte Carlo

# CAPÍTULO 3

## CONTRATOS DE SUBASTAS DE ENERGÍA CONSIDERANDO EL RIESGO

Los sistemas eléctricos en el mundo han ido cambiando en la estructura, regulación, planeación y operación. Generación, transmisión y distribución los cuales están integrados verticalmente por una sola compañía en un sistema tradicional, son separados en compañías diferentes. El monopolio del suministro de energía eléctrica desaparece. Por lo tanto, cada compañía tiene que cambiar de estrategia para un nuevo ambiente.

El propósito principal de la desregularización del sector eléctrico es la introducción de la competencia de potencia y proporcionar un mejor servicio a consumidores y proveedores de energía. En un ambiente desregulado, clientes (o proveedor) puede comprar (o vender) electricidad mediante dos modelos de transacción: modelo de transacción por contratos bilaterales y modelo de transacción administrado por el mercado pool. Los participantes del mercado que no quieren tener riesgo de la inestabilidad de los precios podrían adquirir energía por medio de contratos bilaterales. Los participantes del mercado que no les importa el riesgo para comprar o vender estarán en el mercado pool. Por lo tanto, en la nueva estructura las cantidades y precios de las transacciones de energía dependen del comportamiento de los participantes en el mercado [39].

Dependiendo el país, estructura del sistema, se le puede nombrar de diversas maneras a un sistema desregulado algunos pueden ser sistema horizontal, nuevo ambiente, sistema competitivo y para un sistema regulado se le puede llamar sistema vertical, sistema tradicional.

En este capítulo se describe la estructura de un sistema desregulado, la situación en México y finalmente la metodología utilizada para el análisis del riesgo de los sistemas desregulados considerando contratos derivados de las subastas (contratos ya realizados).

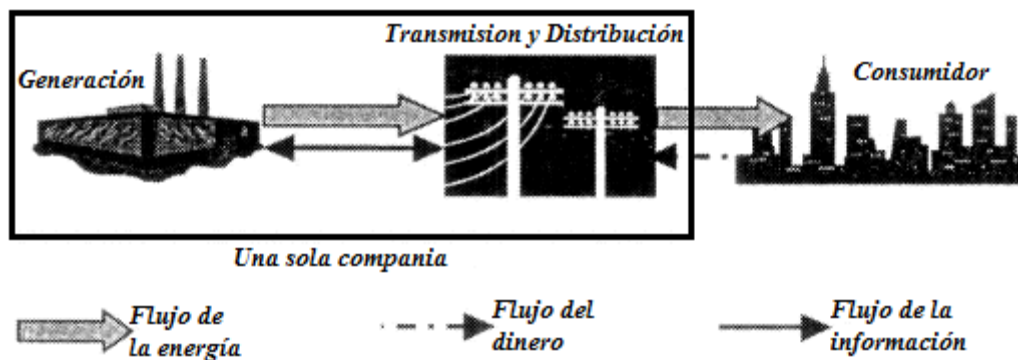
### 3.1 CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA DESREGULADO

En un entorno competitivo ha creado nuevas responsabilidades y oportunidades para la transmisión; las nuevas responsabilidades incluyen la operación del sistema no sólo para beneficiar a los dueños, sino además a las partes interesadas: los clientes, generadores, reguladores, distribuidores, etcétera. Las nuevas oportunidades incluyen

la operación del sistema para mejorar el manejo de la energía y así bajar los precios a los clientes.

La situación de la transmisión se vuelve más compleja vista desde las diferentes perspectivas de los clientes: los encargados de la generación desean que la energía se suministre a los clientes al menor costo posible; los intermediarios desean que el producto que ellos han comprado sea entregado al cliente a través de la ruta que produzca el mayor margen de ganancia, pero esta ruta pudiera tener impactos adversos en la confiabilidad del sistema; los compradores al mayoreo buscan el costo total más bajo para cumplir con sus obligaciones; los usuarios finales, por otro lado, buscan diferentes niveles de confiabilidad que reflejen sus necesidades [40].

En la *Figura 3.1* se observa la estructura típica de un sistema verticalmente integrado donde el flujo de la información es solo entre la generación y el sistema de transmisión. Similarmente, el dinero es unidireccional, de los consumidores a la compañía suministradora.



*Figura 3.1 Estructura típica de un sistema verticalmente integrado [41].*

En la *Figura 3.2* se observa la estructura típica de un sistema desregulado (dependiendo la estructura del sistema, el país puede cambiar) con el flujo de la información y el dinero entre varios participantes.

El flujo del dinero en un sistema verticalmente integrado solo lo maneja una sola compañía que incluye todas las etapas para el proceso de generación, transmisión y distribución. Mientras en un sistema desregulado los servicios son proporcionados por diversas compañías, como se observa en la *Tabla 3.1*.

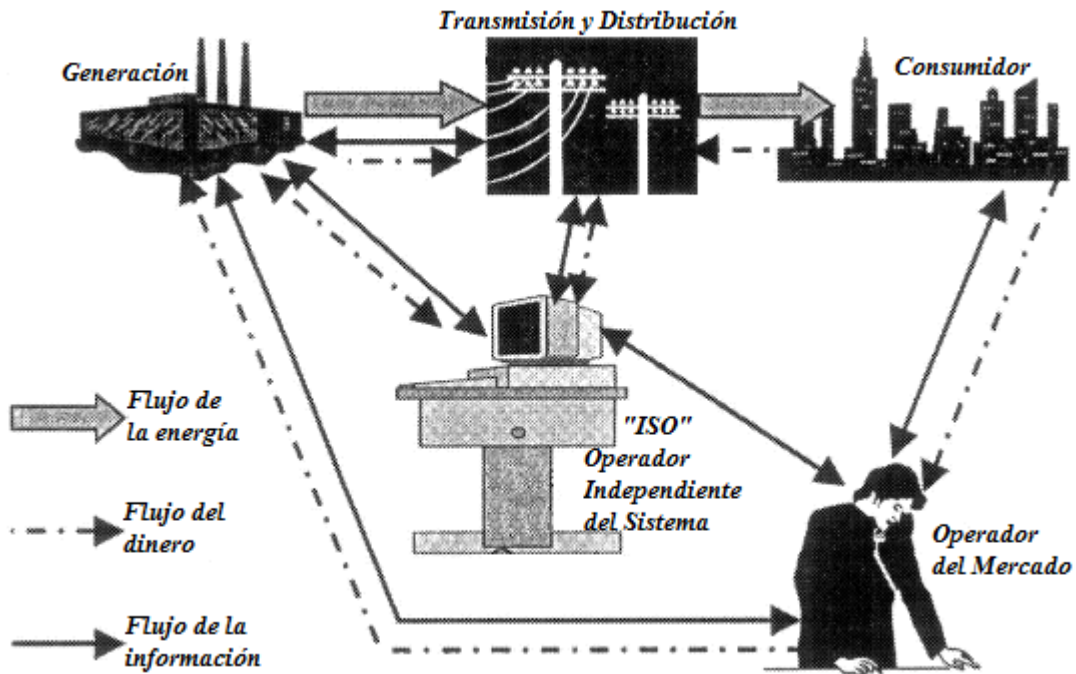


Figura 3.2 Estructura típica de un sistema desregulado [41].

Tabla 3.1 Manejo del precio antes y después de la desregularización

Antes	Ahora
El precio de la electricidad incluye: - El costo de generación, transmisión, planeación y otros, se le cobra totalmente a los consumidores.	El precio de la electricidad incluye: - Precio de la energía eléctrica - Precio del suministro de energía - Precio de otros servicios como regulación de frecuencia y control de voltaje. Aunque en el cobro no se nota esta separación.

### 3.2 ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DESREGULADO [41]

La llegada de la desregulación permite la creación nuevas empresas y los mercados de energía, y por otro lado la redefinición de las funciones de cada participante del sistema. Existen diversas estructuras de mercado y tipos de mercado (potencia, energía, servicios auxiliares, entre otros) los cuales defines la estructura de este, normalmente se puede dividir en las siguientes compañías:

### **3.2.1 Compañías de Generación (gencos)**

Las compañías de generación producen y venden electricidad. Diferentes mercados pueden clasificarlos basados en su capacidad de generación o de acuerdo al tipo de contratación que pueda realizarse para operar en el mercado.

### **3.2.2 Compañías de transmisión (transcos)**

Las compañías de transmisión son las entidades que tienen a su cargo la red de transmisión. Su principal responsabilidad es transportar la electricidad de los generadores a los consumidores y poner a disposición de todas las entidades la red de transmisión. Estas compañías cobran por el uso de la red.

### **3.2.3 Compañías de distribución (discos)**

Usualmente estas compañías poseen y operan las redes de distribución local en un área determinada. Estos compran la electricidad a través del mercado spot a través de contratos directos con gencos y suministrar la electricidad a los consumidores finales.

### **3.2.4 Consumidores**

Un consumidor es una entidad que consume electricidad. Los consumidores tienen varias opciones de compra. Estos pueden elegir comprar electricidad de las ofertas de compra-venta en el mercado spot, o pueden comprar directamente de un genco o incluso de una compañía local de distribución.

### **3.2.5 Operador Independiente del Sistema (ISO)**

En un mercado competitivo de generación y con acceso libre a los servicios de energía, es necesario de un control operativo, independiente de la red. Sin embargo, el funcionamiento independiente de la red no está garantizada sin una entidad independiente, esta entidad es llamada Operador Independiente del Sistema (Independent System Operator, ISO). Un ISO es independiente de los participantes del mercado así como de los propietarios de transmisión, generadores, compañías de distribución y usuarios finales [42]. El propósito básico del ISO es permitir el acceso justo y no-discriminatorio a los servicios de transmisión y servicios auxiliares, mantener la operación en tiempo real y atender los requerimientos de confiabilidad del sistema. En estado normal de operación el ISO es el responsable de mantener la frecuencia y voltaje del sistema dentro de sus rangos de tolerancia y corregir las restricciones que puedan ser violadas [43].

### **3.2.6 Operador del mercado**

Es una entidad responsable de que se lleve a cabo la operación de las negociaciones del mercado. Esta recibe las ofertas de los participantes del mercado y determina los precios del mercado basado en ciertos criterios de acuerdo a la estructura del mercado. Los mercados pueden tener diferentes esquemas tales como mercado horario para día en adelante, mercado a futuro (semanal, mensual o anual).

## **3.3 MODELOS DE MERCADO**

En los mercados se puede participar con libre acceso para poder vender o comprar potencia, energía u otros servicios, establecer acuerdos a mediano o largo plazo para satisfacer sus necesidades, esto también conlleva al cumplimiento de ciertos requisitos ó reglas que dependiendo a la estructura del mercado se deben cumplir. Para la realización de estos existen los modelos mercados en la cual clientes o proveedores pueden elegir como adquirir los servicios de compra o venta y así llevar a cabo el cumplimiento de sus acuerdos, de manera general los tres modelos de mercado propuestos son: pool, contratos bilaterales y modelo híbrido.

### **3.3.1 Modelo Pool.**

Vendedores y compradores presentan sus ofertas al pool, las cantidades de potencia que están dispuestos a comerciar en el mercado. En el mercado los vendedores compiten para suministrar energía a la red y no para consumidores específicos. Se elige a los vendedores con menor costo de la energía. El operador del mercado pool junto con el ISO realizan el despacho económico y establecen el proceso para determinar el precio de la electricidad (spot), presenta los detalles de la obtención del precio a los consumidores y decidir las inversiones para mejorar la red. En este mercado, las ofertas ganadoras son pagadas al mismo precio spot, este es igual a la oferta más cara de los ganadores [44]. En este modelo la energía se vende al mercado pool y esta misma se encarga de pagarle al vendedor.

### **3.3.2 Contratos bilaterales**

Los contratos bilaterales también se conocen como modelo de acceso directo. Son acuerdos negociables para enviar y recibir potencia activa entre dos participantes. En estos contratos los términos y condiciones son independientes del ISO [44]; sin embargo, se les puede pedir que den a conocer públicamente algunos o todos los detalles de la transacción para que el ISO verifique si hay suficiente capacidad de transmisión y mantener la seguridad del sistema [45]. La desventaja que se presenta son los altos costos que se presentan para realizar la negociación y trámites para que se realice, y el riesgo en la solvencia de pagos [44].

### 3.3.3 Modelo híbrido

El modelo híbrido es la combinación de las características de los modelos anteriores. En el modelo híbrido, no es necesario el modelo pool, un cliente podría realizar la negociación directamente con el proveedor o aceptar las ofertas del mercado del precio spot. Para el modelo pool, este atiende a todos los participantes (compradores y vendedores), sin considerar los contratos bilaterales. Sin embargo, permiten a los clientes la negociación para los acuerdos de compra de potencia con proveedores y asiste a los clientes para negociar acuerdos de compra de energía con proveedores ofreciendo una elección para el cliente y un impulso para la creación de una amplia variedad de servicios y opciones de precios para satisfacer mejor las necesidades individuales de los clientes [44].

## 3.4 DESREGULACIÓN EN MÉXICO.

En este apartado se aborda de manera general el proceso, estructura y el surgimiento del mercado eléctrico mayorista con la desregularización del sector eléctrico en México, citándose los documentos en la que se encuentra la información y solo tratar de fundamentar el objetivo de este trabajo.

Hasta antes de la reforma, México contaba con un modelo tradicional de servicio eléctrico en el que la CFE, como organismo del Estado, y verticalmente integrado, estaba encargado de desarrollar todas las actividades para el suministro eléctrico, desde la generación de la energía hasta su entrega a los usuarios finales.

Con la publicación de La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) [Ley de la CFE] promulgadas el 11 de agosto de 2014 por el poder ejecutivo junto con la reforma de los artículos 25, 27 y 28, en Materia de Energía de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos el 20 de diciembre de 2013, transformaron radicalmente al sector eléctrico.

La LIE tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes [46].

Mientras la Ley de la CFE tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la empresa productiva del Estado Comisión Federal de Electricidad, así como establecer su régimen especial en materia de: Empresas productivas subsidiarias y empresas filiales; remuneraciones; adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; bienes; responsabilidades; dividendo estatal; presupuesto, y deuda. En esta misma ley CFE se



establece como una empresa productiva del estado de propiedad exclusiva del gobierno federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión. Así, como la CFE garantizará el acceso abierto a la red nacional de transmisión y a las redes generales de distribución, la operación eficiente del sector eléctrico y la competencia [47].

Es importante recordar que la participación de los particulares, en especial los extranjeros, en la generación de energía eléctrica aparece en 1992 con las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; sin embargo, el primer permiso se otorga hasta 1997 a la empresa estadounidense AES Mérida III, que comenzó operaciones en 2000 [48]. Otro ejemplo, el 9 de junio de 1999 la CRE, otorgó a Industrial Aceitera, S.A. de C.V., el permiso de autoabastecimiento de energía eléctrica E/138/AUT/99, la cual no cumplió con sus obligaciones y fue derogada el 13 de octubre de 2009 [49].

### 3.4.1 Separación del sector eléctrico.

Son 3 los organismos públicos clave en este nuevo sistema del sector eléctrico: la SENER, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) creada el 04 de octubre de 1993 y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) creada el 28 de Agosto de 2014. Y en colaboración con la CFE como empresa pública productiva y las empresas del país, diseñen los instrumentos de planeación, operación y regulación que requiere.

De manera general las principales funciones de cada entidad se presentan a continuación:

#### **SENER [50]**

- Diseño de la política energética del país y planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- Coordinación de la evaluación del desempeño del CENACE y del MEM.
- Establecimiento de criterios y requisitos en materia de Certificados de Energía Limpia (CEL).
- Coordinación y supervisión en la transformación de la CFE en empresa productiva del Estado.

#### **CRE [51]**

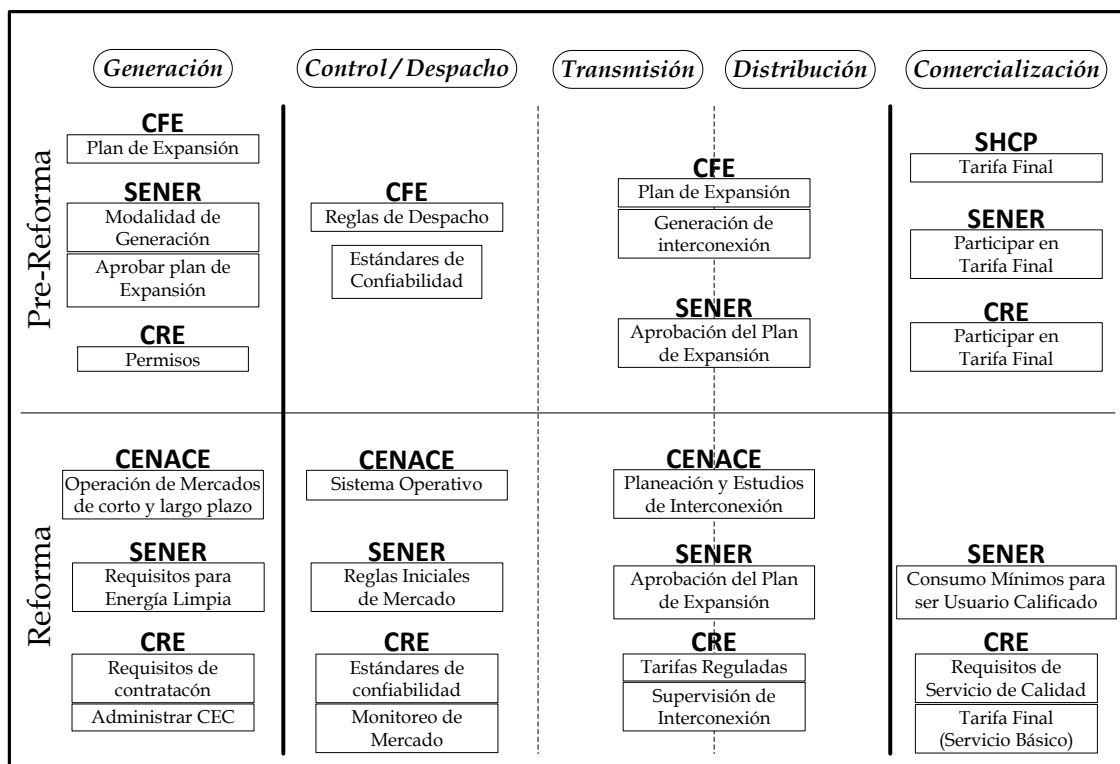
- Regular y otorgar permisos de generación de electricidad y modelos de contratos de interconexión.
- Expedición y aplicación de la regulación tarifaria para la transmisión, distribución, operación de servicios básicos y el CENACE, entre otros.
- Emisión de las bases del MEM y vigilancia de su operación.
- Verificar el cumplimiento de los requisitos en materia de CEL: certificados, titularidad, vigilancia.

- Establecer requisitos para suministradores de usuarios calificados y llevar el registro de dichos usuarios.
- Expedición de la regulación en materia de eficiencia y calidad en el SEN.

**CENACE [52, 53]**

- Control operativo del SEN.
- Operador del MEM, revisión y actualización de las disposiciones operativas del mismo.
- Llevar a cabo subastas para la celebración de contratos de cobertura eléctrica entre los generadores y los representantes de los centros de carga.
- Instruir a transportistas y distribuidores en la celebración del contrato de interconexión de las centrales eléctricas o conexión de los centros de carga.
- Cálculo de las aportaciones que los interesados deberán realizar por la construcción, ampliación o modificación de redes cuando los costos no se recuperen a través de las tarifas reguladas y otorgar derechos financieros de transmisión.

En la *Figura 3.3* se presentan la funciones principales da cada entidad separadas por cada etapa del sector eléctrico.



*Figura 3.3 Separación de organismos público en el sector eléctrico [54].*

### 3.4.2 Mercado eléctrico mayorista

La transición del sector eléctrico se resume en la configuración del mercado eléctrico mayorista integrado por los generadores, suministradores, comercializadores y usuarios calificados que participarán en igualdad de condiciones, los cuales podrán establecer contratos independientes entre sí, y recibirán instrucciones del operador independiente (CENACE) para garantizar la confiabilidad del sistema y satisfacer la demanda de forma continua. Además se otorgará acceso abierto al servicio de transmisión y distribución en términos no indebidamente discriminatorios (ver *Figura 3.4*) [53, 55].

Con la nueva estructura, la función de cada parte del sistema tendrá una función en específico, a continuación se mencionan los puntos más importantes [56]:

**Operación:** Para su operación diaria, los generadores reportarán al CENACE sus ofertas basadas en sus costos de operación, mientras que los comercializadores y usuarios reportarán su demanda. El CENACE deberá determinar el monto de la generación necesaria para satisfacer la demanda en todo momento y al menor costo posible, considerando las restricciones de las redes de transmisión y distribución.

**Generación:** Respecto a la generación, se establece el requisito de permiso previo, otorgado por la CRE, para aquellas centrales con capacidad igual o superior a 0.5 MW o, en su caso, aquellas de cualquier tamaño que actúen en el MEM.

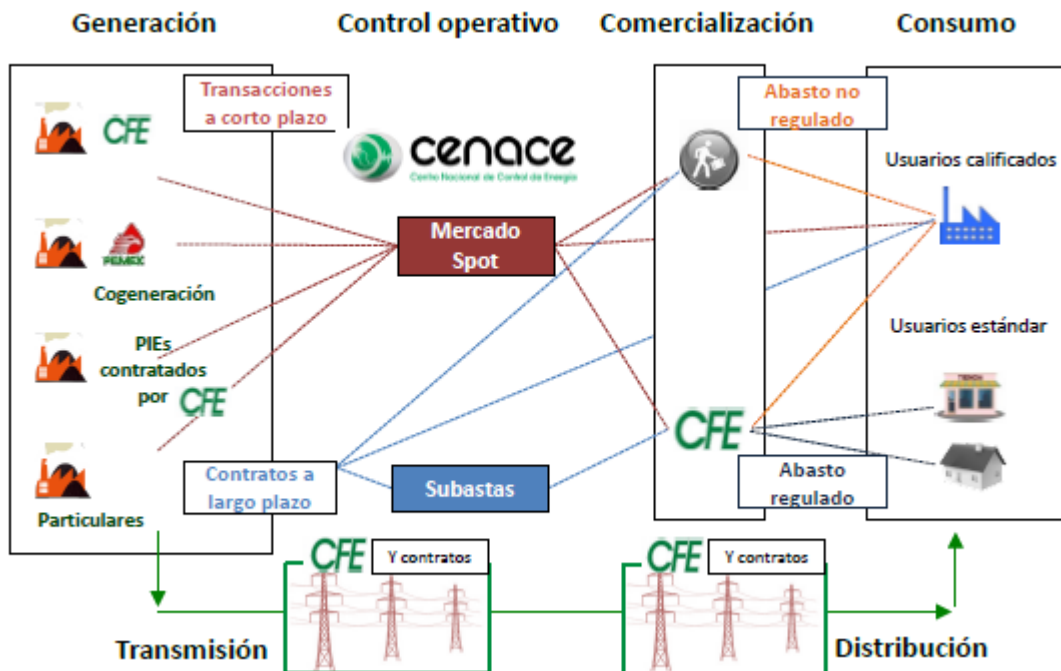


Figura 3.4 Nueva estructura del sector eléctrico [54].

Se otorga a los generadores la opción de vender a largo plazo su energía a los usuarios calificados, a los suministradores y a otros comercializadores. Así, los vendedores y compradores en el MEM podrán fijar sus precios en el largo plazo, reduciendo las operaciones a corto plazo sujetas a volatilidad y, en consecuencia, a la incertidumbre entre vendedores y compradores respecto al precio.

**Transmisión y distribución:** Los dueños de las redes de transmisión y distribución no podrán comprar ni vender energía que fluya por sus líneas. Las transacciones de compraventa se pactarán entre generadores, comercializadores, usuarios calificados y el CENACE. El papel de los transportistas y distribuidores será solo mantener y operar las redes en condiciones de calidad y confiabilidad.

Se define al servicio público de transmisión y distribución como el transporte de energía eléctrica al público en general. Este servicio se presta mediante la explotación de la red nacional de transmisión y de las redes generales de distribución, y permanece reservado para el Estado.

**Comercialización:** En cuanto a la comercialización, se establece que el acceso de los usuarios finales a la energía eléctrica se realizará a través de un suministrador para el caso de los usuarios de servicio básico o, tratándose de usuarios calificados, a través de:

- a) El MEM, mediante un suministrador de servicios calificados
- b) Acuerdos bilaterales con los generadores
- c) Una combinación de las dos alternativas anteriores

La CFE continuará siendo el suministrador del servicio eléctrico para los usuarios de servicio básico (residencial, así como pequeños y medianos usuarios comerciales e industriales). Este servicio será ofrecido por la CFE bajo tarifas reguladas por el gobierno federal, y los usuarios de servicio básico no tendrán que modificar su forma de consumir y pagar por la energía.

Los suministradores comprarán la electricidad que sus clientes requieran mediante la celebración de contratos con generadores y en el MEM. La CFE, en su papel de suministrador del servicio básico, comprará energía a través de estos mecanismos a fin de contar con la energía más económica disponible. Asimismo, la CFE estará obligada a adquirir a largo plazo la energía destinada al servicio básico, a fin de propiciar la reducción de precios para estos clientes.

En la *Figura 3.5* se muestra la estructura del mercado eléctrico mayorista.

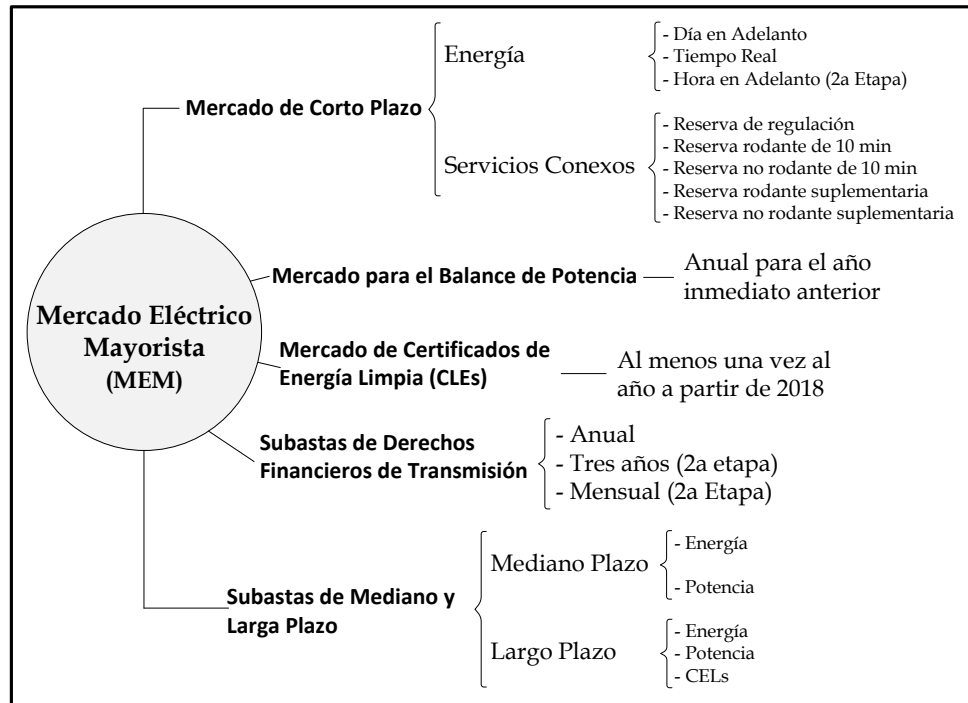


Figura 3.5 Estructura del mercado eléctrico mayorista [57].

### 3.4.2.1 Participantes del mercado eléctrico mayorista

Para poder participar en el mercado se debe realizar el proceso de la Figura 3.6 [58], en la cual se debe especificar una sola modalidad de representación en el mercado eléctrico mayorista, estas son [53]:

- **Generador:** representa una o más centrales eléctricas, y en el caso del generador de intermediación, representa en ese mercado a las centrales eléctricas y a los centros de carga incluidos en los contratos de interconexión legados.
- **Usuario calificado participante del mercado:** representa centros de carga para consumo propio o para el consumo dentro de sus instalaciones.
- **Suministrador de servicios básicos:** representa a los centros de carga correspondientes a los usuarios del suministro básico.
- **Suministrador de servicios calificados:** representa a los centros de carga correspondientes a los usuarios calificados que no participan directamente en el mercado eléctrico mayorista.
- **Suministrador de último recurso:** representa a usuarios calificados por tiempo limitado, con la finalidad de mantener la continuidad del servicio cuando un suministrador de servicios calificados deje de prestar el suministro eléctrico.
- **Comercializador no suministrador:** realiza transacciones en el mercado eléctrico mayorista sin representar activos físicos.

Cada participante del mercado podrá establecer múltiples cuentas de orden para su registro con el CENACE.

Para las solicitudes de conexión de los centros de carga e interconexión de las centrales eléctricas, se toman los siguientes criterios [59]:

### **Solicitudes de interconexión:**

- Solicitudes para Formar parte del Proceso para la Planeación: Aplica para proyectos de nuevas centrales eléctricas mayores a 10 MW.
- Solicitudes individuales:
  - Solicitudes independientes: Aplica para centrales con una capacidad entre 0.5 MW y 10 MW y centrales con capacidad mayor a 10 MW.
  - Solicitudes agrupadas: Aplicará cuando la suma total de la generación sea mayor a 30 MW a un nivel de tensión mayor o igual a 69kV.

### **Solicitudes de conexión:**

- Solicitudes para formar parte del proceso para la planeación: aplica para nuevos centros de carga con demandas mayores a 10 MW y conectados en tensiones mayores o iguales a 69 kV.
- Solicitudes individuales:
  - Solicitudes independientes: Aplica para centro de carga con una demanda mayor o igual a 3 MW o que se haya registrado como usuario calificado participante del mercado, y que se encuentre conectada a un nivel de tensión mayor o igual a 69 kV.
  - Solicitudes independientes: Aplica para centro de carga con una demanda mayor o igual a 3 MW o que se haya registrado como usuario calificado participante del mercado, y que se encuentre conectada a un nivel de tensión mayor o igual a 69 kV, y que pueda tener impacto en la calidad de la energía por su alto contenido armónico.
- Solicitudes agrupadas: Aplicará para varios proyectos localizados en una región determinada, la suma total de la demanda a contratar sea mayor a 10 MW y conectarse a un nivel de tensión mayor o igual a 69 kV.

Las Unidades de Central Eléctrica deberán registrarse con uno de los siguientes cuatro estatus [53]:

- a) **Firme despachable:** Fuente que tiene la capacidad de seguir instrucciones de despacho en tiempo real hasta su capacidad instalada (por ejemplo, ciclo combinado, termoeléctrica convencional o carboeléctrica).
- b) **Firme no-despachable:** Fuente que tiene la capacidad de producir hasta su Capacidad Instalada bajo condiciones normales, sin la capacidad de controlar su nivel de producción en tiempo real (por ejemplo, ciertas instalaciones de cogeneración, generación nucleoelectrica o geotérmica). Dichas unidades no

están exentas de seguir instrucciones del CENACE cuando se requiere por Confiabilidad; sin embargo, en el despacho económico se asumirá que su producción está fija en el último valor medido o en el valor pronosticado.

- c) **Intermitente despachable:** Fuente que tiene la capacidad de seguir instrucciones de despacho en tiempo real desde su nivel de producción mínima y hasta una capacidad intermitente (por ejemplo, eólica o solar con la capacidad de reducir generación mediante instrucciones automáticas de despacho). Todas las Unidades de Central Eléctrica para las que exista tecnología disponible que permita su control, deberán registrarse en esta categoría.
- d) **Intermitente no-despachable:** Fuente intermitente que no tiene la capacidad de controlar su nivel de producción en tiempo real. Dichas unidades no están exentas de seguir instrucciones del CENACE cuando se requiere por Confiabilidad, sin embargo, en el despacho económico se asumirá que su producción está fija en el último valor medido o en el valor pronosticado.

El uso de los estatus no-despachables podrá ser validado por la unidad de vigilancia del mercado; en caso de determinar que una fuente es despachable, dicha unidad puede ordenar el cambio de su estatus.

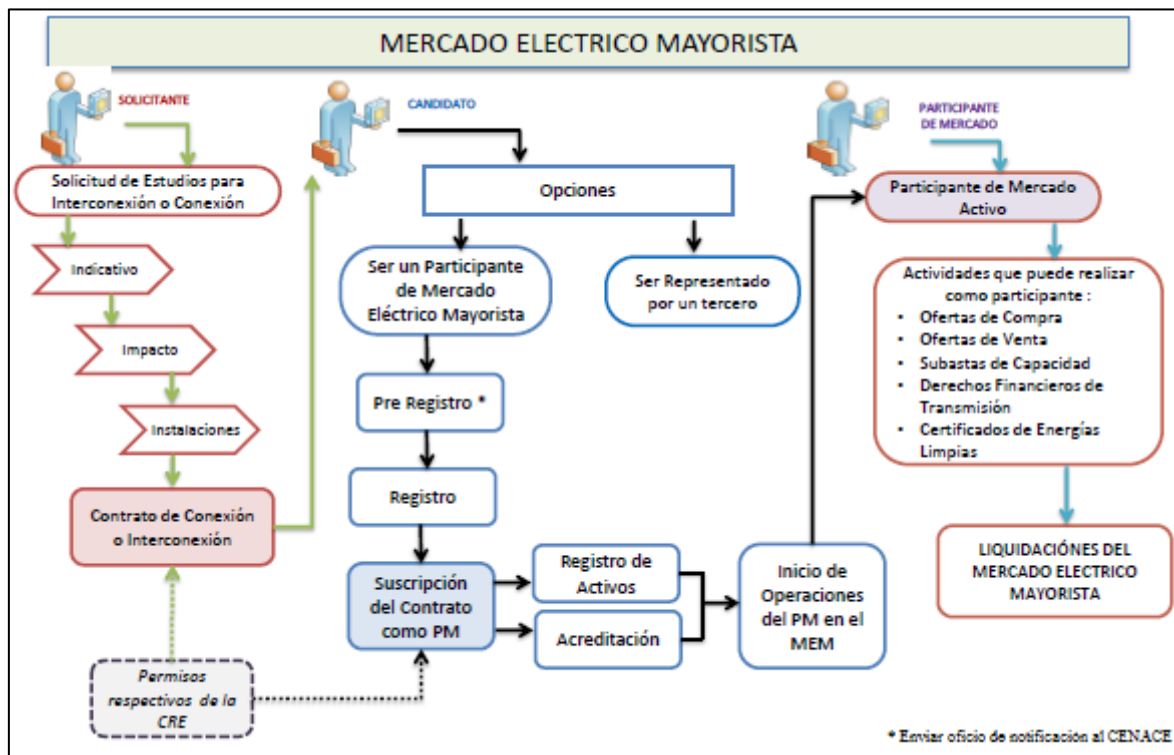


Figura 3.6 Proceso de registro y acreditación de participantes de mercado [60]

### 3.4.3 Subastas

En el punto 1.3.39 del manual de subastas solo se define como “subasta de largo plazo”. Las subastas estarán diseñadas para satisfacer las necesidades de los suministradores de servicios básicos [3].

Las subastas tendrán por objeto:

- a) Permitir a los suministradores de servicios básicos celebrar contratos en forma competitiva para satisfacer las necesidades de potencia, energía eléctrica acumulable y CELs.
- b) Permitir a las demás entidades responsables de carga participar en ellas cuando así lo decidan.
- c) Permitir a quienes celebren esos contratos, en calidad de vendedores, contar con una fuente estable de pagos.

Las subastas se diseñarán para que la energía eléctrica, potencia y certificados de energías limpias demandados por las entidades responsables de carga sean considerados como “productos uniformes”.

Las subastas resultarán en la asignación de transacciones entre generadores específicos y entidades responsables de carga específicas.

Se tienen dos tipos de subastas en el mercado eléctrico mayorista, las subastas de mediano plazo y las subastas de largo plazo. Se establecen cuatro tipos de entidades responsables de carga que podrán participar:

- Suministrador de Servicios Básicos.
- Suministrador de Servicios Calificados.
- Suministrador de Último Recurso.
- Usuario Calificado Participante del Mercado.

Las subastas se realizan de acuerdo a tres tipos de zonas para diferenciar ofertas:

**Zonas de carga:** Se utilizan en las subastas de mediano plazo. Serán equiparables a los nodos P distribuidos en los cuales los suministradores compran energía en el mercado del día en adelante y el mercado de tiempo real para atender a los centros de carga indirectamente modelados.

**Zonas de Potencia:** Se utilizan en las subastas de mediano y largo plazo, para las ofertas que contienen potencia. Serán equiparables a las zonas utilizadas en el mercado para el balance de potencia.



**Zonas de generación:** Se utilizan en las subastas de largo plazo para las ofertas que contienen energía eléctrica acumulable. Serán equiparables a las zonas utilizadas en el modelo de planeación que la secretaría emplea para realizar el Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).

### 3.4.3.1 Subastas de mediano plazo

Su propósito es adquirir con anticipación la potencia y energía eléctrica que será consumida por los usuarios de suministro básico, a fin de reducir o eliminar su exposición a los precios de estos productos en el corto plazo. Lo anterior, sin perjuicio de que las otras entidades responsable de carga y los generadores participen en dichas subastas con otros objetivos. Se llevaran a cabo anualmente, teniendo como vigencia tres años, con inicio el de 1 de enero del siguiente año. En la *Tabla 3.2* se muestran los parámetros para oferta y demanda de cada producto que se puede subastar.

*Tabla 3.2 Parámetros para oferta y demanda de las subastas de mediano plazo*

Producto	Parámetro de oferta	Parámetro de demanda
Potencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Precio fijo por MW en cada zona de potencia</li> <li>• Cantidad de potencia en cada zona de potencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Curva de demanda de potencia (precio-cantidad)</li> </ul>
Energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Precio fijo por bloque de carga en cada zona de carga</li> <li>• Cantidad de energía MWh por bloque de carga (base, intermedia, punta) en cada zona de carga</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Porcentaje que desea contratar en cada zona de carga</li> <li>• Precio máximo que está dispuesto a pagar por cada porcentaje adquirido en cada bloque de carga en cada zona de carga</li> </ul>

### 3.4.3.2 Subastas de largo plazo [3]

Su propósito es fomentar la competitividad y estabilidad de precios en la adquisición de potencia y CEL por los suministradores de servicios básicos, y garantizar una fuente estable de pagos que contribuyan a apoyar el financiamiento de las inversiones eficientes requeridas para desarrollar nuevas centrales eléctricas y mantener a las existentes. Iniciará el primero de enero del tercer año a la fecha de convocatoria.

En estas subastas se puede ofertar los siguientes productos:

**Potencia:** Compromiso que asume el vendedor de transferir al comprador una cantidad determinada de potencia en la zona de potencia correspondiente a través del proceso de transacción bilateral de potencia y por un plazo de 15 años contados a partir de la fecha de operación comercial ofertada. Siendo una zona de potencia, la zona donde hay necesidad de generación local. Se debe especificar el sistema interconectado en el que la potencia se entregará, en caso que la CRE lo pida se especificará la zona.

**Energía Eléctrica Acumulable:** Corresponde a la energía eléctrica entregada en el mercado de tiempo real durante un año, medida en MWh, en el punto de interconexión de cada central eléctrica asociada a un contrato celebrado como resultado de una subasta. Se debe especificar la zona de generación en que la energía se entregará.

**Certificados de energías limpias (CELs):** Título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los centros de carga. Los CELs son productos uniformes por lo que no deberán especificar la zona de entrega.

Los puntos que se deben especificar para oferta y demanda se muestran en la *Tabla 3.3*. Para las ofertas los precios serán fijos por paquete por año, para los primeros 15 años del contrato. Y para demanda se especificará el porcentaje máximo de cada producto que está dispuesto a contratar antes y después de los contratos de subasta.

*Tabla 3.3 Parámetros para oferta y demanda de las subastas de largo plazo*

Producto	Parámetros de oferta	Parámetros de demanda
<b>Potencia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• MW de potencia en una zona de potencia específica durante 15 años</li> <li>• Identificación de las centrales que producirán la potencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• MW por año que desea contratar en cada zona de potencia</li> <li>• Precio máximo por cada MW en cada zona de potencia</li> </ul>
<b>Energía</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cantidad de Energía en una zona de generación específica durante 15 años</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cantidad de energía acumulable MWh que desea contratar.</li> <li>• Precio máximo que está dispuesto a pagar por cada MWh</li> </ul>
<b>Certificados de energía limpia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cantidad de CELs por año durante 20 años</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cantidad de CELs por año que desea contratar</li> <li>• Precio máximo que está dispuesto a pagar por cada CEL</li> </ul>

#### 3.4.4 Confiabilidad

En los sistemas desregulados los consumidores no solo eligen conforme al precio más bajo, también se incluye la confiabilidad, llevando a un equilibrio entre confiabilidad y costo [41].

El CENACE es el organismo encargado de la operación de SEN, el cual debe cumplir con los lineamientos establecidos en las bases de mercado y en el código de red [34] emitida por la CRE, los cuales se deben cumplir para mantener la seguridad,

confiabilidad, la expedición y aplicación de la regulación necesaria en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

Sin embargo, en situaciones de magnitud relevante, aun cuando sean preventivas, el CENACE podrá tomar a su criterio las acciones necesarias para mantener la confiabilidad del SEN, tales como [53]:

- i. Modificar los parámetros utilizados en el despacho económico.
- ii. Emitir instrucciones diferentes a los resultados del despacho económico con restricciones de seguridad.
- ii. Suspender la operación del mercado eléctrico mayorista.

Las subastas son el medio que se establece para adquirir potencia cuando el CENACE lo considere necesario para asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional, estas subastas deben ser autorizadas por la CRE.

### **3.4.5 Estados operativos del Mercado Eléctrico Mayorista**

Los protocolos de operación del mercado eléctrico mayorista que corresponden a cada estado operativo se describen a continuación [53]:

**Estado Operativo Normal:** El CENACE opera el mercado eléctrico mayorista con normalidad.

#### **Estado Operativo de Alerta:**

- Aplicar criterios de excepción para emitir instrucciones de asignación y de despacho de unidades de central eléctrica fuera de mérito por confiabilidad.
- Realizar la interrupción planeada o controlada de demanda controlable.
- Modificar o interrumpir transacciones de importación y exportación con otros sistemas eléctricos.
- Emitir publicidad a fin de promover la reducción voluntaria de demanda.
- Cambiar la topología del sistema eléctrico nacional.
- Implementar cualquier otra acción razonable y técnicamente factible, en los términos del código de red y sus disposiciones operativas.

#### **Estado Operativo de Emergencia:**

- Despachar las unidades de central eléctrica hasta sus límites de despacho de emergencia.
- Realizar compras de energía de emergencia [61].
- Ordenar la desconexión de unidades de central eléctrica con estatus de operación obligada.
- Ordenar el re-despacho de los recursos incluidos en los contratos de interconexión legados, en los términos definidos en los mismos contratos.

- Ordenar el aplazamiento o la terminación anticipada de las salidas de mantenimiento programadas.
- Ordenar la reducción de voltaje en las redes generales de distribución.
- Ordenar el corte manual de carga considerada no controlable.

**Estado Operativo Restaurativo:**

- Reconexión manual de carga considerada no controlable.
- Emitir instrucciones de asignación y de despacho de unidades de central eléctrica fuera de mérito por confiabilidad, que permitan llegar nuevamente a un estado operativo normal.
- Modificar, interrumpir o restablecer transacciones de importación y exportación con otros sistemas eléctricos.

### 3.5 ANÁLISIS DEL RIESGO CONSIDERANDO LOS CONTRATOS DE LAS SUBASTAS DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE POTENCIA

Viendo la situación en México como se mencionó anteriormente el riesgo conlleva no solo la probabilidad de falla (confiabilidad), si no también sus consecuencias, las cuales en este trabajo se utiliza los XLOL y la EENS como los índices de comparación.

Se utiliza la misma metodología que se presenta en la sección 2.3 y el proceso de simulación de la sección 2.9 los cambios que se realizan es para las medidas remediales, en los sistemas desregulados se considera la administración de la congestión y en las condiciones cuando se implementan las tecnologías de generación con las que se participa en las subastas.

#### 3.5.1 Modelo de las subastas

Como se observa en el ejemplo de la *Figura 3.7* extraído del manual de subastas de largo plazo [3], en cuanto a lo económico se considerara una cantidad constante por hora al año, mientras la energía entregada dependerá del tipo de fuente o tecnología de generación, las cuales por fallas, tipo de combustible, o por mantenimiento, no pueden estar entregando energía constantemente, sin embargo se puede realizar la entrega bajo el esquema de energía acumulable, lo importante es cumplir con las cantidades mensuales de energía entregada a la red. El CENACE llevará un registro de energía entregada que si no se cumple con lo acordado en la subasta se aplicaran cargos de reconciliación, esto no se considerara en este trabajo.

**Ejemplo**

Suponga que un Licitante con fuente limpia firme ofrece 40,000 MWh de Energía Eléctrica Acumulable en cada año y su Oferta de Venta resulta seleccionada.

El Licitante, ahora Vendedor, tendrá la obligación de transferir 4.566 MWh durante cada hora del año. Dicha cantidad se programará mediante Transacciones Bilaterales Financieras para cada hora, con independencia de la energía entregada por los Centrales Eléctricas.

*Figura 3.7 Ejemplo de un licitante en una subasta [3].*

En la *Figura 3.8* se presenta un ejemplo de como se realiza la asignación de contratos en las subastas, esto se realiza con el programa de Enteros Mixtos. Para este trabajo, una vez realizada la asignación de contratos se realiza el análisis del riesgo en la parte operativa del sistema, considerando las unidades generadoras con las que participan en las ofertas de venta ganadoras de las subastas, analizando si el sistema puede mantener su función de transportar y distribuir la energía eléctrica a los usuarios.

**Ejemplo**

En una Subasta se seleccionan Ofertas de Venta de tres Licitantes:

	Licitante A	Licitante B	Licitante C
Cantidad anual de Potencia	30 MW	30 MW	0 MW
Cantidad anual de Energía	120,000 MWh	0 MWh	60,000 MWh
Cantidad anual de CELs	120,000 CELs	0 CELs	90,000 CELs
Precio anual del paquete	\$120,000,000	\$15,000,000	\$60,000,000

Por su parte, participan un Suministrador de Servicios Básicos (SSB 1) y una Entidad Responsable de Carga que no es Suministrador de Servicios Básicos (ERC 2) con las siguientes Ofertas de Compra (correspondiendo la Oferta de Compra de la ERC 2 al 50% de las cantidades de Productos que ofrece comprar el SSB 1, y los mismos precios):

	SSB 1	ERC 2
Cantidad Anual Potencia	40 MW	20 MW
Precio Potencia	\$1,300,000	\$1,300,000
Cantidad Anual Energía	200,000 MWh	100,000 MWh
Precio Energía	\$800	\$800
Cantidad Anual CELs	200,000 CELs	100,000 MWh
Precio CELs	\$350	\$350

Se asignarán las cantidades y precios entre los participantes de manera proporcional a las cantidades de CELs que cada Comprador ofreció comprar, lo que resulta en las siguientes asignaciones:

	Lic. A - SSB 1	Lic. B - SSB 1	Lic. C - SSB 1
Cantidad anual de Potencia	20 MW	20 MW	0 MW
Cantidad anual de Energía	80,000 MWh	0 MWh	40,000 MWh
Cantidad anual de CELs	80,000 CELs	0 CELs	60,000 CELs
Precio anual del Contrato	\$80,000,000	\$10,000,000	\$40,000,000

	Lic. A - ERC 2	Lic. B - ERC 2	Lic. C - ERC 2
Cantidad anual de Potencia	10 MW	10 MW	0 MW
Cantidad anual de Energía	40,000 MWh	0 MWh	20,000 MWh
Cantidad anual de CELs	40,000 CELs	0 CELs	30,000 CELs
Precio anual del Contrato	\$40,000,000	\$5,000,000	\$20,000,000

Se verifica que las cantidades y precios asignados a cada Comprador son consistentes con sus Ofertas de Compra: las cantidades asignadas no rebasan las cantidades de las Ofertas de Compra, y los precios de los paquetes asignados son menores a los valores de los Productos asignados en cada paquete, con base en los precios de las Ofertas de Compra.

Figura 3.8 Ejemplo de asignación de contratos en las subastas [3]

### 3.5.1.1 Ofertas de venta

Las subastas son contratos de potencia y por lo tanto se modelaran como una fuente en paralelo con respecto al nodo que se va instalar, con inyección de potencia activa constante, mientras esté disponible.

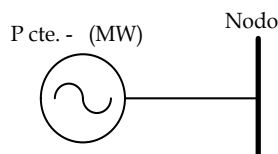


Figura 3.9 Modelo de generación para las ofertas de venta

Se sumará a la generación existente que se encuentre en el nodo de entrega, ecuación ( 3.1).

$$s_g^i = (s_g^i)_{existente} + p_g^i \quad (3.1)$$

Donde:

$s_g^i$  = Potencia compleja de generación en el nodo  $i$  (ver ecuación ( 2.1))

$p_{gs}^i$  = Potencia activa de generación de la oferta de venta en el nodo  $i$

### 3.5.1.2 Ofertas de compra

Para las ofertas de compra se consideraran como consumo constante de potencia activa, en caso de contingencia la compensación lo realiza el operador del sistema.

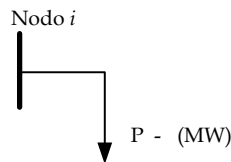


Figura 3.10 Modelo de carga para las ofertas de compra.

Se sumará a la demanda existente del nodo de compra.

$$s_d^i = (s_d^i)_{existente} + p_{ds}^i \quad (3.2)$$

Donde:

$s_d^i$  = Potencia compleja de carga en el nodo  $i$  (ver ecuación ( 2.2))

$p_{ds}^i$  = Potencia activa de la oferta de compra en el nodo  $i$

### 3.5.2 Administración de la congestión

Los sistemas desregulados permiten el libre acceso a la red de transmisión y distribución. Para asegurar las ventas de energía los productores y consumidores deciden realizar contratos directos entre ellos a través de contratos bilaterales, esto puede ocasionar que la red se someta a grandes esfuerzos y se violen los límites de transmisión, bajo esta situación se dice que el sistema está congestionado. El control del sistema de transmisión así como el cumplimiento de los límites de transmisión, es el problema fundamental de la administración de la congestión. La administración de la congestión puede prevenir de contratos nuevos o existentes que ocasionen violación en la red, interrupciones del servicio de energía, el monopolio de los precios en algunas regiones de los sistemas de energía y daños a los componentes del sistema [62].

En un sistema desregulado, el reto de la administración de la congestión en la operación del sistema es para crear un conjunto de reglas que aseguren el control de la sobreproducción y consumo (generadores y cargas) para mantener en un nivel aceptable de seguridad y confiabilidad del sistema a corto plazo (operación en tiempo real) y largo plazo (planeación de la generación y transmisión) mientras maximiza la eficiencia de los mercados [63].

El grado de eficiencia es medida por el beneficio social a la cual se puede maximizar. El beneficio social es la suma de excedentes de productores y consumidores o alternativamente la suma del costo de generación y del beneficio a consumidores. El punto principal para la competición es el precio marginal, resultando de maximizar el beneficio social. En un mercado competitivo, se tienen mayor producción a bajo precio que en cualquier otra forma de mercado. Sin embargo, un sistema de transmisión congestionado los consumidores no pueden comprar energía a bajo costo [64].

En este trabajo se utiliza el OPF que se menciona en la sección 2.11 para corregir la congestión debido a lo siguiente [1].

En un sistema desregulado el objetivo es maximizar el beneficio como se muestra en la ecuación (3.3).

$$\max \left\{ f = - \sum_{i=1}^n C_i (P_{Gi}) \right\} \quad \text{Beneficio social} \quad (3.3)$$

Lo que es equivalente a:

$$\min \left\{ \bar{f} = -f = \sum_{i=1}^n C_i (P_{Gi}) \right\} \quad \text{El negativo del beneficio social} \quad (3.4)$$

Es decir,  $\bar{f}$  es la sumatoria individual del costo de generación, donde  $C_i (P_{Gi})$  es la oferta del generador  $i$  presentada al ISO.

Para el OPF se consideran las subastas como despacho base, al asignarle un costo cero y con esto asegurar el despacho de estas unidades cuando se encuentren disponibles, y como se menciona en las bases del mercado las subastas se diseñan para considerarse como inyección constante. Para el análisis del riesgo lo que se estudia es la operación del sistema en la cual se considera la disponibilidad e indisponibilidad de las unidades (generadores o tecnologías de generación) para atender la demanda. En la *Figura 3.11* se observa la consideración para el despacho de unidades. En el despacho base se considera la generación por parte de las ofertas ganadoras en las subastas, para el resto, se asigna las unidades del mercado en tiempo real, día en adelante, servicios auxiliares, balance de potencia, entre otros.



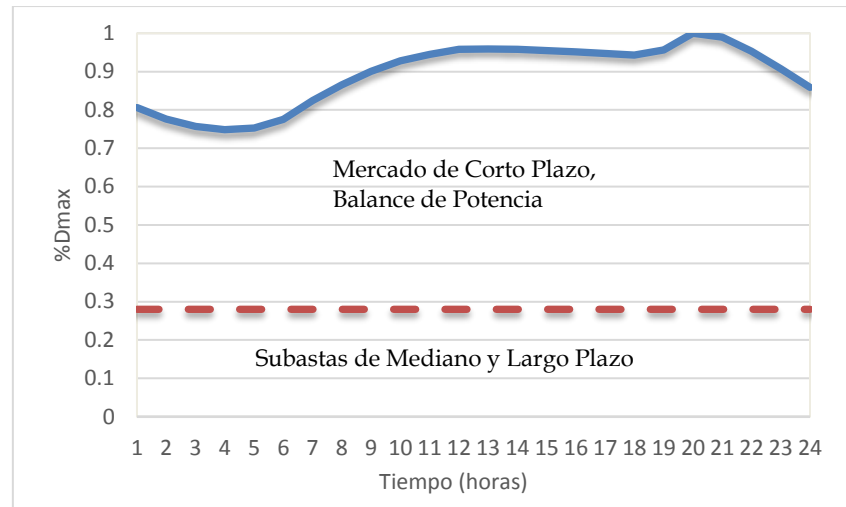


Figura 3.11 Despacho de unidades para el OPF

### 3.6 METODOLOGÍA PROPUESTA CONSIDERANDO SUBASTAS

Para este trabajo se realiza el análisis para diferentes MW que se pudieran entregar a la red eléctrica, viendo el efecto que provoca en los índices de riesgo y precios nodales. Al considerar una sola unidad por oferta. Presentándose el siguiente proceso de simulación:

- 1) Considerando un contrato ya realizado (ya realizado el proceso de las subastas) o previo a realizarse, se define el nodo de oferta (generación) y nodo de compra (demanda).
- 2) Se propone un límite de generación que pueda ser inyectada en el nodo especificado y un rango de incremento.
- 3) Se realiza el análisis del riesgo para el caso base (sin contratos) realizando el proceso descrito en la sección ( 2.9).
- 4) Se agregan los parámetros de las unidades generadoras con las que se participan en los contratos y se realiza el análisis del riesgo con contratos (proceso de la sección ( 2.9)).
- 5) Con los parámetros de los contratos se inician las unidades generadoras de los contratos a partir del rango especificado. Y se realiza el análisis del riesgo (proceso de la sección ( 2.9))
- 6) Se incrementa la capacidad de generación la cantidad especificada en el rango de incremento.
- 7) Se realiza el análisis del riesgo (proceso de la sección ( 2.9)) para cada nivel de generación que se tenga.
- 8) Se Acumula la XLOL y EENS.
- 9) Si la generación es mayor al límite propuesto se continua el paso siguiente, en caso contrario, se regresa al paso 6.
- 10) Con la XLOL y EENS por facilidad de análisis se grafican para ver el comportamiento del sistema con la subasta, la cual nos ayuda a observar el grado

de riesgo del sistema, con la subasta realizada, es decir si se aumenta o disminuye con respecto al caso base.

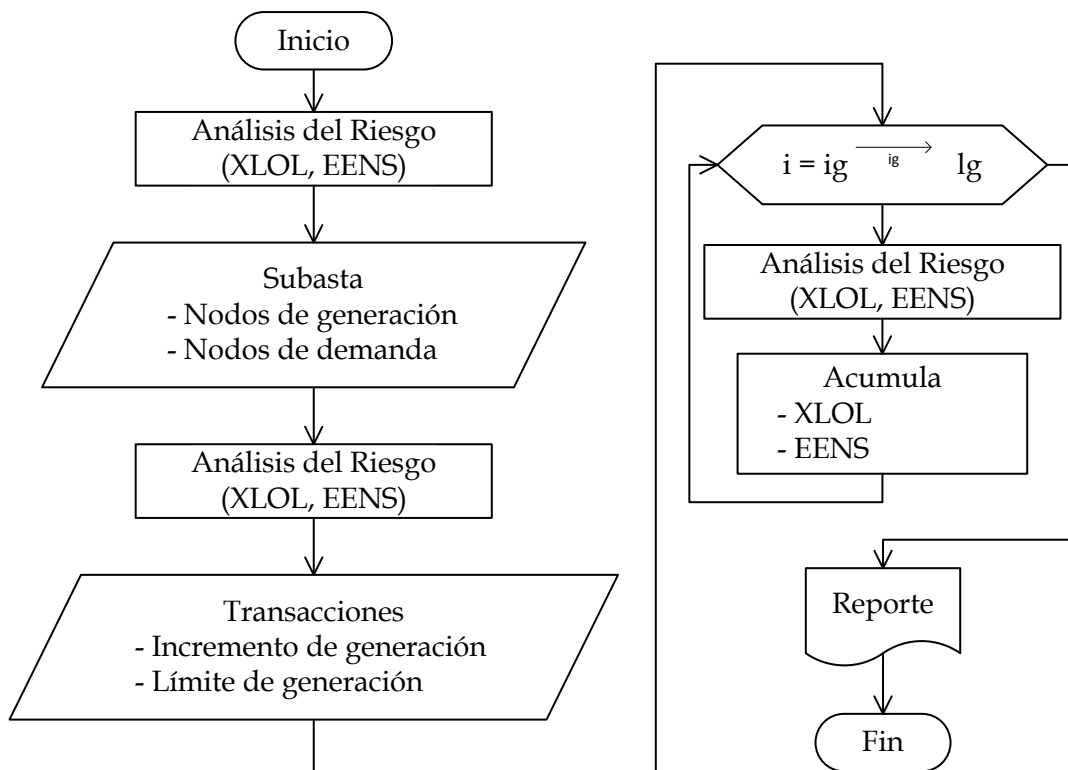


Figura 3.12 Análisis del riesgo con contratos de subastas

# CAPÍTULO 4

## PRUEBAS Y RESULTADOS

En este capítulo se presentaran las pruebas y los resultados del análisis del riesgo que se realizaron a los sistemas de prueba de 6 nodos (Roy Billinton Test Systems, RBTS) y el sistema de prueba de la IEEE (Reliability Test Systems, RTS) en el apéndice A se presentan los datos utilizados. Se utilizan sistemas para confiabilidad debido que para al análisis del riesgo se necesitan tasas de falla de los componentes los cuales no se abordara la obtención de estos y solo se consideran los datos de tabla que se tienen en estos sistemas.

Para realizar el proceso de análisis del riesgo descrita en el capítulo 2 (*Figura 2.16*) y 3 (*Figura 3.12*) se realizó un programa con lenguaje de programación de MATLAB (Matrix Laboratory, Laboratorio de Matrices), que es una herramienta muy eficaz en la realización de operaciones muy complejas y un lenguaje de programación fácil de manejar. Se usó el paquete de simulación Matpower gracias a su facilidad y acceso al código fuente.

Se realiza la comparación del riesgo sin subasta (caso base) y dos casos con subastas, mencionando que las subastas son propuestas, con el programa realizado se pueden evaluar las que uno desee y ver sus efectos en los índices del riesgo. También se realiza el análisis en demanda máxima y toda la generación disponible, y con demanda y generación aleatoria, con esta última se trata de simular el comportamiento del sistema lo más cercano a la realidad.

Se realiza al análisis con demanda máxima debido a que ante este acontecimiento se tienen las situaciones más adversas en las que se pudiera ver sometida la red de transmisión así como la capacidad disponible de generación. Con el análisis del riesgo se obtienen los índices para ver los nodos más críticos con la pérdida de un componente de la red en el transcurso de un año.

Para el análisis con demanda aleatoria se pretende obtener los resultados lo más cercanos a la realidad, al implementarle la curva de comportamiento demanda (ver sección 0) y considerando la salida de unidades generadoras por cuestiones de mantenimiento, al no contar con estos datos se realizó el procedimiento de la sección 2.7. Y con la simulación de Monte Carlo las fallas se generan aleatoriamente.

Se consideró dejar a opción del usuario las cantidades para corte de carga debido a que en algunos puntos del sistema se pueden considerar usuarios importantes y con el programa se le asigna un costo mayor o una cantidad más pequeña (MW) y en las bases

del mercado específica que para casos de contingencia se pueden considera como participantes que se ofrecen para dejar de consumir, en este caso para el programa se le puede asignar un costo menor que los demás nodos de carga.

En los casos con los contratos de las subastas no se considera el costo de generación de. Debido a que el pago ya se asignó en el proceso de asignación de contratos en el mercado de las subastas, y solo deben cumplir con las cantidades de potencia, energía y CELs, ofertados. Aunque debe ser incluido cierto costo para obtener los precios marginales por nodo la cual no se aborda en este trabajo.

#### **4.1 PROCESO PARA EL SISTEMA RBTS**

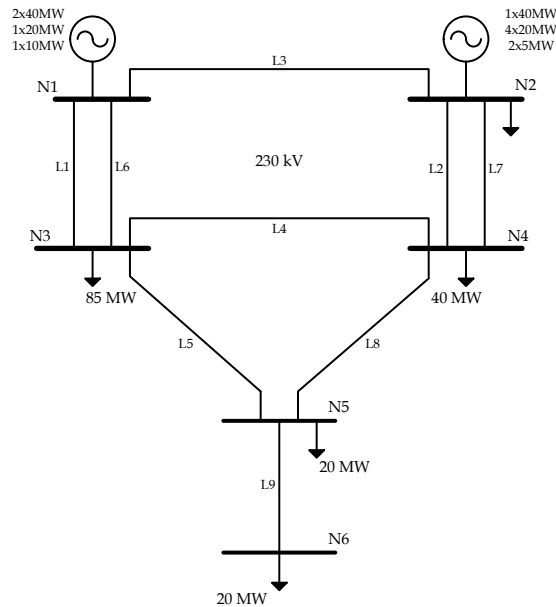
Como se describe en el capítulo 3 con la desregularización se permite el libre acceso lo cual puede repercutir en la operación del sistema, en este trabajo se considera el análisis al implementar contratos de las subasta de mediano o largo plazo, con los puntos descritos en la sección 3.6.

Se considera la metodología planteada en la sección 3.6, se tiene como ejemplo la cual se realizará para todos los casos:

1. Se tiene una subasta con generación de 40 MW en el nodo 6 y como nueva carga de 10 MW en el nodo 3, 10 MW en nodo 4 y 20 MW se venden en el mismo nodo 6.
2. Se considera un límite de generación de 60 MW.
3. Se realiza el análisis del riesgo para el Caso Base (sin subasta).
4. Se realiza del análisis del riesgo para el caso con subasta.
5. Se considera ir incrementando 5 MW desde 5 MW hasta 60 MW (cero es el caso base). Para los nodos de compra 3 y 4 se va incrementando proporcionalmente, por ejemplo si se generan 10 MW en el nodo 6, se incrementa 2.5 MW en el nodo 3, 2.5 MW en el nodo 4 y se venden 5 MW en el mismo nodo 6, así sucesivamente hasta llegar al límite de generación propuesto.
6. Se realiza el análisis de riesgo para todos los casos que resulten dado el incremento y el límite de generación.
7. Se acumula XLOL y EENS.
8. Si la generación es mayor al límite propuesto se sigue el paso siguiente, si no, se regresa al paso 5.
9. Resultados

## 4.2 SISTEMA DE 6 NODOS (RBTS)

El sistema de la *Figura 4.1* tiene 2 nodos de generación, 4 nodos de carga, 9 líneas de transmisión y 11 unidades generadoras. La capacidad mínima y máxima de las unidades generadoras son de 5 MW y 40 MW respectivamente. El nivel de voltaje del sistema de transmisión es de 230 kV y se tiene 1.05 p.u. y 0.97 p.u. como límites de voltaje. La carga pico del sistema es de 185 MW y la capacidad de generación total instalada es de 240 MW [65].



*Figura 4.1 Sistema de 6 nodos RBTS [65]*

### 4.2.1 Análisis con demanda máxima

En el Apéndice A se tiene los datos que se utilizaron para estas simulaciones. Para este sistema se consideró 30% de la demanda máxima para corte de carga en todos los nodos de carga y un costo de 3 \$/h por cada MW cortado (es mayor al costo de las unidades generadoras).

#### 4.2.1.1 Caso base

Como mencionó en la sección 2.13 se consideraron 400 muestras obteniendo 48.565 fallas promedio al año, con un costo de operación promedio de 478.250 \$/h el cual tiene una diferencia de 3.527 \$/h con respecto al caso en demanda máxima, este aumento se debe al redespacho de unidades y al costo por corte de carga cuando se presentan salidas de componentes, se presentaron 24.513 sobrecargas en líneas y no se presentó algún caso en que la demanda fuera mayor que la capacidad de generación. En la *Tabla 4.1* se observan estos resultados.

Tabla 4.1 Resultados generales con demanda máxima del sistema RBTS

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo min
		total	oc/año*	Dmax	prom			
400	1	19426	48.565	474.723	478.250	24.513	0.000	0.777

\*oc/año = ocurrencias por año

En la Tabla 4.2 se tienen los índices de riesgo por nodo, como se puede observar el nodo con mayor corte de carga es el nodo 3 siguiendo el nodo 6, viendo el diagrama unifilar se puede constatar debido a que en el nodo 3 se tiene la mayor cantidad de demanda y cuando falla alguna de las líneas 1-3 se presenta sobrecarga en la que queda disponible, para disminuir ese límite se tira carga en este nodo y en el nodo 6 debido a que es un nodo radial, cuando falla la línea 5-6 se pierde toda la carga. Mientras que la EENS es mayor esto debido a para este índice se contempla la duración del falla lo que hace notar que un componente tiene una duración mayor de indisponibilidad (gen 40 MW del nodo 2). Concluyendo que el nodo con más riesgo es el nodo 6 además que es nodo radial se presentan mayor disminución de voltaje, mayor costo por la EENS.

Tabla 4.2 Resultados de índices en demanda máxima del sistema RBTS

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.53
2	24.51	729.04	0.00	0.04	3.00	0.11	0.00	0.00	2.53
3	24.51	729.04	196.39	2208.19	3.00	6624.57	0.00	10.69	2.86
4	24.51	729.04	12.09	119.15	3.00	357.44	0.00	14.78	2.84
5	24.51	729.04	78.02	1480.67	3.00	4442.00	0.00	15.63	2.87
6	25.38	737.28	119.21	2952.99	3.00	8858.98	0.00	37.11	2.85

#### 4.2.1.2 Contrato 1

Para el análisis se considera el siguiente contrato, puede ser una subasta ya aceptada o previa a realizarse, con este análisis nos muestra si mejora o afectara al sistema.

Tabla 4.3 Contrato 1 para el sistema RBTS

GENERACIÓN		DEMANDA	
Nodo	MW	Nodo	MW
6	40	3	10
		4	10
		6	-20

Se considera para el nodo 3 y 4 se instalan 10 MW de carga nueva y para el nodo 6 (con signo negativo) se está vendiendo 20 MW a la carga existente.

## Resultados

En la *Tabla 4.4* se tiene que el costo de operación disminuye con respecto al caso base debido a que ya no hay corte de carga cuando falla la línea 5-6. Realizando el análisis de riesgo se obtuvo que incrementa 11.26 \$/h con respecto al costo de operación en estado normal, dada las condiciones de indisponibilidad de los componentes la cual se tuvo 50.530 fallas promedio al año aumentando con respecto al caso base por la intermitencia de la fuente de generación al aumentar su indisponibilidad (esto se considera con los datos de confiabilidad), el número de sobrecargas aumento debido a que en la subasta también se contempla aumento de carga.

*Tabla 4.4 Resultados generales con el contrato 1 en demanda máxima del sistema RBTS*

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo min
		total	oc/año	Dmax	prom			
400	1	20212	50.530	419.793	431.053	17.4425	0.000	0.840

*Tabla 4.5 Resultados de índices con el contrato 1 en demanda máxima del sistema RBTS*

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.52
2	17.44	410.94	0.00	0.05	3.00	0.14	0.00	0.00	2.51
3	17.44	410.94	129.70	2113.17	3.00	6339.50	0.00	2.48	2.76
4	17.44	410.94	0.01	0.50	3.00	1.50	0.00	17.44	2.75
5	17.44	410.94	8.85	664.09	3.00	1992.28	0.00	6.15	2.76
6	17.44	410.94	22.03	1655.95	3.00	4967.84	0.00	3.67	2.69

Al considerar el contrato de (*Tabla 4.5*) se observa que disminuye considerablemente tanto el corte de carga como la energía no servida en todos los nodos, presentándose una mayor mejoría en el nodo 6 debido a que con esta oferta ya no se tiene nodo radial, cuando falla la línea 5-6 ya no hay corte, el nodo 3 sigue presentando mayor corte debido que este contrato también incluye 10 MW en el nodo 3, presentándose mayor corte de carga cuando falla alguna de las líneas 1-3. En el nodo 4 se siguen presentando bajos voltajes.

### 4.2.1.2.1 Con incremento de generación

A continuación se presenta los resultados de XLOL y EENS que serán los índices de riesgo que se consideran como comparación para ver el comportamiento del sistema al ir incrementando generación en el nodo de entrega del contrato.

Resultados

Tabla 4.6 XLOL con el contrato 1 para el sistema RBTS

Nodo	Base	Subasta	Incremento de generación (MW)				
	0	2	5	10	15	20	25
N1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N2	0.002	0.001	0.003	0.002	0.001	0.001	0.002
N3	196.390	129.705	178.304	154.984	137.464	150.260	141.550
N4	12.092	0.014	5.458	0.047	0.009	0.017	0.024
N5	78.022	8.849	67.154	62.657	59.095	62.995	56.282
N6	119.212	22.029	92.262	86.269	70.396	24.983	16.973

Tabla 4.7 XLOL con el contrato 1 para el sistema RBTS (continuación)

Nodo	Incremento de generación (MW)						
	30	35	40	45	50	55	60
N1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N2	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002
N3	151.445	148.732	129.705	110.871	92.197	73.671	74.287
N4	0.012	0.014	0.014	0.013	0.015	0.015	0.012
N5	21.532	6.899	8.849	10.779	12.743	14.764	16.686
N6	22.029	22.039	22.029	22.026	22.029	22.032	22.025

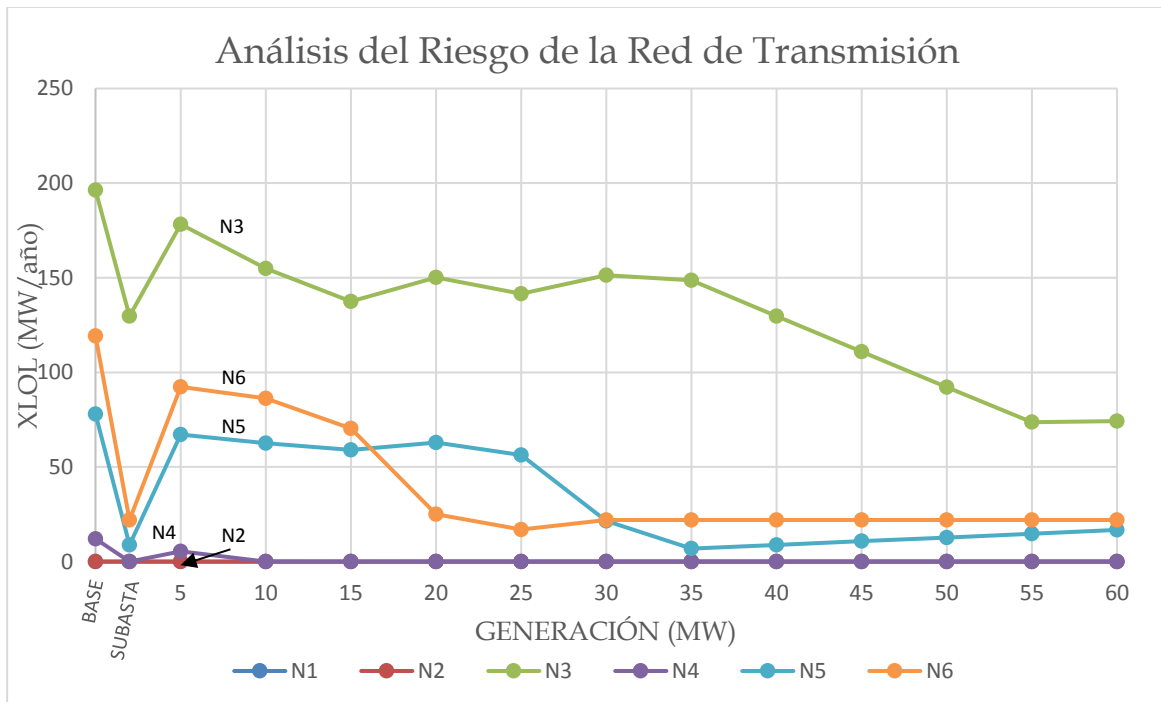


Figura 4.2 XLOL con incremento de generación considerando el contrato 1 para el sistema RBTS



Tabla 4.8 EENS con el contrato 1 para el sistema RBTS

		Base	Subasta	Incremento de generación (MW)				
	Nodo	0	2	5	10	15	20	25
EENS (MW-h/año)	N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N2	0.04	0.05	0.07	0.02	0.02	0.03	0.10
	N3	2208.19	2113.17	2200.29	1829.34	1794.04	1900.40	1515.68
	N4	119.15	0.50	53.55	0.53	0.19	0.27	0.73
	N5	1480.67	664.09	837.37	621.53	586.86	622.97	558.26
	N6	2952.99	1655.95	1739.11	1600.20	985.75	769.53	1273.27

Tabla 4.9 EENS con el contrato 1 para el sistema RBTS (continuación)

		Incremento de generación (MW)						
	Nodo	30	35	40	45	50	55	60
EENS (MW-h/año)	N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N2	0.04	0.02	0.05	0.05	0.04	0.03	0.05
	N3	1547.26	1862.03	2113.17	2377.92	2642.66	2905.11	3364.71
	N4	0.62	0.27	0.50	0.52	0.45	0.36	0.44
	N5	410.97	505.73	664.09	809.78	957.28	1109.28	1252.96
	N6	1655.95	1656.54	1655.95	1655.87	1656.06	1656.28	1655.84

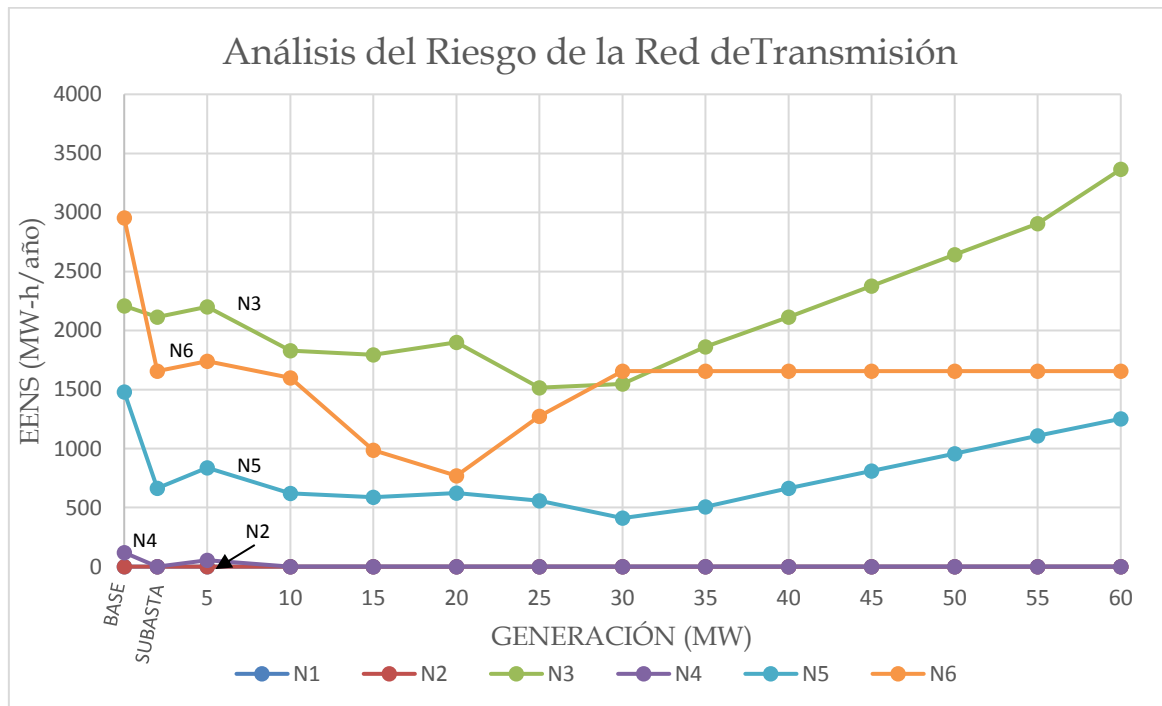


Figura 4.3 EENS con incremento de generación considerando el contrato 1 para el sistema RBTS

Para la obtención de las *Figura 4.2* y *Figura 4.3* se realiza el proceso de la sección 3.6. Se puede observar de la *Tabla 4.6* a la *Tabla 4.9* y figuras anteriores el XLOL y la EENS al considerar el contrato 1 el sistema mejora, disminuyendo considerablemente en el nodo 6, que al fallar la línea 5-6 ya no se pierde carga, también se mejora en los demás nodos. El XLOL al ir incrementando la generación, va disminuyendo hasta mantenerse en un valor dado para todos los nodos (ver *Figura 4.2*), sin embargo la EENS aumenta (*Figura 4.3*), en el nodo 3 con respecto al caso base, se puede atribuir esto por los datos de confiabilidad que se considera una fuente eólica con la que participa en la subasta al tener una indisponibilidad mayor y con el aumento de carga en el nodo 3 y 4 ocasiona sobrecargas en líneas, por lo tanto al fallar la unidad se presenta corteo de carga y esta tiene una indisponibilidad mayor, mientras que al fallar otro componente se tiene menor corte de carga porque compensa la nueva unidad.

#### 4.2.1.3 Contrato 2

Considerando el contrato 2 de una subasta previamente realizada (*Tabla 4.10*) que se celebra como un usuario calificado en la que se establece que tendrá su propia unidad de generación en el nodo 6 (solar), sin embargo sus instalaciones serán en el nodo 3 y 4 (son varios inversionistas). En primera instancia en el nodo 6 se tiene como buena opción al tener el área necesaria de la unidad de generación, además que es un nodo aislado y puede compensar la pérdida de carga en este (beneficio social) y que en sus instalaciones se tenga el respaldo de la demás generación.

*Tabla 4.10 Subasta 2 para el sistema RBTS*

GENERACIÓN		DEMANDA	
Nodo	MW	Nodo	MW
6	20	3	10
		4	10

### Resultados

Realizando el análisis del riesgo tenemos los siguientes resultados.

Se puede observar claramente en la *Tabla 4.11* que este contrato afecta al sistema, solo en el costo de operación aumentaría en promedio 7.614 \$/h, así como el número de fallas y las sobrecargas aumentan con respecto al caso base (*Tabla 4.1*).

*Tabla 4.11 Resultados generales con el contrato 2 en demanda máxima del sistema RBTS*

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo min
		total	oc/año	Dmax	prom			
400	1	20212	50.530	474.101	481.715	27.19	0.000	0.866

Y para los nodos se mejora el riesgo en el nodo 6 cumpliéndose con lo previsto, pero sus instalaciones de carga se ven perjudicados (en el nodo 3) al presentar un aumento de 80 MW o 3754.84 MW-h al año. También el beneficio social repercute porque aumentarían los precios nodales, todos estos aumentos que se tiene en la *Tabla 4.12*. son con respecto al caso base (*Tabla 4.2*).

*Tabla 4.12 Resultados de índices con el contrato 2 en demanda máxima del sistema RBTS*

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.52
2	27.19	947.11	0.00	0.06	3.00	0.17	0.00	0.00	2.53
3	27.19	947.11	276.89	5963.03	3.00	17889.09	0.00	2.48	2.88
4	27.19	947.11	11.75	115.06	3.00	345.19	0.00	17.44	2.85
5	27.19	947.11	72.71	1296.07	3.00	3888.20	0.00	17.44	2.88
6	27.19	947.11	60.78	2040.16	3.00	6120.49	0.00	17.44	2.83

#### 4.2.1.3.1 Con incremento de generación

En las siguientes tablas y figuras se tiene XLOL y EENS como índices de comparación para ver si con otras capacidades de generación el sistema pueda mejorar.

#### Resultados

Para la obtención de las *Figura 4.4* y *Figura 4.5* se realiza el proceso de la sección 3.6. se tienen las cantidades de XLOL en las *Tabla 4.13* y *Tabla 4.14*, y para la EENS en la *Tabla 4.15* y *Tabla 4.16*.

*Tabla 4.13 XLOL con el contrato 2 para el sistema RBTS*

	Base	Subasta	Incremento de generación (MW)					
			0	2	5	10	15	20
XLOL (MW/año)	N1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	N2	0.002	0.002	0.002	0.003	0.003	0.002	0.002
	N3	196.390	276.886	203.504	206.949	223.703	276.886	314.253
	N4	12.092	11.753	11.982	11.869	11.793	11.753	11.809
	N5	78.022	72.705	68.134	64.195	67.000	72.705	76.639
	N6	119.212	60.777	110.350	113.705	106.848	60.777	37.023

Tabla 4.14 XLOL con el contrato 2 para el sistema RBTS (continuación)

Nodo	Incremento de generación (MW)						
	30	35	40	45	50	55	60
N1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N2	0.002	0.002	0.001	0.002	0.003	0.001	10.987
N3	331.581	376.100	401.420	422.543	432.905	437.509	438.547
N4	11.900	14.218	25.979	44.624	58.854	79.074	92.376
N5	78.796	56.253	52.641	37.516	36.943	37.131	41.167
N6	36.868	34.771	24.064	22.083	22.038	22.037	22.045

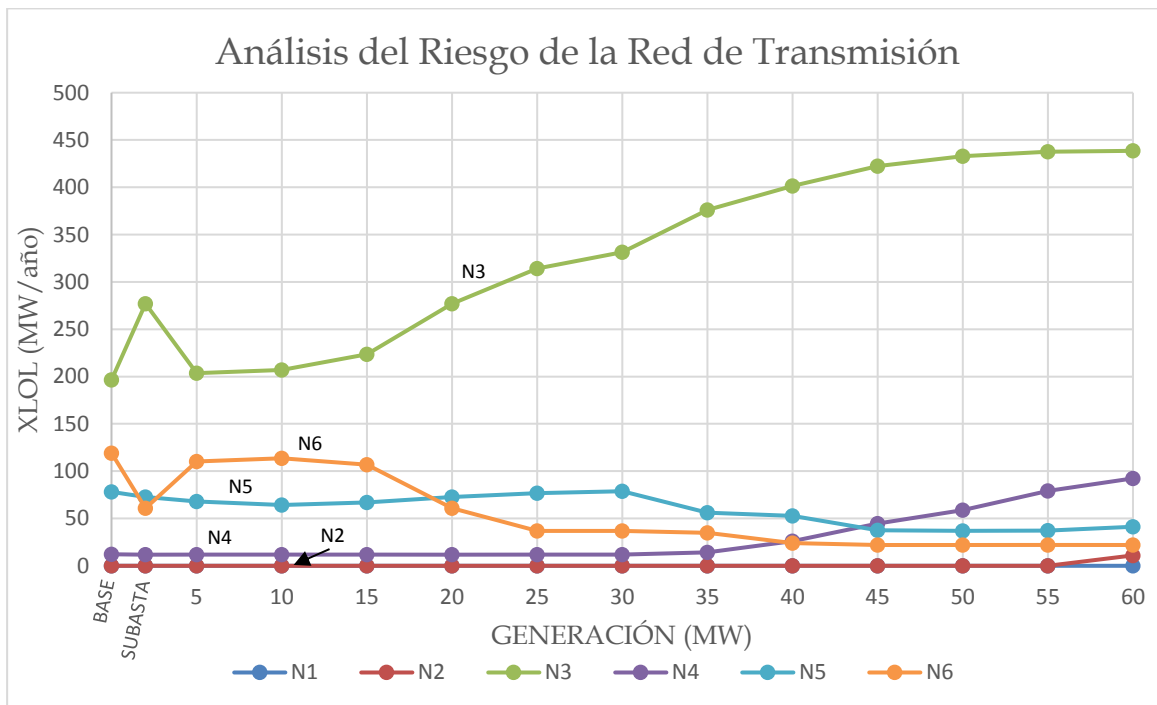


Figura 4.4 XLOL con incremento de generación considerando el contrato 2 para el sistema RBTS

Al realizar el contrato 2 de la subasta considerando las condiciones de generación (nodo 6) y entrega (nodo 3 y 4), se realizó para diferentes niveles de generación pretendiendo encontrar algún nivel que mejore al sistema y poder llevar a cabo el contrato. Sin embargo al realizar el análisis del riesgo de la red de transmisión, el XLOL solo se mejora en el nodo 6, para los nodos 2, 4 y 5 no varían en gran medida y hasta llegar a 35 MW entregados aumentan los cortes de carga en el nodo 4, siendo este nodo el de entrega, y el otro nodo de entrega 3 no se encontró ningún nivel en las que se tuvieran menos cortes de potencia.

Tabla 4.15 EENS con el contrato 2 para el sistema RBTS

	Nodo	Base	Subasta	Incremento de generación (MW)				
		0	2	5	10	15	20	25
EENS (MW-h/año)	N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N2	0.04	0.06	0.03	0.07	0.10	0.06	0.09
	N3	2208.19	5963.03	2700.16	2928.37	3878.41	5963.03	7224.72
	N4	119.15	115.06	116.97	116.20	115.88	115.06	115.92
	N5	1480.67	1296.07	897.61	654.39	871.78	1296.07	1591.67
	N6	2952.99	2040.16	2692.50	3223.78	3306.49	2040.16	1804.00

Tabla 4.16 EENS con el contrato 2 para el sistema RBTS (continuación)

	Nodo	Incremento de generación (MW)						
		30	35	40	45	50	55	60
EENS (MW-h/año)	N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N2	0.08	0.07	0.06	0.06	0.14	0.06	826.01
	N3	8299.21	9704.68	11022.82	12347.65	12857.96	12944.06	13001.21
	N4	116.66	139.16	253.97	438.45	1415.49	2869.40	3788.45
	N5	1867.25	1840.08	1901.93	1807.16	1802.50	1804.10	1843.58
	N6	1801.02	1780.60	1676.24	1657.47	1656.72	1656.76	1657.14

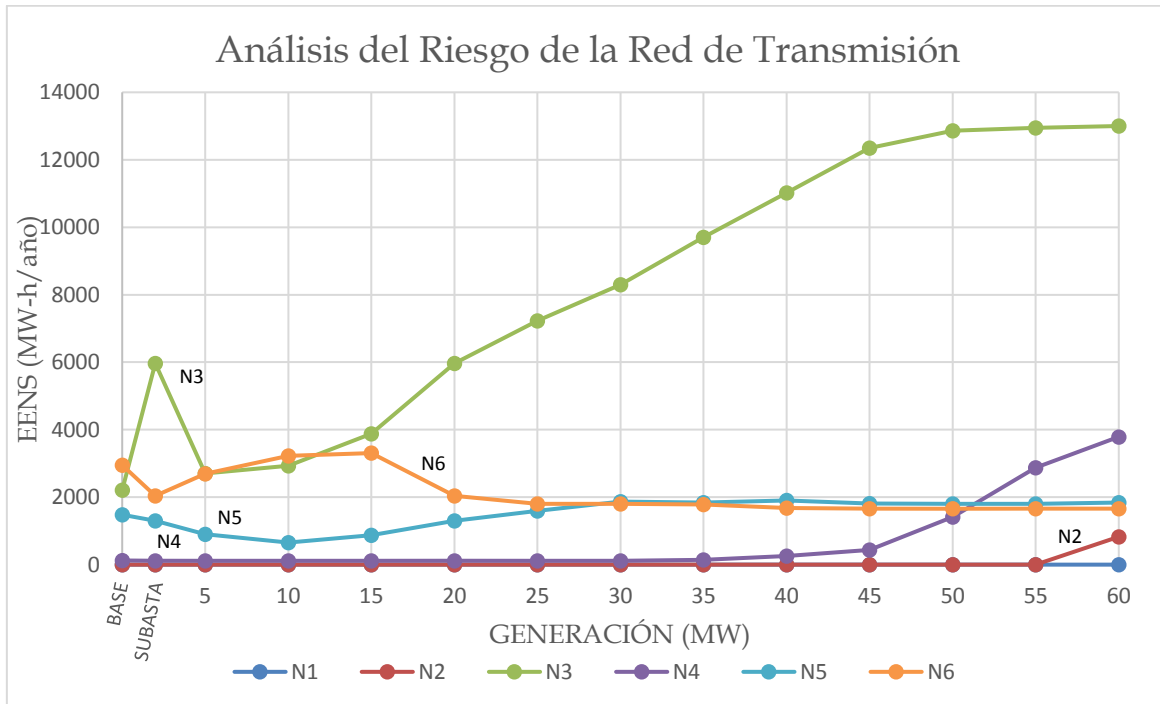


Figura 4.5 EENS con incremento de generación considerando el contrato 2 para el sistema RBTS

Se presenta el mismo comportamiento porque como se mencionó en la metodología propuesta si se aumenta generación la carga también aumenta proporcionalmente. El nodo 3 es el más afectado presentándose mayores niveles de EENS y el nodo 4 se mantiene sin mucha variación, solo cuando llega a 45 MW de inyección de generación en el nodo 6.

Llegando a la conclusión que este contrato no es conveniente para los inversionistas y tampoco para el operador del sistema o para los usuarios existentes. La estructura de la red y los puntos de generación y entrega del contrato aumentan la EENS, lo cual repercute en el objetivo de brindar un servicio continuo de energía eléctrica los usuarios.

#### **4.2.2 Análisis con demanda aleatoria**

A continuación se presentan los resultados obtenidos para el sistema RBTS, realizando el análisis con variación de la demanda (ver sección 2.8) y a partir de su FOR se obtiene la disponibilidad de las unidades generadoras (ver sección 2.7).

En la *Tabla 4.17* se muestran las curvas de comportamiento de demanda del sistema interconectado nacional que se utilizaran en este trabajo para el sistema RBTS los valores están en MW.

Tabla 4.17 Datos de las curvas diarias de demanda para el sistema RBTS [31]

	08-feb-16	12-feb-16	14-feb-16	11-jul-16	09-oct-16
Hora	N2	N3	N4	N5	N6
1	24078	26784	25419	34345	30162
2	23200	25734	24209	33273	28759
3	22698	25136	23595	32555	27968
4	22412	25008	23184	31996	27399
5	22784	25237	23057	31664	27019
6	24027	26042	23022	32007	26645
7	26049	27984	23394	33155	26685
8	27561	28850	23264	34179	26663
9	28841	29979	23956	35536	26530
10	29826	30903	25162	37200	27175
11	30477	31582	25902	38248	27939
12	30819	31997	26078	39010	28596
13	30813	31930	26234	39707	28742
14	30725	31909	26177	40168	29102
15	30859	31838	26111	40527	29166
16	30807	31767	26140	40737	29235
17	30866	31703	25955	41037	29304
18	30848	31216	26041	39932	29500
19	31646	31516	27476	39544	29755
20	32729	32859	29932	38717	31749
21	32259	32166	30305	38787	33626
22	30991	30924	29432	39719	33720
23	29506	29717	27862	39714	32521
24	27892	28325	25908	38030	31377

Realizando los pasos que se describen en la sección 2.6 se obtuvieron los siguientes coeficientes de los polinomios para cada nodo de carga:

Tabla 4.18 Coeficientes de ajuste de la demanda utilizados para el sistema RBTS

Nodo	Coeficientes del polinomio de grado 7							
	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	a <sub>3</sub>	a <sub>4</sub>	a <sub>5</sub>	a <sub>6</sub>	a <sub>7</sub>	a <sub>8</sub>
2	-20.2144	63.1623	-72.5755	39.2249	-12.4027	3.1336	-0.6441	1.0029
3	-16.3331	58.6244	-82.6437	59.6381	-24.3382	5.4398	-0.6249	0.9994
4	13.6475	-71.0636	139.1791	-130.6400	60.2932	-11.8880	0.2312	0.9994
5	-12.8662	32.9909	-26.2197	4.3307	2.2629	-0.6134	-0.1149	0.9996
6	5.5459	-32.0861	67.9884	-68.4043	33.8641	-7.1806	0.0586	1.0010

**4.2.2.1 Caso base**

Como se puede observar en la *Tabla 4.19* el costo de operación es menor con respecto al caso con demanda máxima, aunque hay redespacho o se presentan situaciones en las que la demanda es mayor que la generación, incluyendo sobrecargas, los escenarios son más reales al presentarse niveles de carga menores, disminuyendo el corte de carga y el mismo costo de operación. El número de fallas promedio 48.298 es parecido al caso base con demanda máxima y se presentan eventos en que la demanda es mayor que la generación disponible a la falla.

*Tabla 4.19 Resultados generales con demanda aleatoria del sistema RBTS*

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo Min
		total	oc/año	Dmax	prom			
400	1	19319	48.298	474.723	418.883	14.99	0.620	56.949

Se puede observar en la *Tabla 4.20* que los nodos con mayor riesgo son 6, 3, 5 al presentar mayor EENS y XLOL, sin embargo el número y duración de fallas disminuye. Al considerar la demanda aleatoria los eventos de falla se pueden presentar cuando la demanda está en su nivel intermedio o bajo por lo que se presentan valores más bajos.

*Tabla 4.20 Resultados de índices en demanda aleatoria del sistema RBTS*

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	2.53
2	15.61	218.10	0.03	0.82	3.00	2.46	0.00	0.00	2.51
3	15.61	218.10	56.50	634.37	3.00	1903.11	0.00	2.57	2.74
4	15.61	218.10	1.19	19.26	3.00	57.78	0.00	12.55	2.73
5	15.61	218.10	31.08	426.95	3.00	1280.86	0.00	12.70	2.76
6	16.39	224.90	72.46	947.72	3.00	2843.15	0.00	15.22	2.74

**4.2.2.2 Contrato 1**

Considerando el mismo contrato 1 de la subasta ya realizada de la *Tabla 4.3* al realizar el análisis de riesgo se tienen los siguientes resultados.

**Resultados.**

Con respecto al caso base al implementar las unidades con las que se tienen en el contrato de la subasta se redujo el costo de operación y se presentaron menos casos con falta de capacidad de generación, sin embargo en número de sobrecargas aumenta, como se observa en la *Tabla 4.21*.



Tabla 4.21 Resultados generales con el contrato 1 en demanda aleatoria del sistema RBTS

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo Min
		total	oc/año	Dmax	prom			
400	1	20225	50.563	419.793	371.146	15.138	0.14	74.795

Tabla 4.22 Resultados de índices con el contrato 1 en demanda aleatoria del sistema RBTS

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.52
2	15.23	231.94	0.01	0.21	3.00	0.62	0.00	0.00	2.50
3	15.23	231.94	19.67	277.82	3.00	833.45	0.00	0.77	2.65
4	15.23	231.94	0.83	11.41	3.00	34.23	0.00	2.88	2.65
5	15.23	231.94	3.37	67.72	3.00	203.17	0.00	0.79	2.65
6	14.88	177.46	0.21	3.65	3.00	10.94	0.00	0.19	2.56

Para los nodos de carga como se muestra en la Tabla 4.22 se reduce los MW cortados principalmente en el nodo 6 que es el nodo de entrega del contrato, las variaciones de voltaje también se reducen y los precios de nodales, por lo tanto esta subasta mejora el sistema.

#### 4.2.2.2.1 Con incremento de generación

A continuación se presenta los resultados de XLOL y EENS que son los índices que se consideran como comparación para ver el comportamiento del sistema.

Como se puede observar en las tablas siguientes con este contrato el sistema mejora reduciendo los cortes de carga al ir incrementando la capacidad de generación, sin embargo al considerar la duración de las fallas la EENS tiende a incrementarse, presentando el mismo comportamiento que en el análisis en demanda máxima.

Tabla 4.23 XLOL con el contrato 1 para el sistema RBTS

		Base	Subasta	Incremento de generación (MW)				
Nodo		0	2	5	10	15	20	25
XLOL (MW/año)	N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N2	0.03	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01
	N3	56.50	19.67	45.38	44.16	41.02	38.98	34.98
	N4	1.19	0.83	0.82	0.69	0.59	0.60	0.63
	N5	31.08	3.37	22.08	14.11	16.09	12.48	4.54
	N6	72.46	6.33	56.19	39.04	16.71	4.34	4.35

Tabla 4.24 XLOL con el contrato 1 para el sistema RBTS (continuación)

Nodo	Incremento de generación (MW)						
	30	35	40	45	50	55	60
N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N2	0.01	0.01	0.01	0.07	0.05	0.03	0.07
N3	28.19	23.20	19.67	17.57	16.65	16.97	19.29
N4	0.69	0.82	0.83	0.97	0.99	1.22	1.59
N5	3.27	3.25	3.37	3.58	3.71	3.93	4.29
N6	4.72	5.35	6.33	7.89	10.17	12.97	16.04

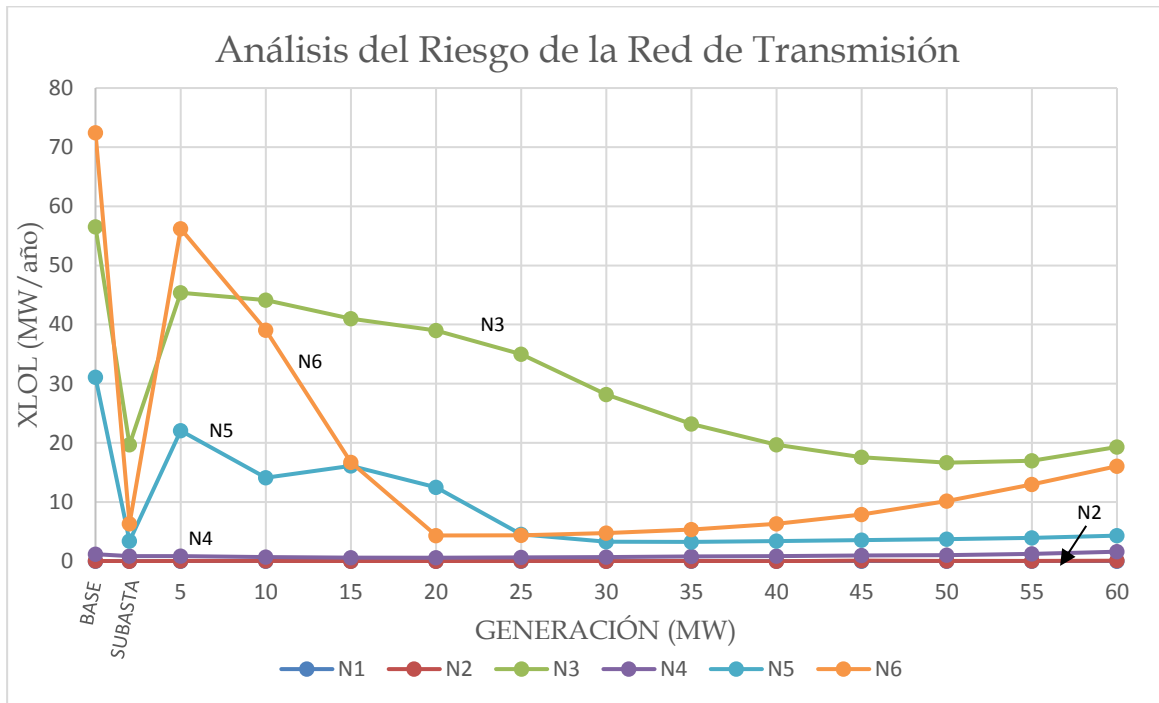


Figura 4.6 XLOL con incremento de generación considerando el contrato 2 para el sistema RBTS

Las Tabla 4.23-Tabla 4.24 y la Figura 4.6 muestran que al realizar el contrato los cortes de carga disminuyen, observando que con 40 MW entregados en el nodo 4 se tiene un menor riesgo de corte de carga en la mayoría de los nodos, que si se incrementa la inyección de potencia en el nodo 6 ya no se puede mejorar el corte de carga comenzando a aumentar la cantidad de MW cortados.

Tabla 4.25 EENS con el contrato 1 para el sistema RBTS

	Nodo	Base	Subasta	Incremento de generación (MW)				
		0	2	5	10	15	20	25
EENS (MW-h/año)	N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N2	0.82	0.21	0.05	0.02	0.01	0.04	0.17
	N3	634.37	277.82	504.39	485.82	471.33	456.58	406.99
	N4	19.26	11.41	13.75	10.92	8.99	9.35	9.56
	N5	426.95	67.72	288.51	179.27	201.17	158.12	70.48
	N6	947.72	240.99	762.03	540.31	242.69	90.05	102.82

Tabla 4.26 EENS con el contrato 1 para el sistema RBTS (continuación)

	Nodo	Incremento de generación (MW)						
		30	35	40	45	50	55	60
EENS (MW-h/año)	N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N2	0.09	0.15	0.21	1.08	0.39	0.08	0.42
	N3	334.45	294.27	277.82	292.13	339.61	425.18	580.84
	N4	9.90	11.36	11.41	12.72	12.35	16.02	21.86
	N5	58.52	60.06	67.72	79.05	89.66	107.48	129.71
	N6	129.88	175.43	240.99	342.46	496.89	699.28	921.51

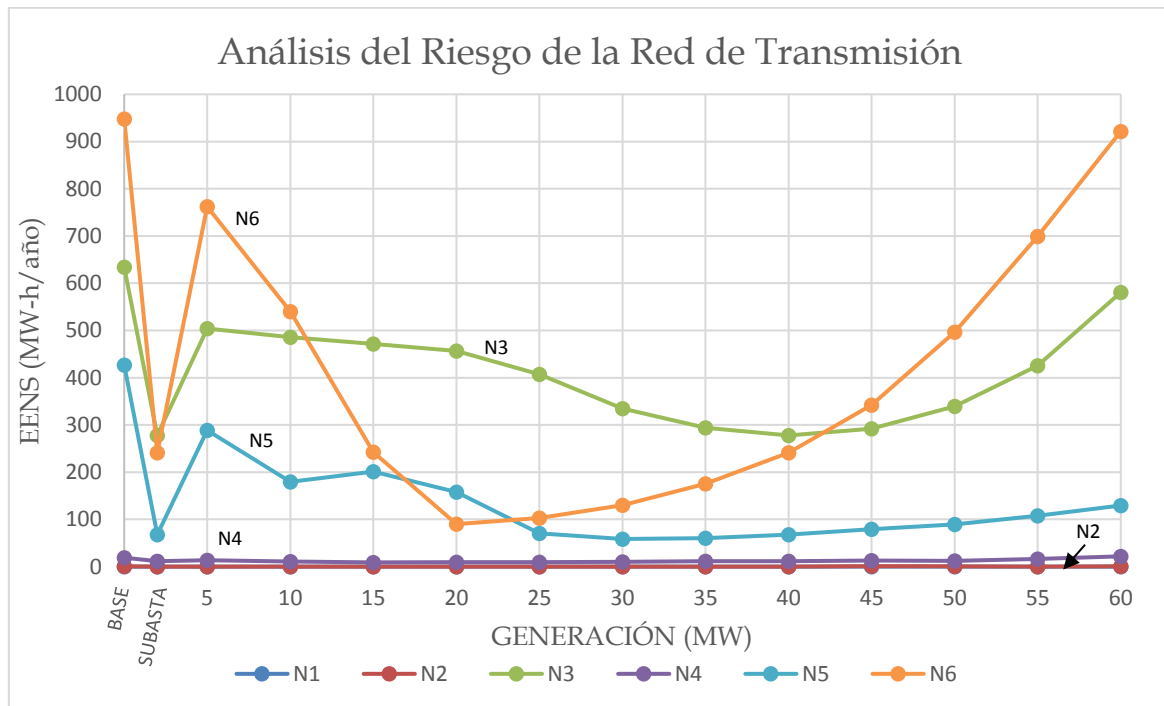


Figura 4.7 EENS con incremento de generación considerando el contrato 1 para el sistema RBTS

Al incrementar la capacidad de generación en el nodo 6 para las unidades eólicas, los corte de carga disminuyen, sin embargo para este contrato al considerar fuentes eólicas la indisponibilidad de estas unidades es mayor reflejándose en la EENS, es decir con este contrato los cortes de carga sin embargo por la duración de las fallas son mayores que a partir de 25 MW inyectados aumenta para los nodos 5 y 6, y para el nodo 3 desde 20 MW, sin embargo es viable realizarlo porque para el nivel de generación que se pretende entregar la EENS en menor que el caso sin el contrato como se observa en la *Tabla 4.25-Tabla 4.26 y Figura 4.7.*

#### 4.2.2.3 Contrato 2

Para este caso se considera el contrato 2 de la *Tabla 4.10* y se realiza el análisis con demanda aleatoria (ver sección 2.6).

#### Resultados

Con los resultados de la se vuelve a corroborar que el contrato 2 no mejora la red, teniéndose costo de operación, eventos en que la demanda es mayor que la capacidad de generación, parecidos al caso base y el número de fallas aumenta.

*Tabla 4.27 Resultados generales con el contrato 2 en demanda aleatoria del sistema RBTS*

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo min
		total	oc/año	Dmax	prom			
400	1	20225	50.563	474.101	417.680	15.13	0.635	61.751

También para los nodos de carga se tiene que el nodo seis hay un menor corte de carga, pero sigue con incremento de los MW cortados para el nodo siendo este nodo donde se tendrá una nueva instalación.

*Tabla 4.28 Resultados de índices con el contrato 2 en demanda aleatoria del sistema RBTS*

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	2.53
2	15.70	256.79	0.03	0.42	3.00	1.25	0.00	0.00	2.51
3	15.70	256.79	92.83	1247.42	3.00	3742.27	0.00	2.18	2.74
4	15.70	256.79	1.73	26.85	3.00	80.55	0.00	9.88	2.73
5	15.70	256.79	29.00	400.21	3.00	1200.63	0.00	4.21	2.75
6	15.73	257.20	8.08	265.54	3.00	796.63	0.00	4.89	2.71

**4.2.2.3.1 Con incremento de generación**

Y por último al ir incrementando la generación en el mismo nodo 6, se observa en las tablas y graficas siguientes que el corte de carga y la energía se sigue incrementando en el nodo 3. Por lo tanta al realizar el análisis en demanda máxima y demanda aleatoria se tienen resultados con el mismo comportamiento.

*Tabla 4.29 XLOL con el contrato 2 para el sistema RBTS*

		<i>Base</i>	<i>Subasta</i>	<i>Incremento de generación (MW)</i>				
<i>Nodo</i>		<i>0</i>	<i>2</i>	<i>5</i>	<i>10</i>	<i>15</i>	<i>20</i>	<i>25</i>
<i>XLOL (MW/año)</i>	N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N2	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.03	0.07
	N3	56.50	92.83	55.87	62.62	76.13	92.83	105.80
	N4	1.19	1.73	1.00	1.11	1.36	1.73	2.04
	N5	31.08	29.00	28.47	26.42	31.25	29.00	15.78
	N6	72.46	8.08	60.96	49.35	25.09	8.08	10.88

*Tabla 4.30 XLOL con el contrato 2 para el sistema RBTS (continuación)*

		<i>Incremento de generación (MW)</i>						
<i>Nodo</i>		<i>30</i>	<i>35</i>	<i>40</i>	<i>45</i>	<i>50</i>	<i>55</i>	<i>60</i>
<i>XLOL (MW/año)</i>	N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N2	0.08	0.03	0.04	0.03	0.08	0.18	0.21
	N3	113.93	120.05	127.62	138.50	151.59	165.42	191.55
	N4	2.74	3.55	3.41	3.54	3.97	4.53	6.19
	N5	8.79	7.46	8.34	9.99	12.32	15.41	19.68
	N6	16.61	21.89	25.43	28.04	30.24	32.22	33.43

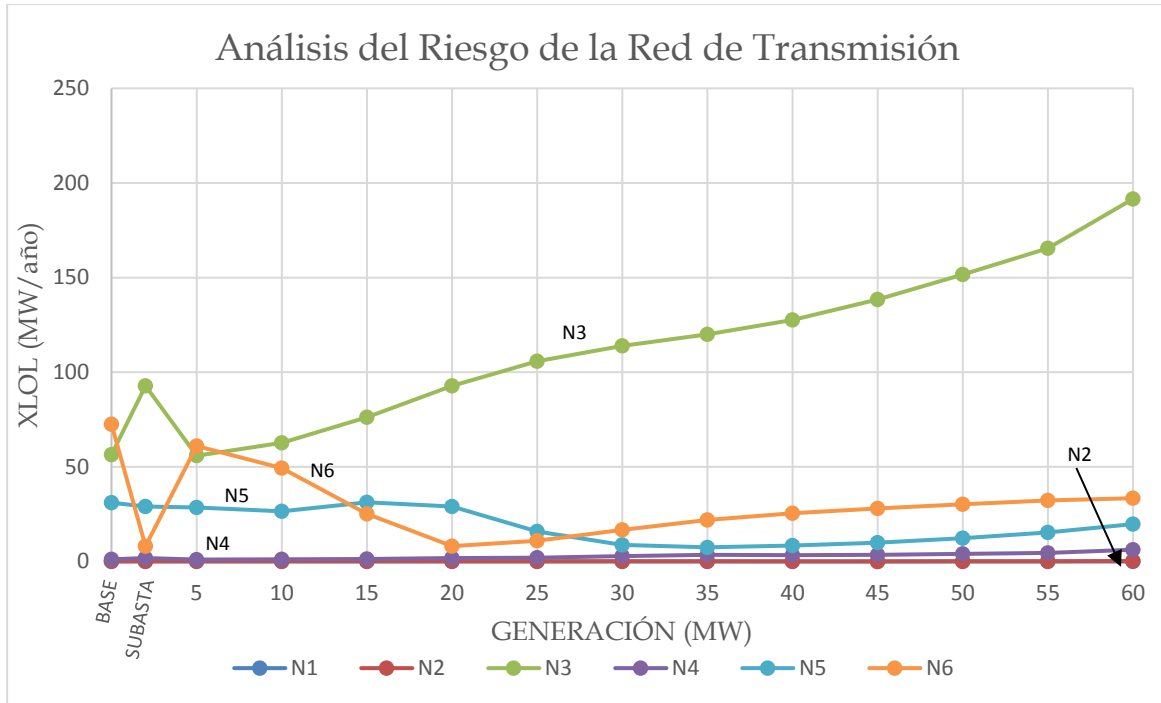


Figura 4.8 XLOL con incremento de generación considerando el contrato 2 para el sistema RBTS

Al igual que el análisis en demanda máxima al considerar la variación de la demanda e ir incrementando la capacidad de generación con los puntos de entrega del contrato, con tan solo aumentar a 15 MW los cortes de carga aumentan con respecto al caso base y solo mejora el nodo 6, como se tiene en la Tabla 4.29-Tabla 4.30 y Figura 4.8.

Tabla 4.31 EENS con el contrato 2 para el sistema RBTS

	Base	Subasta	Incremento de generación (MW)				
			0	2	5	10	15
<b>Nodo</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>25</b>
EENS (MW-h/año)	N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N2	0.82	0.42	0.57	0.48	0.35	0.42
	N3	634.37	1247.42	640.81	749.90	987.39	1247.42
	N4	19.26	26.85	16.74	17.80	20.61	26.85
	N5	426.95	400.21	376.16	337.30	416.80	400.21
	N6	947.72	265.54	870.92	741.48	409.42	265.54

Tabla 4.32 EENS con el contrato 2 para el sistema RBTS (continuación)

		Incremento de generación (MW)						
Nodo		30	35	40	45	50	55	60
EENS (MW-h/año)	N1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N2	0.38	0.35	1.05	0.48	2.14	8.06	9.09
	N3	1791.94	2309.83	3051.31	3950.44	4947.87	5951.15	7093.13
	N4	41.68	55.62	56.86	72.87	103.91	144.16	236.80
	N5	200.31	218.44	292.22	401.87	550.13	765.85	1038.64
	N6	927.70	1305.20	1557.18	1746.08	1903.30	2031.73	2119.11

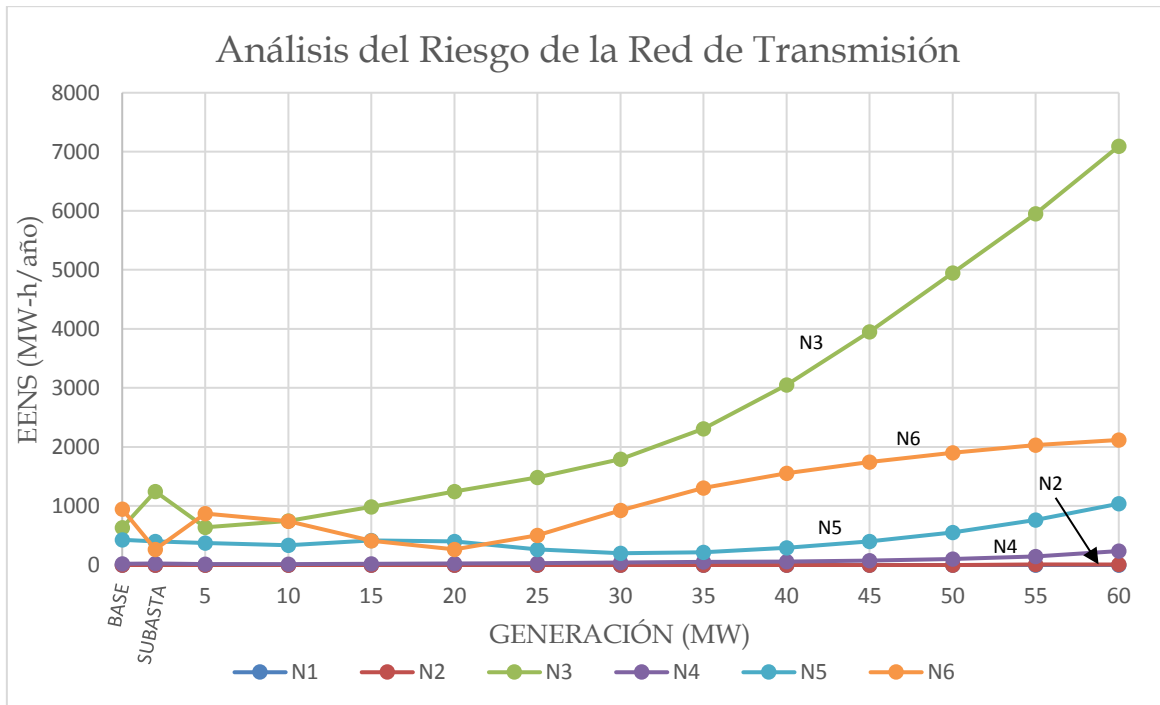


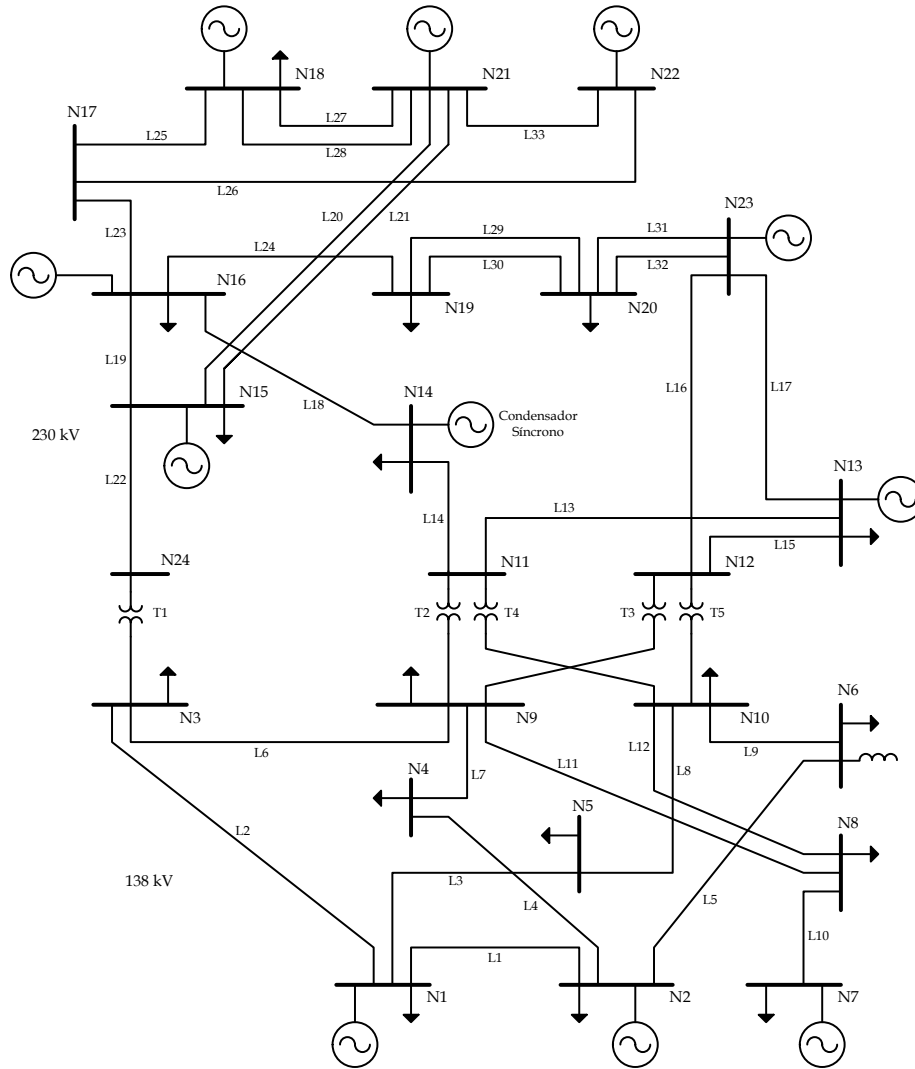
Figura 4.9 EENS con incremento de generación considerando el contrato 2 para el sistema RBTS

Y para la EENS en el nodo 6 que presenta menor cantidad de MW cortados al considerar la duración de las fallas, cuando se entregan 30 MW la EENS comienza a aumentar con respecto al caso base, como se observa en la Tabla 4.31-Tabla 4.32 y Figura 4.9.

Se vuelve a corroborar lo del análisis en demanda máxima que este contrato no mejora al sistema y a los inversionistas no le convendría invertir porque los nodos en donde se pretenden instalar presentarían cortes de energía. Y al operador del sistema le afectaría cumplir con el servicio a los usuarios existentes.

### 4.3 SISTEMA DE 24 NODOS (RTS)

El sistema de la *Figura 4.10* el sistema de generación tiene 32 unidades, dentro de un rango de 12 a 400 MW. El sistema tiene 24 nodos (generación/demanda) conectadas por 38 líneas o autotransformadores a dos niveles de voltaje, 138 y 230 kV. El pico de demanda anual es de 2850 MW, con un total de capacidad de generación de 3405 MW.



*Figura 4.10 Sistema de 24 nodos de la IEEE RTS [66]*

Para el sistema de 24 nodos se realiza el análisis del riesgo considerando los resultados de la segunda subasta de largo plazo, para esto se considera las capacidades de las unidades generadoras con las que participan los participantes en las subastas, y dependiendo al tipo de tecnología de las unidades generadoras se considera las tasas de falla, tiempo medio de reparación y tasas de salida forzada.



### 4.3.1 Análisis con demanda máxima

Se realizó el análisis del riesgo considerando 40% del valor de la demanda máxima que se tiene para todos los nodos. Se tuvo problemas con reactivo en el nodo 6 y como en el MEM no existe mercado de potencia reactiva se optó por solo aumentarle a los generadores ficticios para que estos lo compensen y no tener problemas con el OPF (restricciones de potencia reactiva). Al utilizar el OPF también se puede obtener los MVAr inyectados y estos serían los que la red necesita para ser compensados.

#### 4.3.1.1 Caso base

Se puede observar en la *Tabla 4.33* que los nodos con más riesgo son 3 y 6 al tener mayor EENS además que se tiene el precio nodal mayor, en el nodo 17 se presentan incrementos de voltaje aunque se puede corregir con el redespacho debido a que se tiene corte de carga menores (20 Watts).

*Tabla 4.33 Resultados de índices en demanda máxima del sistema RTS*

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	24.49	1817.23	0.000021	0.0013	130	0.16	0.00	0.13	50.25
2	24.49	1817.23	0.000021	0.0013	130	0.16	0.00	0.13	50.28
3	24.49	1817.23	3.357671	39.7983	130	5173.78	0.00	0.32	50.48
4	24.49	1817.23	0.000021	0.0013	130	0.17	0.00	0.29	51.73
5	24.49	1817.23	0.000021	0.0013	130	0.17	0.00	0.13	51.45
6	24.49	1817.23	5.138542	160.5429	130	20870.58	0.00	0.13	52.51
7	24.49	1817.23	0.000021	0.0013	130	0.16	0.00	0.00	51.41
8	24.49	1817.23	0.000022	0.0013	130	0.17	0.00	0.12	52.88
9	24.49	1817.23	0.000021	0.0013	130	0.16	0.00	0.00	50.92
10	24.49	1817.23	0.000021	0.0013	130	0.17	0.00	0.00	51.16
11	0.00	0.00	0.000000	0.0000	0	0.00	0.00	0.00	50.79
12	0.00	0.00	0.000000	0.0000	0	0.00	0.00	0.00	50.67
13	24.49	1817.23	0.000021	0.0012	130	0.16	0.00	0.00	50.08
14	24.49	1817.23	0.000021	0.0013	130	0.16	0.00	0.00	50.07
15	24.49	1817.23	0.000021	0.0012	130	0.16	0.00	0.00	48.35
16	24.49	1817.23	0.000021	0.0012	130	0.16	0.00	0.00	48.49
17	0.00	0.00	0.000000	0.0000	0	0.00	0.13	0.00	47.58
18	24.49	1817.23	0.000020	0.0012	130	0.16	6.08	0.00	47.31
19	24.49	1817.23	0.000021	0.0012	130	0.16	0.00	0.00	48.70
20	24.49	1817.23	0.000021	0.0012	130	0.16	0.00	0.00	48.45
21	0.00	0.00	0.000000	0.0000	0	0.00	10.64	0.00	47.14
22	0.00	0.00	0.000000	0.0000	0	0.00	0.00	0.00	45.96
23	0.00	0.00	0.000000	0.0000	0	0.00	0.33	0.00	48.16
24	0.00	0.00	0.000000	0.0000	0	0.00	0.00	0.17	49.83

Como se tiene en la *Tabla 4.34* se presentaron 103,57 fallas en promedio por año lo cual provoca un incremento para el costo de operación de 1884.31 \$/h. No se presentaron sobrecargas en líneas, debido a la indisponibilidad de unidades hubo 23.975 veces que la demanda es mayor que generación disponible.

*Tabla 4.34 Resultados generales con demanda máxima del sistema RTS*

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo min
		total	oc/año	Dmax	prom			
400	1	41428	103.57	63352.21	65234.17	0	23.975	1.006

#### 4.3.1.2 Contrato 1

La oferta de compra lo cubre CFE como suministrador de servicios básicos y las ofertas de venta son nuevas instalaciones que se están construyendo. Con esto, se consideró los resultados de la subastas de largo plazo [67].

AT solar resulto con 3 ofertas ganadoras y Parques Eólicos Reynosa III, S.A.P.I de C.V. con 2 ofertas:

*Tabla 4.35 Contrato 1 para el sistema RTS*

Licitante	Folio y Oferta	Cantidades anuales asignadas		
		CELS	Energía (MWh)	Potencia (MW-año)
AT Solar	SLP2016010030-22 SLP2016010030-23 SLP2016010030-24	478260	478261	29
Parques Eólicos Reynosa III, S.A.P.I de C.V.	SLP2016010123-01 SLP2016010123-05	1613416	1613417	0

Estos participantes cuentan con las unidades de generación siguientes:

*Tabla 4.36 Unidades generadoras del contrato 1 para el sistema RTS*

Central	Tecnología	Capacidad (MW)
AT SOLAR I	Solar fotovoltaica	50
AT SOLAR II		30
AT SOLAR III		30
AT SOLAR IV		30
AT SOLAR V		40
Parque eólico Reynosa I	Eólica	60
Parque eólico Reynosa II		60
Parque eólico Reynosa III		55
Parque eólico Reynosa IV		55
Parque eólico Reynosa V		157.5

Se propone la entrega en el nodo 4 y 17 para AT solar y Parques eólicos, respectivamente.

Para este sistema al haber varias unidades participantes, no se realiza el análisis con incremento de generación.

### Resultados

En la *Tabla 4.37* se puede observar que disminuye muy poco el riesgo con estos contratos, sin embargo puede disminuir los precios nodales, aunque no se considera costo por los MW entregados, tampoco costo de arranque de las nuevas unidades, al considerar los nodos de entrega 17 y 4 disminuyen los precios nodales. Y solo considerar las variaciones de voltaje que se presentan (también esto presenta una condición de riesgo).

*Tabla 4.37 Resultados de índices con el contrato 1 en demanda máxima del sistema RTS*

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	24.73	1134.42	0.000009	0.00037	130	0.06	0.13	0.00	19.19
2	24.73	1134.42	0.000009	0.00037	130	0.06	0.13	0.00	19.19
3	24.73	1134.42	3.144122	34.12979	130	2207.58	0.13	0.27	18.33
4	24.73	1134.42	0.000009	0.00037	130	0.06	0.13	0.00	18.80
5	24.73	1134.42	0.000009	0.00037	130	0.06	0.13	0.00	19.84
6	24.73	1134.42	5.138529	168.74061	130	21936.29	0.00	0.13	20.47
7	24.73	1134.42	0.000009	0.00038	130	0.06	0.13	0.00	22.24
8	24.73	1134.42	0.000009	0.00038	130	0.06	0.13	0.10	21.93
9	24.73	1134.42	0.000009	0.00037	130	0.06	0.13	0.00	19.49
10	24.73	1134.42	0.000009	0.00038	130	0.06	0.13	0.00	19.91
11	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.13	0.00	19.82
12	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.13	0.00	19.73
13	24.73	1134.42	0.000009	0.00037	130	0.06	0.13	0.00	19.64
14	24.73	1134.42	0.000009	0.00037	130	0.06	0.13	0.00	19.63
15	24.73	1134.42	0.000009	0.00035	130	0.05	0.13	0.00	15.26
16	24.73	1134.42	0.000009	0.00037	130	0.06	0.13	0.00	19.07
17	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.24	0.00	3.72
18	24.73	1134.42	0.000008	0.00032	130	0.05	0.13	0.00	6.63
19	24.73	1134.42	0.000009	0.00037	130	0.06	0.13	0.00	19.13
20	24.73	1134.42	0.000009	0.00037	130	0.06	0.13	0.00	19.01
21	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.00	0.00	9.18
22	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.00	0.00	6.86
23	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.24	0.00	18.88
24	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.13	0.26	16.71

Realizando el análisis de riesgo tenemos en la *Tabla 4.38* que el costo de operación disminuye, ya no hay eventos en que la demanda sea mayor que la generación, sin embargo dado el aumento de generación se presentaron sobrecargas en líneas.

*Tabla 4.38 Resultados generales con el contrato 1 en demanda máxima del sistema RTS*

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo min
		total	oc/año	Dmax	prom			
400	1	42007	105.0175	50554.84	49955.53	24.5975	0	1.48

#### 4.3.1.3 Contrato 2

De los mismos resultados de la segunda subasta de largo plazo se consideró aumentarle la central Tepezalá II con capacidad de 100 MW que entregará la energía en el nodo 22, pero también incluirá carga 50 MW en el nodo 5 y 50 MW en el nodo 13. Se sigue considerando las ofertas de la *Tabla 4.35* [67].

#### Resultados

En cuanto a la situación por nodo tenemos en la *Tabla 4.39* que el número de fallas aumenta, sin embargo se redujo 2.1191 MW en el nodo 3 y 1.163419 MW en el nodo 6 siendo los nodos con más riesgo

*Tabla 4.39 Resultados de índices con el contrato 2 en demanda máxima del sistema RTS*

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	96.29	4777.24	0.000029	0.00140	130	0.18	0.00	0.10	20.29
2	96.29	4777.24	0.000029	0.00140	130	0.18	0.00	0.10	20.28
3	96.29	4777.24	1.025042	13.22685	130	1719.49	0.00	0.38	19.40
4	96.29	4777.24	0.000029	0.00140	130	0.18	0.00	0.10	19.99
5	96.29	4777.24	0.000029	0.00142	130	0.18	0.00	0.10	21.33
6	96.29	4777.24	3.975110	167.70655	130	21801.85	0.00	0.10	21.81
7	96.15	4775.93	0.000029	0.00144	130	0.19	0.00	0.00	23.67
8	96.29	4777.24	0.000029	0.00144	130	0.19	0.00	0.14	23.36
9	96.29	4777.24	0.000029	0.00141	130	0.18	0.00	0.14	20.83
10	96.29	4777.24	0.000029	0.00142	130	0.18	0.00	0.10	21.32
11	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.00	0.00	21.24
12	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.00	0.14	21.14
13	96.29	4777.24	0.000029	0.00142	130	0.18	0.00	0.14	21.08
14	96.29	4777.24	0.000029	0.00141	130	0.18	0.00	0.00	21.04
15	96.29	4777.24	0.000028	0.00135	130	0.18	0.00	0.00	16.04
16	96.29	4777.24	0.000029	0.00141	130	0.18	0.00	0.00	20.33

Tabla 4.40 Resultados de índices con el contrato2 en demanda máxima del sistema RTS (cont.)

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
17	0.00	0.00	0.000000	0.000000	0	0.00	0.13	0.00	3.12
18	96.29	4777.24	0.000025	0.00123	130	0.16	0.14	0.00	6.39
19	96.29	4777.24	0.000029	0.00141	130	0.18	0.00	0.00	20.45
20	96.29	4777.24	0.000029	0.00141	130	0.18	0.00	0.00	20.34
21	0.00	0.00	0.000000	0.000000	0	0.00	87.90	0.00	9.25
22	0.00	0.00	0.000000	0.000000	0	0.00	0.00	0.00	6.62
23	0.00	0.00	0.000000	0.000000	0	0.00	1.62	0.00	20.21
24	0.00	0.00	0.000000	0.000000	0	0.00	0.00	0.62	17.62

Al aumentar las unidades generadoras se podría pensar que mejora el sistema, sin embargo como se puede observar en la *Tabla 4.41*, el número de sobrecargas aumenta, y aunque no se le asigno costo de generación a la nueva unidad, el costo de operación aumenta con respecto al contrato de la subasta 1, pensando en que no sucedería porque se aumentan las mismas cantidades de generación y demanda.

Tabla 4.41 Resultados generales con el contrato 2 en demanda máxima del sistema RTS

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo min
		total	oc/año	Dmax	prom			
400	1	42008	105.02	51871.52	51286.58	96.2875	0	0.920

### 4.3.2 Análisis con demanda aleatoria

En la *Tabla 4.42* y *Tabla 4.43* se muestran las curvas de comportamiento de la demanda del sistema interconectado nacional que se utilizaran en este trabajo para el sistema RTS los valores están en MW.

*Tabla 4.42 Datos de las curvas diarias de demanda para el sistema RTS [31]*

	05-feb-16	07-feb-16	08-feb-16	12-jul-16	13-oct-16	14-feb-16	11-jul-16	09-oct-16	09-oct-16
Hora	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9
1	27569	25536	24078	26784	26984	25419	34345	30162	32973
2	26569	24357	23200	25734	25962	24209	33273	28759	31685
3	25904	23552	22698	25136	25150	23595	32555	27968	30870
4	25545	23145	22412	25008	24902	23184	31996	27399	30357
5	25733	23118	22784	25237	24934	23057	31664	27019	29934
6	26296	23106	24027	26042	25108	23022	32007	26645	30321
7	28066	23354	26049	27984	25927	23394	33155	26685	31602
8	28883	23361	27561	28850	26532	23264	34179	26663	32733
9	30049	24037	28841	29979	27864	23956	35536	26530	32978
10	30999	25031	29826	30903	29316	25162	37200	27175	34065
11	31673	25709	30477	31582	30081	25902	38248	27939	34938
12	32296	26055	30819	31997	30563	26078	39010	28596	35737
13	32307	26081	30813	31930	30690	26234	39707	28742	36094
14	32204	25915	30725	31909	30410	26177	40168	29102	36303
15	32274	25649	30859	31838	29801	26111	40527	29166	36520
16	32257	25328	30807	31767	29446	26140	40737	29235	36998
17	32174	25426	30866	31703	29087	25955	41037	29304	37170
18	31870	25544	30848	31216	28893	26041	39932	29500	36803
19	32499	27192	31646	31516	29872	27476	39544	29755	35654
20	33757	29648	32729	32859	32004	29932	38717	31749	36168
21	33206	29866	32259	32166	31903	30305	38787	33626	37279
22	31963	29080	30991	30924	30574	29432	39719	33720	36800
23	30721	27539	29506	29717	29012	27862	39714	32521	35878
24	28115	25364	27892	28325	27195	25908	38030	31377	34647

Tabla 4.43 Datos de las curvas diarias de demanda para el sistema RTS [31] (Continuación)

	05-feb-16	07-feb-16	08-feb-16	12-jul-16	13-oct-16	14-feb-16	11-jul-16	09-oct-16
Hora	N10	N13	N14	N15	N16	N18	N19	N20
1	27569	25536	24078	26784	26984	25419	34345	30162
2	26569	24357	23200	25734	25962	24209	33273	28759
3	25904	23552	22698	25136	25150	23595	32555	27968
4	25545	23145	22412	25008	24902	23184	31996	27399
5	25733	23118	22784	25237	24934	23057	31664	27019
6	26296	23106	24027	26042	25108	23022	32007	26645
7	28066	23354	26049	27984	25927	23394	33155	26685
8	28883	23361	27561	28850	26532	23264	34179	26663
9	30049	24037	28841	29979	27864	23956	35536	26530
10	30999	25031	29826	30903	29316	25162	37200	27175
11	31673	25709	30477	31582	30081	25902	38248	27939
12	32296	26055	30819	31997	30563	26078	39010	28596
13	32307	26081	30813	31930	30690	26234	39707	28742
14	32204	25915	30725	31909	30410	26177	40168	29102
15	32274	25649	30859	31838	29801	26111	40527	29166
16	32257	25328	30807	31767	29446	26140	40737	29235
17	32174	25426	30866	31703	29087	25955	41037	29304
18	31870	25544	30848	31216	28893	26041	39932	29500
19	32499	27192	31646	31516	29872	27476	39544	29755
20	33757	29648	32729	32859	32004	29932	38717	31749
21	33206	29866	32259	32166	31903	30305	38787	33626
22	31963	29080	30991	30924	30574	29432	39719	33720
23	30721	27539	29506	29717	29012	27862	39714	32521
24	28115	25364	27892	28325	27195	25908	38030	31377

Realizando los pasos que se describen en la sección 2.8 se obtuvieron los siguientes coeficientes de los polinomios para cada nodo de carga en la *Tabla 4.44*.

Tabla 4.44 Coeficientes de ajuste de la demanda utilizados para el sistema RTS

Nodo	Coeficientes del polinomio de grado 7							
	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	a <sub>3</sub>	a <sub>4</sub>	a <sub>5</sub>	a <sub>6</sub>	a <sub>7</sub>	a <sub>8</sub>
1	-5.2508	22.5708	-35.8915	24.3594	4.9582	-1.0921	0.5064	1.0005
2	9.6083	-50.5042	101.1700	-97.8608	46.7452	-9.5001	0.1142	1.0014
3	-20.2144	63.1623	-72.5755	39.2249	-12.4027	3.1336	-0.6441	1.0029
4	-16.3331	58.6244	-82.6437	59.6381	-24.3382	5.4398	-0.6249	0.9994
5	-3.4747	8.6553	-6.4139	1.5851	-1.2600	1.1490	-0.4665	1.0031
6	13.6475	-71.0636	139.1791	-130.6400	60.2932	-11.8880	0.2312	0.9994
7	-12.8662	32.9909	-26.2197	4.3307	2.2629	-0.6134	-0.1149	0.9996
8	5.5459	-32.0861	67.9884	-68.4043	33.8641	-7.1806	0.0586	1.0010
9	9.0951	-35.9692	56.3105	-43.3078	16.4640	-2.8772	0.0891	0.9990
10	5.2508	-22.5708	35.8915	-24.3594	4.9582	1.0921	-0.5064	1.0005
13	9.6083	-50.5042	101.1700	-97.8608	46.7452	-9.5001	0.1142	1.0014
14	-20.2144	63.1623	-72.5755	39.2249	-12.4027	3.1336	-0.6441	1.0029
15	-16.3331	58.6244	-82.6437	59.6381	-24.3382	5.4398	-0.6249	0.9994
16	-3.4747	8.6553	-6.4139	1.5851	-1.2600	1.1490	-0.4665	1.0031
18	13.6475	-71.0636	139.1791	-130.6400	60.2932	-11.8880	0.2312	0.9994
19	-12.8662	32.9909	-26.2197	4.3307	2.2629	-0.6134	-0.1149	0.9996
20	5.5459	-32.0861	67.9884	-68.4043	33.8641	-7.1806	0.0586	1.0010

#### 4.3.2.1 Caso base

Al considerar la demanda aleatoria y generación disponible se presentaron los siguientes resultados para el sistema RTS.

#### Resultados

En la Tabla 4.45 se muestra que se tuvo una reducción de 9529.32 \$/h con respecto al caso en demanda máxima, sin embargo se presentaron sobrecargas en líneas

Tabla 4.45 Resultados generales con demanda aleatoria del sistema RTS

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo min
		total	oc/año	Dmax	prom			
400	1	41479	103.70	63352.21	55707.20	0.36	19.14	106.296

En la Tabla 4.46 se obtiene que en condiciones aleatorias el riesgo aumenta en la mayoría de los nodos, esto se puede atribuir a que se presentaron fallas en donde no se cuenta



con suficiente capacidad de generación (salidas por mantenimiento), los precios nodales se redujeron.

Tabla 4.46 Resultados de índices en demanda aleatoria del sistema RTS

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	19.70	1161.94	0.10491	8.39975	130	1091.97	0.01	0.01	35.84
2	19.70	1161.94	0.05681	0.12132	130	15.77	0.01	0.02	35.85
3	19.70	1161.94	121.43708	7463.49939	130	970254.92	0.01	0.12	36.06
4	19.70	1161.94	37.69289	2190.52074	130	284767.70	0.01	0.02	36.82
5	19.70	1161.94	8.80754	452.05363	130	58766.97	0.01	0.01	36.61
6	19.70	1161.94	133.07335	7922.84828	130	1029970.28	0.00	0.15	37.22
7	19.69	1161.84	2.66429	107.75505	130	14008.16	0.01	0.02	35.71
8	19.70	1161.94	34.51134	1899.18149	130	246893.59	0.01	0.19	38.09
9	19.70	1161.94	22.09900	1241.35991	130	161376.79	0.01	0.01	36.36
10	19.70	1161.94	24.58045	1382.52222	130	179727.89	0.02	0.00	36.45
11	0.00	0.00	0.00000	0.00000	0	0.00	0.01	0.00	36.25
12	0.00	0.00	0.00000	0.00000	0	0.00	0.01	0.00	36.16
13	19.70	1161.94	2.40958	131.29777	130	17068.71	0.01	0.00	35.73
14	19.70	1161.94	54.27641	3375.65847	130	438835.60	0.01	0.00	35.83
15	19.70	1161.94	15.88547	966.42531	130	125635.29	0.01	0.00	34.81
16	19.70	1161.94	0.87196	39.39247	130	5121.02	0.01	0.00	34.88
17	0.00	0.00	0.00000	0.00000	0	0.00	0.14	0.00	34.35
18	19.70	1161.94	35.97482	2251.65309	130	292714.90	1.62	0.00	34.21
19	19.70	1161.94	3.19949	110.78839	130	14402.49	0.01	0.00	34.98
20	19.70	1161.94	0.27473	4.71117	130	612.45	0.01	0.00	34.80
21	0.00	0.00	0.00000	0.00000	0	0.00	0.95	0.00	34.10
22	0.00	0.00	0.00000	0.00000	0	0.00	1.89	0.00	33.23
23	0.00	0.00	0.00000	0.00000	0	0.00	6.31	0.00	34.60
24	0.00	0.00	0.00000	0.00000	0	0.00	0.01	0.20	35.70

#### 4.3.2.2 Contrato 1

Con el mismo contrato de la *Tabla 4.35* pero ahora considerando el comportamiento de la curva de demanda.

#### Resultados

Al igual que en demanda máxima al implementar los contratos el costo de operación disminuye, por el aumento de la capacidad de generación las situaciones en que la demanda supera a la capacidad de generación disminuyen, mientras por otro lado aumenta el número de sobrecargas en las líneas, como se tiene en la *Tabla 4.47*.

Tabla 4.47 Resultados generales con el contrato 1 en demanda aleatoria del sistema RTS

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo min
		total	oc/año	Dmax	prom			
400	1	41719	104.2975	50554.837	44345.38	62.0425	2.4225	162.779

El riesgo disminuye considerablemente, aunque la probabilidad de falla y duración aumenta, se tienen cortes de carga menores y los precios nodales también disminuyen, observándose en la Tabla 4.48.

Tabla 4.48 Resultados de índices con el contrato 1 en demanda aleatoria del sistema RTS

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	64.53	3255.69	0.000016	0.00083	130	0.11	0.02	0.03	17.57
2	64.53	3255.69	0.000016	0.00083	130	0.11	0.02	0.04	17.56
3	64.53	3255.69	1.453286	55.04324	130	7155.62	0.01	0.22	16.75
4	64.53	3255.69	0.000016	0.00083	130	0.11	0.02	0.02	17.05
5	64.53	3255.69	0.016811	0.13577	130	17.65	0.01	0.04	17.93
6	64.53	3255.69	2.529695	101.31630	130	13171.12	0.01	0.14	18.30
7	64.45	3254.89	0.836040	40.27334	130	5235.53	0.01	0.02	19.43
8	64.53	3255.69	1.052158	54.99604	130	7149.49	0.02	0.18	19.26
9	64.53	3255.69	0.073449	1.77024	130	230.13	0.02	0.09	17.54
10	64.53	3255.69	0.668448	46.78991	130	6082.69	0.02	0.03	17.84
11	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.02	0.09	17.76
12	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.02	0.13	17.71
13	64.53	3255.69	0.000017	0.00086	130	0.11	0.02	0.11	17.60
14	64.53	3255.69	0.378233	20.58418	130	2675.94	0.02	0.02	17.56
15	64.53	3255.69	0.000016	0.00083	130	0.11	0.01	0.02	14.69
16	64.53	3255.69	0.000017	0.00085	130	0.11	0.01	0.02	17.07
17	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.11	0.02	7.45
18	64.53	3255.69	0.000015	0.00078	130	0.10	0.69	0.02	9.26
19	64.53	3255.69	0.000019	0.00102	130	0.13	0.01	0.02	17.17
20	64.53	3255.69	0.119438	18.16374	130	2361.29	0.01	0.03	17.11
21	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.82	0.02	10.84
22	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.66	0.00	9.27
23	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	5.50	0.03	17.03
24	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0	0.00	0.02	0.34	15.71

Concluyendo que con el contrato 1 disminuye el riesgo a los usuarios, pero afecta a la red con las sobrecargas que se presentan.

4.3.2.3 Contrato 2

Con los mismos contratos 1 y 2 en demanda máxima, se realiza el análisis de riesgo con la curva de demanda aleatoria de la sección 2.6.

Resultados

Para los usuarios el riesgo disminuye, al bajar los cortes de carga y la EENS, el nodo 6 sigue siendo el que presenta mayor riesgo como se tiene en la *Tabla 4.49*.

*Tabla 4.49 Resultados de índices con el contrato 2 en demanda aleatoria del sistema RTS*

N	$\lambda$ oc/año	LOLE h/año	XLOL MW/año	EENS MW-h/año	Costo		Voltaje oc/año		Cost Nod \$/MW-h
					\$/MW-h	\$/año	Alto	Bajo	
1	76.52	3944.87	0.000020	0.00104	130.00	0.13	0.08	0.05	18.38
2	76.52	3944.87	0.000020	0.00104	130.00	0.13	0.08	0.05	18.37
3	76.52	3944.87	0.965379	79.30036	130.00	10309.05	0.07	0.27	17.32
4	76.52	3944.87	0.000020	0.00103	130.00	0.13	0.06	0.06	17.81
5	76.52	3944.87	0.498691	49.80324	130.00	6474.42	0.06	0.10	18.95
6	76.52	3944.87	3.566205	200.20948	130.00	26027.23	0.06	0.16	19.16
7	76.46	3944.07	0.701049	49.87310	130.00	6483.50	0.02	0.03	20.28
8	76.52	3944.87	1.158985	107.89983	130.00	14026.98	0.04	0.26	20.12
9	76.52	3944.87	0.002944	0.80100	130.00	104.13	0.07	0.08	18.31
10	76.52	3944.87	0.487900	45.69597	130.00	5940.48	0.06	0.05	18.68
11	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0.00	0.00	0.05	0.16	18.58
12	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0.00	0.00	0.06	0.18	18.53
13	76.52	3944.87	0.014111	0.02552	130.00	3.32	0.06	0.20	18.45
14	76.52	3944.87	0.194023	53.10220	130.00	6903.29	0.03	0.07	18.35
15	76.52	3944.87	0.004480	1.22183	130.00	158.84	0.07	0.05	14.98
16	76.52	3944.87	0.000020	0.00105	130.00	0.14	0.07	0.05	17.81
17	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0.00	0.00	0.17	0.04	6.36
18	76.52	3944.87	0.000018	0.00094	130.00	0.12	0.46	0.01	8.53
19	76.52	3944.87	0.000035	0.00500	130.00	0.65	0.07	0.05	17.92
20	76.52	3944.87	0.000020	0.00106	130.00	0.14	0.07	0.05	17.86
21	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0.00	0.00	66.65	0.04	10.41
22	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0.00	0.00	0.12	0.05	8.51
23	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0.00	0.00	5.16	0.05	17.78
24	0.00	0.00	0.000000	0.00000	0.00	0.00	0.05	0.50	16.09

Con los resultados de la *Tabla 4.50* este contrato la red del sistema presenta mayor riesgo al aumentar 744.45 \$/h, las sobrecargas en líneas aumenta 11.91 veces y la demanda aumenta 0.01 veces.

Tabla 4.50 Resultados generales con el contrato 2 en demanda aleatoria del sistema RTS

Muestras	Periodo años	Fallas		CO \$/h		Sobrecarga oc/año	Dem>gen oc/año	Tiempo min
		total	oc/año	Dmax	prom			
400	1	41645	104.113	51871.519	45089.83	73.9525	2.51	137.294

Concluyendo que al aumentar el número de contratos afecta al sistema al presentarse la congestión, en cuanto a los usuarios obtienen mayor beneficio al disminuir el riesgo y los precios nodales. Sin embargo falta considerar los cotos por congestión y costos por uso de red la cual incrementa los precios nodales, esto no se aborta en este trabajo.

# CAPÍTULO 5

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se presentan las conclusiones del presente trabajo, considerando los resultados obtenidos en el capítulo 4, al realizar el análisis del riesgo (obtención de los índices de riesgo) a los sistemas de prueba, e implementando contratos, se mencionan las aportaciones que se tienen con la realización de este trabajo, así como las propuestas para trabajos futuros que se consideran apropiados para continuar o ampliar este trabajo.

### 5.1 CONCLUSIONES

Con el programa desarrollado en lenguaje de programación de MATLAB se puede realizar el análisis del riesgo a los sistemas eléctricos de potencia regulados y desregulados, además de las pruebas realizadas en este trabajo se pueden realizar simulaciones para otros sistemas de prueba o sistemas con datos reales, y para los sistemas desregulados implementar otras subastas con diversas capacidades y nodos de entrega, con esto cumplir con el objetivo de este trabajo.

En cuanto a la metodología empleada se utilizó la simulación de Monte Carlo para seleccionar el componente fallado, flujos de potencia en corriente alterna (de Matpower) para verificar el estado del sistema (cumplir con los criterios de seguridad) y flujos de potencia óptimos (de Matpower) para realizar las medidas remediales para un sistema regulado o para un sistema desregulado (con subastas) aliviar la congestión, al estudio de flujos óptimos se le implementó generadores ficticios para obtener cortes de carga en dado caso que no se cumplieran con los criterios de seguridad del sistema.

Se dejó la posibilidad del usuario considerar otras restricciones del sistema (límites de voltaje, de líneas de transmisión, datos de confiabilidad, entre otras) y en cuanto a los nodos de carga tomar la importancia cuando se pierde carga en cada nodo considerando un mayor o menor costo y cantidad para corte de carga, también se puede cambiar el número de años que se tienen que consideren para tener mejores resultados, siendo esto una limitante para este estudio porque para tener mejores resultados se necesitan de mayores simulaciones (para la simulación de Monte Carlo a mayor número de muestras se tienen mejores resultados), para esto el tiempo estudio va aumentando.

Como se observa en los resultados obtenidos de las simulaciones, la  $\lambda$  y la LOLE tiene valores casi iguales para todos los nodos de carga, esto se debe que al obtener los cortes

de carga con el estudio de flujos óptimos, para cumplir con las restricciones establecidas se tiene que cortar 0.00001 MW (10 W), esta cantidad se toma como falla. Debido a esto se utilizó como índices de comparación XLOL y EENS además que cumplen con la definición del término riesgo.

Al considerar la demanda y generación aleatoria los valores de riesgo disminuyen, sin embargo se presentan estados de falla en que no se cuenta con generación disponible.

Llegando a la conclusión que el análisis de riesgo contribuye a la toma de decisiones tanto al operador de la red (violaciones en la red, disponibilidad de unidades) y a los participantes del MEM poder ver donde les podría convenir para la venta/entrega de energía o en el caso de oferta de compra cuales nodos de la red tienen menos riesgo y tener un mejor servicio de energía.

## 5.2 APORTACIONES

- Se programó la simulación de Monte Carlo para generar fallas aleatorias, a partir de la tasas de falla, el MTTR y considerando una función de densidad de falla exponencial para todos los componentes.
- Se programó una rutina para realizar el análisis de contingencia, quitando el componente fallado.
- Se pudo hacer uso de las funciones de Matpower para realizar el análisis del sistema y realizar las medidas remediales.
- Se realizó la implementación de generadores (ficticios) al OPF de Matpower para obtener cortes de carga.
- Se programó el modelo de la demanda con la curva de duración de carga, para poder obtener la demanda aleatoria.
- Al no contar con programa de mantenimiento, se programó a partir de su FOR para obtener la generación disponible a la falla.
- Se programó una rutina para implementar las unidades generadoras con las que participan en el MEM a través de las subastas de mediano y largo plazo.

## 5.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- Implementar un modelo de la demanda con factores de crecimiento anual.
- Implementarle programa de mantenimiento para el modelo de generación.
- Considerar el modelo para las subastas de corto plazo con sus curvas de oferta y demanda.
- Considerar el costo real con las que se consideran las subastas y así obtener los precios nodales más parecidos a la realidad.
- Los precios nodales son solo de operación, falta sumarle los costos por uso de red y costo por congestión.

---

# REFERENCIAS

- [1] A. Gómez Expósito, A. J. Conejo y C. Cañizares, *Electric Energy Systems Analysis and Operation*, Burgos: Taylor & Francis Group, 2009.
- [2] *DOF, DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía*, Ciudad de México, 20 de Diciembre de 2013.
- [3] *DOF, ACUERDO por el que se emite el Manual de Subastas de Largo Plazo*, Ciudad de México, 19 de Noviembre de 2015.
- [4] E. Zico, *The Monte Carlo Simulation Method for System Reliability and Risk Analysis*, London: Springer, 2013.
- [5] M. Modarres, M. Kaminsky y V. Krivtsov, *Reliability Engineering and Risk Analysis a Practical Guide*, New York: Marcel Dekker, 1999.
- [6] L. Wenyan, *Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications*, IEEE Press Series on Power Engineering, 2004.
- [7] R. Billinton, *Power Systems Reliability Evaluation*, New York: Gordon and Breach, Science Publishers, 1970.
- [8] W. Li, J. Zhou, K. Xie y X. Xiong, «Power System Risk Assessment Using a Hybrid Method of Fuzzy Set and Monte Carlo Simulation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n° 2, pp. 336-343, 2008.
- [9] C. J. Zapata, *Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.
- [10] P.-Q. Liu, H.-Q. Li, Y. Du y K. Zeng, «Risk Assessment of Power System Security Based on Component Importance and Operation State,» de *International Conference on Power System Technology*, Chengdu, 2014.
- [11] N. González Cabrera, J. Torres Jiménez y F. Jurado Pérez, «Análisis de Riesgo para la Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos,» de *RVP-AI*, Acapulco Gro., 2015.
- [12] J. C. Arroyo Martínez, *Análisis de Riesgo por Envejecimiento para Redes Eléctricas de Distribución Aérea*, Ciudad de México: Instituto Politécnico Nacional, Diciembre 2015.
- [13] M. Cepin, *Assessment of Power System Reliability, Methods and Applications*, London, New York: Springer, 2011.
- [14] L. P. Garces Negrete y O. Gómez Carmona, *Análisis de confiabilidad del sistema de transmisión regional usando simulación de Monte Carlo*, Universidad Tecnológica de Pereira, 2003.
- [15] J. He, Y. Sun, D. Kirschen, C. Singh y L. Cheng, «Satate-Space Partitioning method for composite power system reliability assessment,» *IET Generation, Trnasmision & Distribution*, vol. 4, n° Iss. 7, pp. 780-792, 2010.

- [16] R. Billinton y W. Wangdee, «Impact of Utilising Sequential and Nonsequential Simulation Techniques in Bulk-Electric-System Reliability Assessment,» *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 152, n° 5, pp. 623 - 628, Septiembre 2005 .
- [17] Z. Shu, P. Jirutitijaroen y B. Bordeerath, «Reliability Evaluation of Composite Power Systems Using Sequential Simulation with Latin Hypercube Sampling,» de *Power Systems Computation Conference*, 2014.
- [18] W. Wangdee y R. Billinton, «Bulk Electric System Well-Being Analysis Using Sequential Monte Carlo Simulation,» *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 21, n° 1, pp. 188 - 193, Febrero 2006.
- [19] S. Stoft, *Power system Economics Designing Markets for Electricity*, New York: IEEE / Wiley, Febrero 2002.
- [20] A. Escobar Zuluaga y L. A. Gallego P., «Análisis Estático de contingencias de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia,» *Scientia Et Technica*, vol. X, n° 26, pp. 1-6, 2004.
- [21] A. J. Wood, B. F. Wollenberg y G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, 3ra ed., New Jersey: Wile, 2014.
- [22] C. E. M. S. Ray D. Zimmerman, *Matpower 5.1 User's Manual*, 20 Marzo, 2015.
- [23] J. D. Glover, M. S. Sarma y T. J. Overbye, *Power System Analysis and Design*. 5th ed., United States of America: Cengage Learning, 2012.
- [24] H. Saadat, *Power System Analysis*, New York: McGraw-Hill, 1999.
- [25] C. J. Zapata, «Estimación de Tasas de Fallas de Componentes en Casos de Ausencia de Datos o Cantidades Limitadas de Datos,» *Scientia Et Technica*, vol. XI, n° 27, pp. 13-18, 2005.
- [26] R. Y. Rubinstein y D. P. Kroese, *Simulation and the Monte Carlo Method*, 2nd ed., New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2008.
- [27] R. Billinton y W. Li, "Reliability Assessment of electric Power Systems Using Monte Carlo Methods", New York: Plenum Press, 1994.
- [28] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed., US.: Springer Science+ Business Media, 1996.
- [29] N. Ip Cho y K. Awodele, «Comparison of Four Load Model for Reliability Evaluation Considering Reconfiguration Using Monte Carlo simulation,» de *Power System Technology (POWERCON)*, *IEEE International Conference*, Auckland, 2012.
- [30] A. Sankarakrishnan y R. Billinton, «Sequential Monte Carlo Simulation for Composite Power System Reliability Analysis With Time Varying Loads,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, n° 3, pp. 1540-1545, Agosto 1995.
- [31] CENACE, «Gráfica de Demanda,» [En línea]. Disponible en: <http://www.cenace.gob.mx/GraficaDemanda.aspx>. [Último acceso: 2016].



- [32] C. J. Zapata y E. L. Campos, «Valoración de confiabilidad de Sistemas de Generación con Recursos limitados de Energía utilizando Simulación de Monte Carlo,» *Scientia et Technica Año XI*, n° 29, pp. 43 - 48, Diciembre de 2005.
- [33] I. M. Sóbol, Lecciones populares de Matemáticas Método de Monte Carlo. 2ª ed., Moscú: MIR, 1976.
- [34] Resolución Núm., RES/151/2016, Código de Red, Diario Oficial de la Federación, México, 08 de abril del 2016.
- [35] L. H. Fink y K. Carlsen, «operating Under Strees and Strain,» *IEEE Spectrum*, pp. 48-53, March 1978.
- [36] J. A. Gómez Hernández, "Optimización de la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia Compuesto Utilizando Algoritmos Evolucionarios", Instituto Politecnico Nacional: Tesis de Doctorado, Noviembre del 2001.
- [37] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez y R. J. Thomas, «MATPOWER's Extensible Optimal Power Flow Architecture,» de *Deèartament of Energy under Contract No. DE-AC02-05CH11231*, 2009.
- [38] J. A. Rincón Guerrero, «Confiabilidad en Sistemas de Generación y Transmisión de Energía,» de *Conférence Internationale de Grands Réseaux Electriques*, Bogotá, Enero 2001.
- [39] A. Y. a. T. Boongnong, «Reliability Assessment of Composite Power system in Deregulated Enviroment Considering Hybrid Market Transaction Model,» de *Internacional Conference on Power System Technology*, 2006.
- [40] H. G. S. Uruchurtu, «Algunos Aspectos Internacionales sobre los Mercados de Energía y la Desregulación del Sector Eléctrico,» de *Boletín IIE*, Sep-Oct 1998.
- [41] K. Bhattacharya, M. Bollen y J. E. Daalder, *Operation of Restructured Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, 2001.
- [42] M. Shahidehpour y M. Alomoush, *Restructured Electrical Power Systems: Operation, Trading, and Volatility*, New York : Marcel dekker, 2001.
- [43] L. L. Lai, *Power System Restructuring and Deregulation Trading, Performance and Information Technology*, New York: John Wiley & Sons, LTD, 2001.
- [44] M. Shahidehpour, H. Yamin y Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems Forecasting, Scheduling, and Risk Management*, New York: John Wiley & Sons , 2002.
- [45] L. Philipson y H. L. Willis, *Understanding Electric Ulities and De-Regulation*, 2nd ed., Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2006.
- [46] *DOF, DECRETO por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales.*, 11 de agosto de 2014.
- [47] *DOF, Ley de la Comisión Federal de Electricidad*, 11 de Agosto de 2014.
- [48] I. Rodríguez, «Los productores independientes generan 55% de la energía del país,» *La Jornada*, p. 24, 9 Abril 2012.

- [49] RESOLUCION No. RES/212/2008, 13 Octubre de 2009.
- [50] DOF, REGLAMENTO Interior de la Secretaría de Energía., 31 de Octubre de 2014.
- [51] DOF, DECRETO por el que se crea la Comisión Reguladora de Energía como un órgano administrativo desconsentado de la Secretaria de Energí, Minas e Industria Paraestatal., 04 octubre 1993.
- [52] DOF, DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía., 28 de Agosto de 2014.
- [53] DOF, ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico., 8 de Septiembre de 2015.
- [54] C. E. Hernández Ochoa, «La SENER en el Nuevo Marco Jurídico de la Legislación a la Implementación de la Reforma Eléctrica,» de *Foro de Análisis de las Reformas en el sector Eléctrico*, 18 de noviembre de 2014.
- [55] O. U. Parra, E. Gil Borja, D. Pontes Hernández, J. I. Muciño Jara y M. General Cruz, «Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 - 2029,» SENER, México.
- [56] «Reforma Energética la Nueva Realidad en México,» KPMG, Ciudad de México, 2015.
- [57] CENACE, «Mercado y Operaciones,» [En línea]. Disponible en: <http://www.cenace.gob.mx/MercadoOperacion.aspx>. [Último acceso: Agosto 2016].
- [58] «Registro y Acreditación de Participantes del Mercado,» CENACE, Ciudad de México, Mayo 2016.
- [59] DOF, SENER, CRITERIOS mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga., 2 de Junio de 2015.
- [60] CENACE, «Proceso de registro y acreditación de participantes de mercado,» Ciudad de México, Mayo de 2016.
- [61] DOF, CRE, ACUERDO Núm. A/073/2015, Contratación de Potencia en Caso de Emergencia, Ciudad de México, 17 de Febrero de 2016.
- [62] F. Hussin, M. Hassan y K. L. Lo, «Transmission Congestion Management Assessment in Deregulated Electricity Market,» de *4th Student Conference on Research and Development (SCOReD 2006)*, Shah Alam, Junio 2006.
- [63] R. D. Christie, B. F. Wollenberg y I. Wangensteen, «Transmission Management in the Deregulated Environment,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, n° 2, pp. 170-195, Febrero 2000.
- [64] T. Kristiansen, «Utilizing Matpower in Optimal Power Flow,» de *Modeling, Identification and Control*, enero 2003.
- [65] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu, K. Debnath, L. Goel, E. Khan, P. Kos, G. Nourbakhsh y J. Oteng-Adjei, «A Reliability Test System for Educational

- Purposes,» *IEEE Transactions on Power System* , vol. 4, n° 3, pp. 1238-1244, August 1989.
- [66] Report, IEEE Committee, "IEEE Reliability Test System", PAS-98, 1979, pp.2047-2054.
- [67] CENACE, *ACTA DE FALLO correspondiente a la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2016*, 20 de septiembre de 2016.
- [68] S. Youli y K. Nagasaka, «Monte Carlo Simulation Method Used in Reliability Evaluation of a Laboratory-based Micro Grid,» *International Multiconference of Engineers an Computer Scientists*, vol. II, Marzo 2010.
- [69] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez y otros, «MATPOWER,» PSERC, 1997-2016. [En línea]. Disponible en: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>. [Último acceso: 2016].
- [70] G. I. Martínez Ruiz, "Ubicación Óptima de Dispositivos de Desconexión en Redes de Distribución Mediante un Algoritmo Genético", México, D.F. Instituto Politecnico Nacional: Tesis de Maestria, 2013.
- [71] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems Concepts and Techniques*, 2nd ed., New York: Plenum Press, 1992.
- [72] K. Awodele y N. F. Ip Cho, «Impact of Different Load Models on Reliability Evaluation in Power Systems,» de *46th International Universities Power Engineering Conference*, Berlin, 2011.
- [73] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, New York and London: Plenum Press, 1984.
- [74] Report, IEEE Committee, «IEEE Reliability Test System,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS98, n° 6, pp. 2047-2054, Nov/Dic 1979.
- [75] *DOF, DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas diposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía*, Ciudad de México, 20de Diciembre de 2013.

# APÉNDICE A

## DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

### A.1 DATOS PARA EL SISTEMA DE PRUEBA DE 6 NODOS (RBTS) [65]

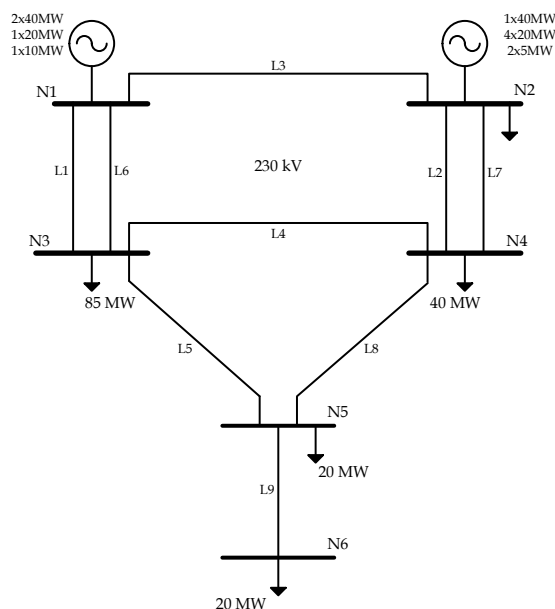


Figura A.1 Diagrama unifilar del sistema de prueba de 6 nodos (RBTS)

A continuación se muestran los datos que se utilizaron para el sistema de prueba de 6 nodos (Tabla A.1 a Tabla A. 5).

Tabla A.1 Datos nodales

Nodo	Carga		Generación			Vo (p.u)	Vmax (p.u)	Vmin (p.u)
	P (MW)	Q (MVar)	Pg (MW)	Qmax (MVar)	Qmin (MVar)			
1	0	0	110.0	0.50	-0.4	1.05	1.05	0.97
2	20.00	0	130.0	0.75	-0.4	1.05	1.05	0.97
3	85.00	0	0	0	0	1	1.05	0.97
4	40.00	0	0	0	0	1	1.05	0.97
5	20.00	0	0	0	0	1	1.05	0.97
6	20.00	0	0	0	0	1	1.05	0.97

Tabla A. 2 Parámetros de líneas de transmisión

<i>from</i>	<i>to</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>B</i>	<i>Pmax(MW)</i>
1	3	0.0342	0.18	0.0212	50
2	4	0.114	0.6	0.0704	41
1	2	0.0912	0.48	0.0564	41
3	4	0.0228	0.12	0.0142	41
3	5	0.0228	0.12	0.0142	41
1	3	0.0342	0.18	0.0212	50
2	4	0.114	0.6	0.0704	41
4	5	0.0228	0.12	0.0142	41
5	6	0.0228	0.12	0.0142	41

Tabla A. 3 Curva de entrada/salida de generadores

<i>Unidad (MW)</i>	<i>MW</i>	<i>\$/h</i>
5	1	2.5
	5	12.5
10	2	5
	10	25
20	3	7.5
	20	50
40	10	25
	40	100

Tabla A. 4 Parámetros de confiabilidad de líneas de transmisión

<i>from</i>	<i>to</i>	$\lambda$	<i>MTTR</i>
1	3	1.5	10
2	4	5	10
1	2	4	10
3	4	1	10
3	5	1	10
1	3	1.5	10
2	4	5	10
4	5	1	10
5	6	1	10

Tabla A. 5 Parámetros de confiabilidad de unidades generadoras

<i>Nodo</i>	$\lambda$	<i>MTR</i>	<i>FOR</i>
1	6	45	0.03
1	6	45	0.03
1	4	45	0.02
1	5	45	0.025
2	2	45	0.01
2	2	45	0.01
2	3	60	0.02
2	2.4	55	0.015
2	2.4	55	0.015
2	2.4	55	0.015
2	2.4	55	0.015

Se consideró 30% de la carga máxima para corte de carga en todos los nodos (Tabla A. 6) y un costo de 3 \$/h (es mayor que las unidades generadoras) como se tiene en la Tabla A. 7.

Tabla A. 6 Datos de generadores ficticios

<i>Nodo</i>	<i>Pmax</i> (MW)	<i>Pmin</i> (MW)	<i>Qmax</i> (MVar)	<i>Qmin</i> (MVar)
2	6.0	0	0	0
3	25.5	0	0	0
4	12.0	0	0	0
5	6.0	0	0	0
6	6.0	0	0	0

Tabla A. 7 Curva de costo entrada/salida de generadores ficticios

<i>Unidad</i> (MW)	<i>MW</i>	<i>\$/h</i>
6	1.0	3.0
	6.0	18.0
12	1.0	3.0
	12.0	36.0
25.5	1.0	3.0
	25.5	76.5

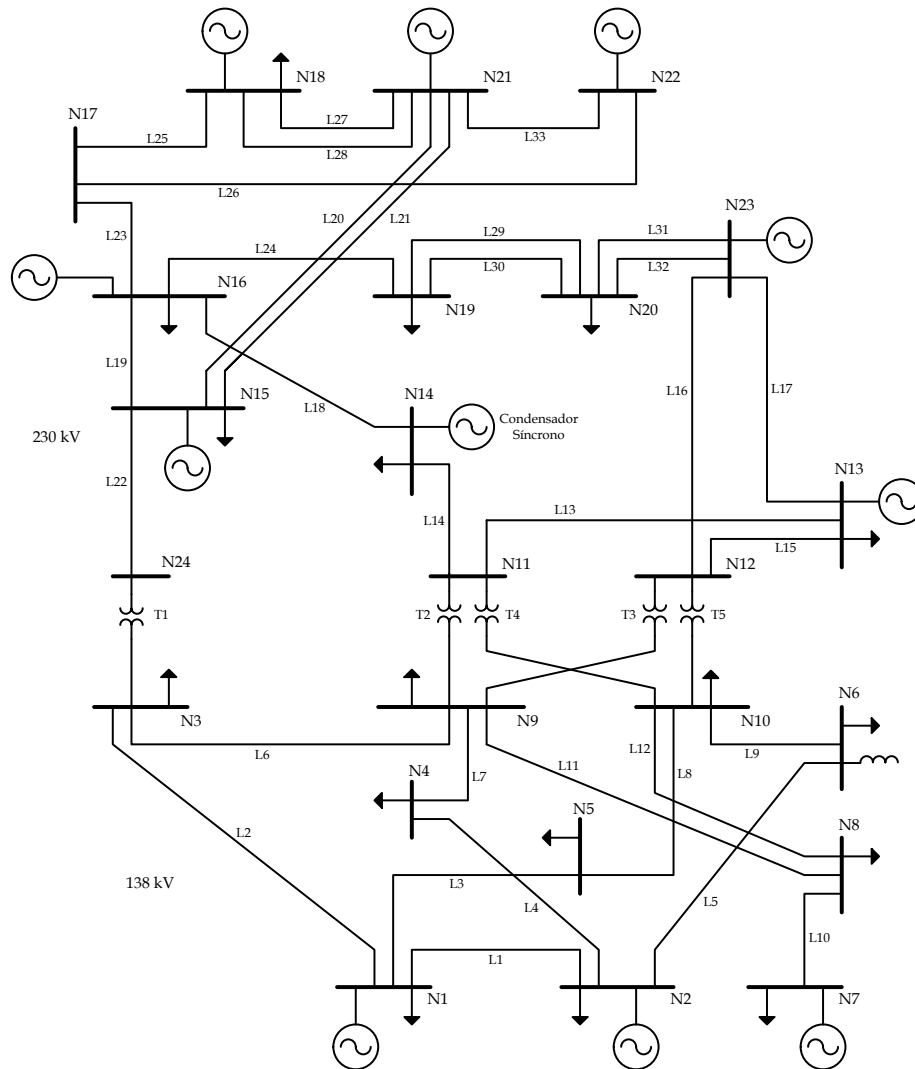
Se consideran los datos de confiabilidad para unidades generadoras solar fotovoltaica [68].

*Tabla A. 8 Parámetros de confiabilidad de para las subastas*

<i>Subasta</i>	<i>Nodo</i>	$\lambda$	<i>MTTR</i>	<i>FOR</i>
1	6	4.5625	80	0.04
2	6	4.5625	80	0.04

**A.2 DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBAS DEL SISTEMA DE 24 NODOS (RTS) [66]**

Además de la referencia citada se utilizó los datos del caso de ejemplo de Matpower [69] "case24\_ieee\_rts.m".



*Figura A. 2 Sistema de 24 nodos de la IEEE RTS [66]*



Tabla A. 9 Datos nodales

Nodo	Carga		Generación			Vo (p.u)	Vmax (p.u)	Vmin (p.u)	Zona
	P (MW)	Q (MVar)	Pg (MW)	Qmax (MVar)	Qmin (MVar)				
1	108	22	192	80	-50	1	1.05	0.95	1
2	97	20	192	80	-50	1	1.05	0.95	1
3	180	37	0	0	0	1	1.05	0.95	1
4	74	15	0	0	0	1	1.05	0.95	1
5	71	14	0	0	0	1	1.05	0.95	1
6	136	28	0	0	-100	1	1.05	0.95	1
7	125	25	300	180	0	1	1.05	0.95	2
8	171	35	0	0	0	1	1.05	0.95	2
9	175	36	0	0	0	1	1.05	0.95	1
10	195	40	0	0	0	1	1.05	0.95	2
11	0	0	0	0	0	1	1.05	0.95	3
12	0	0	0	0	0	1	1.05	0.95	3
13	265	54	591	240	0	1	1.05	0.95	3
14	194	39	0	200	-50	1	1.05	0.95	3
15	317	64	215	110	-50	1	1.05	0.95	4
16	100	20	155	80	-50	1	1.05	0.95	4
17	0	0	0	0	0	1	1.05	0.95	4
18	333	68	400	200	-50	1	1.05	0.95	4
19	181	37	0	0	0	1	1.05	0.95	3
20	128	26	0	0	0	1	1.05	0.95	3
21	0	0	400	200	-50	1	1.05	0.95	4
22	0	0	300	96	-60	1	1.05	0.95	4
23	0	0	660	310	-125	1	1.05	0.95	3
24	0	0	0	0	0	1	1.05	0.95	4

APÉNDICE A: DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

Tabla A. 10 Parámetros de líneas de transmisión o transformadores

<i>From</i>	<i>to</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>B</i>	<i>Rate A</i>	<i>Rate B</i>	<i>Rate C</i>	<i>tap</i>	$\lambda$	<i>MTR</i>
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	175	250	200	0	0.24	16
1	3	0.0546	0.2112	0.0572	175	208	220	0	0.51	10
1	5	0.0218	0.0845	0.0229	175	208	220	0	0.33	10
2	4	0.0328	0.1267	0.0343	175	208	220	0	0.39	10
2	6	0.0497	0.192	0.052	175	208	220	0	0.48	10
3	9	0.0308	0.119	0.0322	175	208	220	0	0.38	10
3	24	0.0023	0.0839	0	400	510	600	1.03	0.02	768
4	9	0.0268	0.1037	0.0281	175	208	220	0	0.36	10
5	10	0.0228	0.0883	0.0239	175	208	220	0	0.34	10
6	10	0.0139	0.0605	2.459	175	193	200	0	0.33	35
7	8	0.0159	0.0614	0.0166	175	208	220	0	0.3	10
8	9	0.0427	0.1651	0.0447	175	208	220	0	0.44	10
8	10	0.0427	0.1651	0.0447	175	208	220	0	0.44	10
9	11	0.0023	0.0839	0	400	510	600	1.03	0.02	768
9	12	0.0023	0.0839	0	400	510	600	1.03	0.02	768
10	11	0.0023	0.0839	0	400	510	600	1.02	0.02	768
10	12	0.0023	0.0839	0	400	510	600	1.02	0.02	768
11	13	0.0061	0.0476	0.0999	500	600	625	0	0.4	11
11	14	0.0054	0.0418	0.0879	500	625	625	0	0.39	11
12	13	0.0061	0.0476	0.0999	500	625	625	0	0.4	11
12	23	0.0124	0.0966	0.203	500	625	625	0	0.52	11
13	23	0.0111	0.0865	0.1818	500	625	625	0	0.49	11
14	16	0.005	0.0389	0.0818	500	625	625	0	0.38	11
15	16	0.0022	0.0173	0.0364	500	600	625	0	0.33	11
15	21	0.0063	0.049	0.103	500	600	625	0	0.41	11
15	21	0.0063	0.049	0.103	500	600	625	0	0.41	11
15	24	0.0067	0.0519	0.1091	500	600	625	0	0.41	11
16	17	0.0033	0.0259	0.0545	500	600	625	0	0.35	11
16	19	0.003	0.0231	0.0485	500	600	625	0	0.34	11
17	18	0.0018	0.0144	0.0303	500	600	625	0	0.32	11
17	22	0.0135	0.1053	0.2212	500	600	625	0	0.54	11
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	500	600	625	0	0.35	11
18	21	0.0033	0.0259	0.0545	500	600	625	0	0.35	11
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500	600	625	0	0.38	11
19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500	600	625	0	0.38	11
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	500	600	625	0	0.34	11
20	23	0.0028	0.0216	0.0455	500	600	625	0	0.34	11
21	22	0.0087	0.0678	0.1424	500	600	625	0	0.45	11

Tabla A. 11 Datos de generadores

Nodo	Pg (MW)	Qg (MVAr)	Qmax (MVAr)	Qmin (MVAr)	Vo (p.u)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	$\lambda$ oc/año	MTTR h	FOR
1	10	0	10	0	1.035	20	16	19.47	50	0.1
1	10	0	10	0	1.035	20	16	19.47	50	0.1
1	76	0	30	-25	1.035	76	15.2	4.47	40	0.02
1	76	0	30	-25	1.035	76	15.2	4.47	40	0.02
2	10	0	10	0	1.035	20	16	19.47	50	0.1
2	10	0	10	0	1.035	20	16	19.47	50	0.1
2	76	0	30	-25	1.035	76	15.2	4.47	40	0.02
2	76	0	30	-25	1.035	76	15.2	4.47	40	0.02
7	80	0	60	0	1.025	100	25	7.5	50	0.04
7	80	0	60	0	1.025	100	25	7.5	50	0.04
7	80	0	60	0	1.025	100	25	7.5	50	0.04
13	95.1	0	80	0	1.02	197	69	9.22	50	0.05
13	95.1	0	80	0	1.02	197	69	9.22	50	0.05
13	95.1	0	80	0	1.02	197	69	9.22	50	0.05
14	0	35.3	200	-50	0.98	0	0	0.0001	1	0.01
15	12	0	6	0	1.014	12	2.4	2.98	60	0.02
15	12	0	6	0	1.014	12	2.4	2.98	60	0.02
15	12	0	6	0	1.014	12	2.4	2.98	60	0.02
15	12	0	6	0	1.014	12	2.4	2.98	60	0.02
15	12	0	6	0	1.014	12	2.4	2.98	60	0.02
15	155	0	80	-50	1.014	155	54.3	9.125	40	0.04
16	155	0	80	-50	1.017	155	54.3	9.125	40	0.04
18	400	0	200	-50	1.05	400	100	7.964	150	0.12
21	400	0	200	-50	1.05	400	100	7.964	150	0.12
22	50	0	16	-10	1.05	50	10	4.424	20	0.01
22	50	0	16	-10	1.05	50	10	4.424	20	0.01
22	50	0	16	-10	1.05	50	10	4.424	20	0.01
22	50	0	16	-10	1.05	50	10	4.424	20	0.01
22	50	0	16	-10	1.05	50	10	4.424	20	0.01
22	50	0	16	-10	1.05	50	10	4.424	20	0.01
23	155	0	80	-50	1.05	155	54.3	9.125	40	0.04
23	155	0	80	-50	1.05	155	54.3	9.125	40	0.04
23	350	0	150	-25	1.05	350	140	7.617	100	0.08

Tabla A. 12 Datos de costo de generadores

Nodo	Unidad	Arranque	Paro	Función de costo		
				c2	c1	c0
1	U20	1500	0	0	130	400.6849
1	U20	1500	0	0	130	400.6849
1	U76	1500	0	0.014142	16.0811	212.3076
1	U76	1500	0	0.014142	16.0811	212.3076
2	U20	1500	0	0	130	400.6849
2	U20	1500	0	0	130	400.6849
2	U76	1500	0	0.014142	16.0811	212.3076
2	U76	1500	0	0.014142	16.0811	212.3076
7	U100	1500	0	0.052672	43.6615	781.521
7	U100	1500	0	0.052672	43.6615	781.521
7	U100	1500	0	0.052672	43.6615	781.521
13	U197	1500	0	0.00717	48.5804	832.7575
13	U197	1500	0	0.00717	48.5804	832.7575
13	U197	1500	0	0.00717	48.5804	832.7575
14	Sincrono	1500	0	0	0	0
15	U12	1500	0	0.328412	56.564	86.3852
15	U12	1500	0	0.328412	56.564	86.3852
15	U12	1500	0	0.328412	56.564	86.3852
15	U12	1500	0	0.328412	56.564	86.3852
15	U12	1500	0	0.328412	56.564	86.3852
15	U155	1500	0	0.008342	12.3883	382.2391
16	U155	1500	0	0.008342	12.3883	382.2391
18	U400	1500	0	0.000213	4.4231	395.3749
21	U400	1500	0	0.000213	4.4231	395.3749
22	U50	1500	0	0	0.001	0.001
22	U50	1500	0	0	0.001	0.001
22	U50	1500	0	0	0.001	0.001
22	U50	1500	0	0	0.001	0.001
22	U50	1500	0	0	0.001	0.001
22	U50	1500	0	0	0.001	0.001
23	U155	1500	0	0.008342	12.3883	382.2391
23	U155	1500	0	0.008342	12.3883	382.2391
23	U350	1500	0	0.004895	11.8495	665.1094

Se consideró 40% de la carga máxima para corte de carga en todos los nodos y un costo de 130 \$/h (es mayor que las unidades generadoras) como se tiene en la *Tabla A. 14*

Tabla A. 13 Datos de generadores ficticios

<i>Nodo</i>	<i>P<sub>max</sub></i> (MW)	<i>P<sub>min</sub></i> (MW)	<i>Q<sub>max</sub></i> (MVar)	<i>Q<sub>min</sub></i> (MVar)
1	43.2	0	8.8	0
2	38.8	0	8	0
3	72	0	14.8	0
4	29.6	0	6	0
5	28.4	0	5.6	0
6	54.4	0	100	0
7	50	0	10	0
8	68.4	0	14	0
9	70	0	14.4	0
10	78	0	16	0
13	106	0	21.6	0
14	77.6	0	15.6	0
15	126.8	0	25.6	0
16	40	0	8	0
18	133.2	0	27.2	0
19	72.4	0	14.8	0
20	51.2	0	10.4	0

Se consideran los datos de confiabilidad para unidades generadoras solar fotovoltaica y eólica [68].

<i>Central</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Capacidad (MW)</i>	<i>N</i>	$\lambda$	<i>MTTR</i>	<i>FOR</i>
AT SOLAR I	Solar fotovoltaica	50	4	4.5625	80	0.04
AT SOLAR II		30	4	4.5625	80	0.04
AT SOLAR III		30	4	4.5625	80	0.04
AT SOLAR IV		30	4	4.5625	80	0.04
AT SOLAR V		40	4	4.5625	80	0.04
Parque eólico Reynosa I	Eólica	60	17	4.5625	80	0.04
Parque eólico Reynosa II		60	17	4.5625	80	0.04
Parque eólico Reynosa III		55	17	4.5625	80	0.04
Parque eólico Reynosa IV		55	17	4.5625	80	0.04
Parque eólico Reynosa V		157.5	17	4.5625	80	0.04
Tepezalá II	Solar fotovoltaica	100	22	4.5625	80	0.04

Tabla A. 14 Curva de costo entrada/salida de generadores ficticios

<i>Nodo</i>	<i>Unidad (MW)</i>	<i>MW</i>	<i>\$/h</i>
1	43.2	1.0	130.0
		44.0	18.0
2	38.8	1.0	130.0
		40.0	36.0
3	72	1.0	130.0
		75.0	76.5
4	29.6	1.0	130
		30.0	3900
5	28.4	1.0	130
		30.0	3900
6	54.4	1.0	130
		55.0	7150
7	50	1.0	130
		50.0	6500
8	68.4	1.0	130
		70.0	9100
9	70	1.0	130
		70.0	9100
10	78	1.0	130
		80.0	10400
13	106	1.0	130
		110.0	14300
14	77.6	1.0	130
		80.0	10400
15	126.8	1.0	130
		130.0	16900
16	40	1.0	130.0
		40.0	36.0
18	133.2	1.0	130
		135.0	17550
19	72.4	1.0	130.0
		75.0	76.5
20	51.2	1.0	130
		55.0	7150

# APÉNDICE B

## CÓDIGO EN MATLAB DE LOS PROGRAMAS UTILIZADOS

Los archivos de datos son archivos con extensión “.m” con lenguaje de programación de Matlab. La estructura de datos es en base del formato de Matpower “caseformat.m”. Los datos adicionales de los archivos “rbts6f.m” y “rts24f.m” se tienen los valores de confiabilidad, curvas del comportamiento de la demanda, generadores ficticios para corte de carga y de las subastas de los ejemplos.

Para el análisis de riesgo se utilizó una función principal “riesgo.m”.

Y para el análisis con contratos de las subastas se realizó la función “subastas.m” y en esta se utiliza la función “riesgo.m”.

No se incluyen los código de las funciones “runpf.m”, “runopf.m”, estas se encuentran en el paquete de Matpower versión 5.1 [69].

### Función principal “subastas.m”

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%      FUNCION PARA REALIZAR EL ANALISIS DEL RIESGO EN LAS SUBASTAS
%
%      DE ENERGIA ELECTRICA EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA DESREGULADOS
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Elaboro: Juan Manuel Ramirez Sanchez
% Lugar:   SEPI-ESIME-ZAC.-IPN
% Fecha:   Diciembre 2016

clear all % Limpia memoria
clc      % Limpia pantalla

%% DATOS DEL SISTEMA Y DATOS DE CONFIABILIDAD

% SISTEMA DE 6 NODOS RBTS
mpc = rbts6n; % Datos del sistema
mpcf = rbts6f; % Datos de confiabilidad y subastas
% SISTEMA DE 24 NODOS RTS
% mpc = rts24n; % Datos del sistema
% mpcf = rts24f; % Datos de confiabilidad y subastas

%% DATOS DE INICIO
caso1 = 1; % Realiza Caso Base

```

## APÉNDICE B: CÓDIGO

```
caso2 = 0; % Realiza Caso con Subastas
caso3 = 0; % Realiza Caso con Incremento de Subastas
dmax = 1; % 1 - Con demanda máxima y toda la generación disponible.
        % 0 - Determina aleatoriamente la demanda y generación
disponible.
salida = 0; % 1 - Genera el archivo de Excel
        % 0 - No genera el archivo de Excel
it = 400; % Numero muestras para la simulación de Monte Carlo

%% Datos cuando se incrementa la Subasta
ig = 5; % Incremento de Generacion
lg = 60; % Limite del incremento de generacion

%% NOMBRE DEL ARCHIVO DE SALIDA PARA EXCEL
if dmax == 1 %Demanda Maxima
    name = 'rbts400itm2.xlsx';
else % Demanda Aleatoria
    name = 'rbts400ita.xlsx';
end

%% VARIABLES
nb = length(mpc.bus(:,1)); % numero de Nodos
ng = length(mpc.gen(:,1)); % numero de generadores
nl = length(mpc.branch(:,1)); % numero de lineas
corte = []; % Acumula XLOL
energia = []; % Acumula EENS

[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, BUS_AREA, VM, ...
 VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q, MU_VMAX, MU_VMIN] =
idx_bus;
[GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS, PMAX, PMIN, ...
 MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2, QC1MIN, QC1MAX, ...
 QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30, RAMP_Q, APF] = idx_gen;
[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, RATE_C, ...
 TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST, ...
 ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX] = idx_brch;
tic % Inicia tiempo de simulacion

[branchf, genf, genfi, genfic, cdem,cbg,cbc,cbd,cbf] =
deal(mpcf.branchf,...
 mpcf.genf, mpcf.genfi, mpcf.genfic,
 mpcf.cdem,mpcf.cbg,mpcf.cbc,mpcf.cbd,mpcf.cbf);

%% CASO BASE
if caso1
    fprintf('\n===== CASO BASE
=====\n');
    con = 1;
    hoja = 'BASE';
    [indices]=riesgo(mpc,mpcf,it,dmax,salida,name,hoja);
    corte(:,con)=indices(:,4);
    energia(:,con)=indices(:,5);
end

%% CASO CON SUBASTAS
if caso2 | caso3
```



## APÉNDICE B: CÓDIGO

```
ncb = length(cbg(:,1)); % Numero de generadores
% Aumenta datos de generadores de la subasta
for i=1:ncb
    mpc.gen = [mpc.gen ; cbg(i,:)]; %Aumenta generacion
    mpc.gencost = [mpc.gencost ; cbc(i,:)]; %Aumenta costo de P
    mpcf.genf = [mpcf.genf ; cbf(i,:)]; %Aumenta datos de confiabilidad
end
dbase = mpc.bus(:,PD); % Almacena la Demanda Base

% Aumenta datos de demanda de la subasta
nsd = length(cbd(:,1)); % Numero
for i=1:nsd
    for j=1:nb
        if cbd(i,j) > 0
            mpc.bus(j,PD) = mpc.bus(j,PD) + cbd(i,j);
        end
    end
end

if caso2
    fprintf('\n===== CASO CON SUBASTAS
===== \n');
    con = 2;
    hoja = 'SUBASTA';
    [indices]=riesgo(mpc,mpcf,it,dmax,salida,name,hoja); % Con
transaccion
    corte(:,con)=indices(:,4);
    energia(:,con)=indices(:,5);
end
mpc.bus(:,PD) = dbase; % Regresa al caso base
end

%% CASO CON AUMENTO EN LA SUBASTA
if caso3
    aux1 = zeros(1,j);
    con = 3;
for in=ig:ig:lg
    vaux = length(mpc.gen(:,1));
    fprintf('\n ++++++ CASO CON AUMENTO EN LA SUBASTA
+++++ ');
    fprintf('\n Con incremento de generacion, incremento = %d', in);
    for j=1:ncb
        %Incremento de generacion proporcional
        ing(j) = in*(cbg(j,2)/max(cbg(:,2)));
        mpc.gen(ng+j,PG) = ing(j);
        mpc.gen(ng+j,PMAX) = ing(j);
    end
    % Incrementa carga dadas las transacciones.
    for j=1:nsd
        sumd=sum(abs(cbd(j,:)));
        if in > 0
            % Incremento de carga proporcional
            aux1(j) = in*(cbg(j,2)/max(abs(cbg(:,2))));
        end
        for k=1:nb
            if cbd(j,k) > 0 % Si existe venta-aumento
```

## APÉNDICE B: CÓDIGO

```
        inr = cbd(j,k)/sumd;
        mpc.bus(k,PD) = mpc.bus(k,PD)+aux1(j)*inr;
    end
end
end
    hoja = num2str(in);
    [indices]=riesgo(mpc,mpcf,it,dmax,salida,name,hoja);
    corte(:,con)=indices(:,4);
    energia(:,con)=indices(:,5);
mpc.bus(:,PD) = dbase; % Regresa al caso base
con = con + 1;
end
end

%% EXPORTA LOS RESULTADOS A EXCEL
if salida
    xlsxwrite(name,corte,'Hoja3','D7');
    xlsxwrite(name,energia,'Hoja3','W7');
end
    t = toc; %Termina y muestra el tiempo de ejecucion del programa
    fprintf('\n Tiempo total de ejecucion %8.4f minutos \n', t/60);
```

### **Función para que realiza en análisis del riesgo “riesgo.m”**

```
function [indices]=riesgo(mpc,mpcf,it,dmax,salida,name,hoja)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%   PROGRAMA PARA REALIZAR EL ANALISIS DEL RIESGO EN   %
%   LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA                %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Elaboro: Juan Manuel Ramirez Sanchez
% Lugar:   SEPI-ESIME-ZAC.-IPN
% Fecha:   Diciembre 2016
%
% Ejemplo:
%         indices = riesgo(rbts6n,rbts6f,10,1);
%
% Datos de entrada
% mpc = Datos del sistema
% mpcf = Datos de falla y contratos bilaterales
% it = Numero de iteraciones para la Simulacion de Monte Carlo
% dmax = 1-con demanda maxima, 0-con curva de demanda
% salida = 1-Genera archivo de Excel, 0-No genera archivo de Excel
% name = Nombre del archicvo de Excel 'nombre.xlsx'
% hoja = Nombre para la hoja de Excel
% T= periodo de estudio, por default se considera un año (8760hr)
%
%% argumentos por default
if nargin < 7
    hoja = 'Hoja1'; % Hoja de Excel
    if nargin < 6
        name = 'prueba1.xlsx'; % Archo de salida en Excel
        if nargin < 5
            salida = 0; % Exporta datos a Excel
```

```

        if nargin < 4
            dmax = 1;                %% Demanda maxima
            if nargin < 3
                it = 400;            %% Numero de Simulacione Monte
Carlo
                if nargin < 2
                    mpcf = rbts6f;   %% RBTS por default 'rbts6f.m'
                    if nargin < 1
                        mpc = rbts6n; %% RBTS por default 'rbts6n.m'
                    end
                end
            end
        end
    end
end
end
end
end
end
if dmax == 1
    fprintf('\n===== ANALISIS EN DEMANDA MAXIMA
===== \n');
elseif dmax == 0
    fprintf('\n===== ANALISIS CON DEMANDA Y GENERACION
ALEATORIA ===== \n');
end

if salida
    fprintf('\n Revisa que el documento de salida para excel este cerrado
(%s)\n',name);
end

fprintf('\n ANALISIS EN PROCESO .... \n');
% Numero de Años o periodo de estudio
na = 1;

t2 = tic; % Tic 2
fprintf('\n %d Muestras para la Simulacion de Monte Carlo \n', it);

%% DATOS DEL LOS SISTEMAS
[branchf, genf, genfi, genfic, cdem, cbg, cbc, cbd, cbf] =
deal(mpcf.branchf,...
    mpcf.genf, mpcf.genfi, mpcf.genfic,
mpcf.cdem,mpcf.cbg,mpcf.cbc,mpcf.cbd,mpcf.cbf);

nb = length(mpc.bus(:,1)); % numero de Nodos
ng = length(mpc.gen(:,1)); % numero de generadores
nl = length(mpc.branch(:,1)); % numero de lineas y transformadores
ncb = length(cbg(:,1)); % numero de lines y transformadores
ngf = size(genfi,1); % numero de generadores ficticios
nel = ng+nl; % numero de elementos
cpc = zeros(nb,1); % Costo de Perdida de Carga

% Verifica que el numero de componentes sea igual a los datos del sistema
y
% los datos de confiabilidad
if nl ~= length(branchf(:,1))
    error('El numero de lineas deben ser iguales "datosn.m" y
"datosf.m"');

```

## APÉNDICE B: CÓDIGO

---

```
elseif ng ~= length(genf(:,1))
    error('El numero de generadores deben ser iguales "datosn.m" y
"datosf.m"');
end

%% Caso Base OPF
cbase = runopf(mpc, mption('verbose', 0, 'out.all', 0));
pcf=[];

for i=1:ngf
    cpc(genfi(i,1)) = genfic(i,6); %$/MW-hr? $/MW
end

%% OBTIENE LOS POLINOMIOS DE AJUSTE DE LA DEMANDA
pol = dempol(cdem);

%% SIMULACION DE MONTE CARLO

rand('seed',4567899) % Semilla

nft = 0; % Numero de fallas totales
atf = zeros(it,1); % acumula tiempo de falla
atr = zeros(it,1); % acumula tiempo de reparacion
afe = zeros(nel,4); % Acumula fallas de cada elemento
nfi = zeros(it,1); % Numero de falla por cada iteracion
alim = 0; % Sobrecarga en lineas o transformadores
aic = 0; % Demanda mayor que Generacion

accb = []; % Acumula Costos del contrato bilateral
aiv = zeros(nb,1); % Acumula Incremento de voltaje
abv = zeros(nb,1); % Acumula Bajo Voltaje
afn = zeros(nb,1); % Acumula Fallas por Nodo
atfn = zeros(nb,1); % Acumula Tiempo de Falla por Nodo
apce = zeros(nel,nb); % Acumula Perida de carga por elemento
agd = zeros(ng,1);
XLOL = []; % Valor Esperado de Carga Cortada
EENS = []; % Energia no Servida anual
EENSr = []; % Costo de la Energia no Servida
acos = []; % Costo de operacion promedio
CN = []; % Costo Nodal
adat = zeros(nel,4);

for i=1:it
    tr = 0; % Tiempo de reparacion
    tfalla = 0; % Tiempo de falla
    tft = 0; % Tiempo de falla total
    apc = zeros(nb,1); % Acumula Perdida de Carga
    aENS = zeros(nb,1); % Acumula Energia no Servida
    cENS = zeros(nb,1); % Acumula costo de la Energia no Servida
    acn = zeros(nb,1); % Acumula costo Nodal
    aco = 0; % Acumula costo de operacion
    nf = 0; % Numero de fallas

    while tft <= na*8760
```

## APÉNDICE B: CÓDIGO

```
%Tiempo de falla para cada elemento
for k=1:nel
    U=rand;
    if k<=nl
        if branchf(k,2)~= 0
            tf(k)=-log(U)*8760/branchf(k,4);
        end
    elseif k>nl || k<nel
        con=k-nl;
        if genf(con,3)~= 0
            tf(k)=-log(U)*8760/genf(con,3);
        end
    end
end
end
%Busca el menor que sera el componente fallado
min=tf(1);
kk=1;
for k=2:nel
    if (min>tf(k) && tf(k)~=0)
        elem=k;
        min=tf(k);
        kk=0;
    end
    if kk==1;
        elem=1;
    end
end
end

nft = nft + 1; %Numero de Fallas Totales
nf = nf + 1; %Numero de Fallas
%ANALISIS DE CONTINGENCIAS
if dmax
    if adat(elem,1) == 0
        [co, iv, bv, pc, cn, acum, lim,agd,accb,ic,success] =
contingencia(mpc, elem, nel,cdem, pol, genfi,
genfic,cpc,genf,agd,dmax,pcf,accb,ncb);
        adat(elem,:)=[co, lim, ic, success];
        dativ(:,elem) = iv;
        datbv(:,elem) = bv;
        datpc(:,elem) = pc;
        datcn(:,elem) = cn;
    end
    co = adat(elem,1);
    lim = adat(elem,2);
    ic = adat(elem,3);
    success = adat(elem,4);
    iv = dativ(:,elem);
    bv = datbv(:,elem);
    pc = datpc(:,elem);
    cn = datcn(:,elem);
else
    [co, iv, bv, pc, cn, acum, lim,agd,accb,ic,success] =
contingencia(mpc, elem, nel,cdem, pol, genfi,
genfic,cpc,genf,agd,dmax,pcf,accb,ncb);
end
end

%TIEMPO DE RESTAURACION
```

```

t=tf(elem);
if t<8760
    tfalla=tf(elem);
    U=rand;
    if elem<=nl
        tr=-log(U)*branchf(elem,5);
    elseif elem>nl || elem<nel
        con=elem-nl;
        tr=-log(U)*genf(con,4);
    end
    tft=tft+tfalla+tr;
end

if tft >= na*8760
    if (tft-na*8760) >= tr
        tfalla = tfalla+tr-(tft-na*8760);
        tr=0;
    else
        tr = tr - (tft-na*8760);
    end
end

% Acumula fallas en nodos
for j=1:nb
    if pc(j,1) > 0.0005 %Condicion en la que se considera falla
en nodo
        afn(j) = afn(j) + 1; % Acumula Fallas por Nodo
        atfn(j) = atfn(j) + tr; % Acumula tiempo de Falla por Nodo
    end
end

%Sobrecarga en Lineas o Transformadores
alim = alim + lim;
% Demanda es mayor que la generacion
if ic > 0
    aic = aic + 1;
end
% INCREMENTO DE VOLTAJE
aiv = aiv + iv;
% BAJO DE VOLTAJE
abv = abv + bv;
% CORTE DE CARGA ANUAL
apc = apc + pc; % MW
% ENERGIA NO SERVIDA
aENS = aENS + pc*tr; % MW-hr
% COSTO DEL CORTE DE CARGA ANUAL
cENS = cENS + (pc*tr) .* cpc; % MW-hr * $/MW-hr = $
% COSTO NODAL
acn = acn + cn;
% COSTO DE OPERACION
aco = aco + co;

% FALLAS POR COMPONENTE
afe(elem,1)=afe(elem,1)+1; % Acumula numero de falla
afe(elem,2)=afe(elem,2)+tr; % Acumula tiempo de falla

```

## APÉNDICE B: CÓDIGO

```
afe(elem,3) = afe(elem,3) + co; % Acumula Costo de operacion por
componente
afe(elem,4) = afe(elem,4) + sum(pc)*tr; % Acumula EENS por componente
apce(elem,:) = apce(elem,:) + pc'; % Acumula perdida de carga por
componente

fallas(nft,:)=[nft, elem, tfalla, tr, tfalla+tr, i, tft, lim];
atf(i)=atf(i)+tfalla; % acumula tiempo a la falla por iteracion
atr(i)=atr(i)+tr; % acumula tiempo de falla por iteracion

end
nfi(i) = nf; % Numero de fallas por iteracion
% ACUMULA INDICES ANUALES
XLOL = [XLOL, apc]; % MW/año Corte de Carga anual
EENS = [EENS, aENS]; % MW-hr Energia no Servida anual
EENSc = [EENSc, cENS]; % $ Energia no Servida anual
CN = [CN, acn/nf]; %Costo nodal promedio
% COSTO DE OPERACION
acos = [acos, aco/nf]; % Costo de operacion promedio

end %Fin for montecarlo
%% RESULTADOS

% VALORES PROMEDIOS ANUALES
nodos = 1:nb;
elementos = 1:nel;
muestras = 1:it;

%numero de fallas, duracion, costo de operacion promedio, perdida de
carga,EENS
ielem = [afe(:,1)/it, afe(:,2)/it, afe(:,3)./afe(:,1), sum(apce,2)/it,
afe(:,4)/it];
% numero de fallas, duracion promedio de falla
ianuales = [muestras',nfi, atr./nfi];
indices = [nodos', afn/it, atfn/it, sum(XLOL,2)/it, sum(EENS,2)/it, cpc,
sum(EENSc,2)/it, aiv/it,abv/it,sum(CN,2)/it];
% it años fall falltot CObase COprom lim D:G
xdat =[it, na, nft, nft/it, cbase.f, sum(acos)/it, alim/it, aic/it]; %

%% IMPRIME RESULTADOS

fprintf('\n=====
=====');
fprintf('\n=== ANALISIS DEL RIESGO DE LA RED DE TRANSMISION DE
LOS ===');
fprintf('\n=== SISTEMAS DE POTENCIA DESREGULADOS
===');
fprintf('\n=====
=====');
fprintf('\n Elaboro: Juan Manuel Ramírez Sánchez');
fprintf('\n Lugar: SEPI-ESIME-ZAC.-IPN \n');
fprintf('\n===== RESULTADOS
===== \n');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

## APÉNDICE B: CÓDIGO

```

% Elaboro: Juan Manuel Ramirez Sanchez
% Lugar: SEPI-ESIME-ZAC.-IPN

%INDICES ANUALES
% fprintf('\n\n Muestras: %d',it);
% fprintf('\n Periodo de estudio: %d años \n',na);
% fprintf(' \n\n Muestra Nofall Tfalla(hr) \n');
% for i=1:it
%     fprintf('%6.0d %5.0d %12.4f\n', ianuales(i,:));
% end

%FALLAS POR COMPONENTE
fprintf('\n Muestras: %d', it);
fprintf('\n Periodo de estudio: %d años', na);
fprintf('\n Numero de fallas totales: %d fallas ', nft);
fprintf('\n Fallas promedio anual: %10.2f fallas ', nft/it);

fprintf('\n Elemento fallas Fallas Costo op Corte EENS
Corte de Carga por Nodo (MW) \n');
fprintf(' de a oc/año (hr/año) ($/hr) (MW) (MWh/año)
1 2 3 ... n \n');
for i=1:nel
    if i<=n1
        fprintf('%3.0d L%3.0d%3.0d %6.2f %8.3f%12.3f%12.3f %10.3f',i,
branchf(i,2),branchf(i,3),ielem(i,:));
        elseif i>n1 || i<nel
            con=i-n1;
            fprintf('%3.0d G%3.0d %6.2f %8.3f%12.3f%12.3f
%10.3f',i,genf(con,2),ielem(i,:));
        end
    for j=1:nb
        if apce(i,j) ~= 0
            fprintf('%9.5f ',apce(i,j)/it);
        else
            fprintf('\t 0 ');
        end
    end
    fprintf('\n')
end

%FALLAS NODALES
fprintf('\n\n Muestras: %d', it);
fprintf('\n Periodo de estudio: %d años', na);
fprintf('\n Numero de sobrecargas: %3.2f oc/año ', alim/it);
fprintf('\n Demanda mayor que la generacion: %3.2f oc/año ', aic/it);
fprintf('\n Numero de fallas totales: %d fallas ', nft);
fprintf('\n Fallas promedio anual: %4.2f fallas ', nft/it);
fprintf('\n Costo de operacion sin falla en demanada maxima: %10.4f
$/hr', cbase.f);
fprintf('\n Costo de operacion promedio: %6.4f $/hr ', sum(acos)/it);
fprintf('\n Fallas LOLE Corte EENS COSTO
Voltaje Precio Nod \n');
fprintf('NODO (oc/año) (hr/año) (MW/año) (MW-h/año) ($/MW-h) ($/año)
Incre Bajo ($/MW-hr)\n');
for i=1:nb

```



```

    fprintf('%2.0d %9.2f %8.2f %10.4f %11.4f %6.1f %11.4f %3.0f %6.1f
%10.3f \n', indices(i,:));
end
apcee = apce/it;
%% EXPORTA LOS RESULTADOS A EXCEL
if salida
    fprintf('\n      ++++++ Escribiendo en: %s ++++++ \n', name);
    xlswrite(name,xdat,hoja,'C4');
    xlswrite(name,indices,hoja,'B9');
    xlswrite(name,ianuales,hoja,'M9');
    xlswrite(name,elementos',hoja,'R9');
    xlswrite(name,ielem,hoja,'U9');
    xlswrite(name,apcee,hoja,'Z9');
    xlswrite(name,nodos',hoja,'AY5');
    xlswrite(name,muestras,hoja,'AZ4');
    xlswrite(name,XLOL,hoja,'AZ5');
    xlswrite(name,nodos',hoja,'AY32');
    xlswrite(name,muestras,hoja,'AZ31');
    xlswrite(name,EENS,hoja,'AZ32');
    tiempo = toc(t2)/60; % TOC, pair 2
    fprintf('\n Tiempo de ejecucion %8.4f minutos', tiempo);
    xlswrite(name,tiempo,hoja,'K4');
    fprintf('\n\n      ++++++ Datos enviados ++++++ \n\n');
else
    tiempo = toc(t2)/60; % TOC, pair 2
    fprintf('\n Tiempo de ejecucion %8.4f minutos', tiempo);
end
% TERMINA FUNCION riesgo

```

### Función para realizar el análisis de contingencia con la pérdida de un componente “contingencias.m”

```

function [co, iv, bv, pc, cn, lpf, lim,agd,accb,ic,success] =
contingencias(mpc, ef, nel, cdem, pol, genfi, genfic,
cpc,genf,agd,dmax,pcf,accb,ncb)
% Realiza el análisis de contingencia N-1
%
%2016 Juan MRS
%NOTA: probar la funcion "continuidad" por si existen mas de un elemento
aislado

%% define named indices into data matrices
[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, BUS_AREA, VM, ...
VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q, MU_VMAX, MU_VMIN] =
idx_bus;
[GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, GEN_STATUS, PMAX, PMIN, ...
MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN, PC1, PC2, QC1MIN, QC1MAX, ...
QC2MIN, QC2MAX, RAMP_AGC, RAMP_10, RAMP_30, RAMP_Q, APF] = idx_gen;
[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, RATE_C, ...
TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST, ...
ANGMIN, ANGMAX, MU_ANGMIN, MU_ANGMAX] = idx_brch;

%% data dimensions
nb = size(mpc.bus, 1); % number of buses
nl = size(mpc.branch, 1); % number of branches

```

## APÉNDICE B: CÓDIGO

---

```
ng = size(mpc.gen, 1); % number of generadores
ngf = size(genfi, 1); % numero de generadores ficticios
ais = 0;
gef = 0;
lpf = zeros(nl,3); % Acumula Limites
nc = []; % Nodos conectados
pc = zeros(nb,1); % Perdida de Carga
cn = zeros(nb,1); % Precio nodal
iv = zeros(nb,1); % Incremento de voltaje
bv = zeros(nb,1); % Bajo voltaje
co = 0; % Costo de operacion

%% ELIMINA EL ELEMENTO FALLADO
if ef <= nl %Elimina lineas
    con1 = 0;
    mpc.branch(ef,11)=0;
    nc = conectividad(mpc,ef); %revisa bus aislado
    for i=1:nb %elimina Bus
        if nc(i,1) ~= 0
            mpc.bus(nc(i,1),2)=4;
            ais = 1;
        end
    end
elseif ef>nl || ef<nel %Elimina Generador
    con1 = ef-nl;
    mpc.gen(con1,8) = 0;
    gef = 1;
end

if dmax == 0 % Para demanda y generacion aleatoria
    %% MODELO DE LA DEMANDA
    y = demanda(cdem,nb,pol);
    mpc.bus(:,PD) = mpc.bus(:,PD) .* y; %Potencia Activa
    mpc.bus(:,QD) = mpc.bus(:,QD) .* y; %Potencia Reactiva

    %% GENERACION DISPONIBLE
    gd = gendisp(genf, gef, con1);
    mpc.gen(:,8) = gd; % Reemplaza
    % agd = [agd, gd];
end
% Verifica si hay mayor Carga que Generacion
sumg = 0;
ic = 0;
for j=1:ng
    if mpc.gen(j,8) == 1
        sumg = sumg + mpc.gen(j,PG);
    end
end
ic = sum(mpc.bus(:, PD)) - sumg; % Incremento de carga

%% FLUJOS DE POTENCIA EN C.A.
[analisis, success] = runpf(mpc, mpooption('verbose', 0, 'out.all', 0));

%% REVISAR LIMITES DE VOLTAJE
for j=1:nb
    if analisis.bus(j,VM) > mpc.bus(j,VMAX)
```

```

        iv(j)= 1;
    elseif analisis.bus(j,VM) < mpc.bus(j,VMIN)
        bv(j) = 1;
    end
end

%% REVISAR LIMITES EN LINEAS
lim = 0;
for j=1:nl
    if nl~=ef %incrementos
        lpf(j,1)=mpc.branch(j,RATE_A)-abs(analisis.branch(j,PF));
        lpf(j,2)=mpc.branch(j,RATE_A)-abs(analisis.branch(j,PT));
    end
    if abs(analisis.branch(j,PF)) >= mpc.branch(j,RATE_A)
        lim=1;
    end
end

%% INCLUYE GENERADORES FICTICIOS EN NODOS DE CARGA
% Si hay sobrecarga en lineas o si la demanda es mayor que la generacion
gfic = 0;
if lim == 1 || ic > 0 || ~success
    gfic = 1;
    for j=1:ngf
        if genfi(j,1) % Incluye generacion en nodos de carga
            mpc.gen = [mpc.gen ; genfi(j,:)];
            mpc.gencost = [mpc.gencost ; genfic(j,:)];
        end
    end
end

%% FLUJOS DE POTENCIA OPTIMO Y PRECIOS NODALES "DESPACHO ECONOMICO"
[precios, success] = runopf(mpc, mpooption('verbose', 0, 'out.all', 0));

%% OBTIENE PERDIDA DE CARGA Y PRECIOS NODALES
% Obtiene la potencia generada de los generadores ficticios que sera
% tomada como la cantidad de potencia activa que debe ser tirada

if ~success
    fprintf('\n OPF no converge, Com fallado: %d \n', ef);
    gfic = 1;
    for j=1:ngf
        if genfi(j,1) % Incluye generacion en nodos de carga
            mpc.gen = [mpc.gen ; genfi(j,:)];
            mpc.gencost = [mpc.gencost ; genfic(j,:)];
        end
    end
    [precios, success] = runopf(mpc, mpooption('verbose', 0, 'out.all',
0));
    if ~success
        fprintf('\n Otra vez OPF no converge, Com fallado: %d \n', ef);
        % success
        runpf(mpc); %flujos en AC
        disp(' ++++++ Otra vez OPF no converge ++++++')
        disp(' generacion disponible ')
        fprintf('\n Demanda%5.4f', sum(mpc.bus(:, PD)));
    end
end

```

```

        fprintf('\n Generacion %5.4f', sumg);
        fprintf('\n Diferencia %5.4f', ic);
    end
end

if success
    cn = precios.bus(:, LAM_P); % Costos Nodales
    co = precios.f; % Costo de operacion
else
    fprintf('\n OPF no converge, revisa los limites para corte de
carga');
    fprintf('\n Componente fallado: %d', ef);
end

% Corte de carga
if gfic
    for j=1:ngf
        pc(precios.gen(ng+j, GEN_BUS)) = precios.gen(ng+j, PG); %Perdida
de carga
    end
end

% Si hay nodo aislado pierde carga conectada en ese nodo
if ais
    na=find(nc);
    for i=1:length(na) % Revisa si hay generacion
        g = find(mpc.gen(:, GEN_STATUS) > 0 & mpc.gen(:, GEN_BUS) ==
na(i));
        if ~isempty(g)
            sg = sum(mpc.gen(g, PMAX));
            if mpc.bus(na(i), PD) - sg > 0
                pc(na(i)) = pc(na(i)) + mpc.bus(na(i), PD) - sg; % Pierde
diferencia de carga
                co = co + (mpc.bus(na(i), PD) - sg) * cpc(na(i)); % Suma el
precio por corte de carga al costo de operacion
            end
        else
            pc(na(i)) = pc(na(i)) + mpc.bus(na(i), PD); % Pierde toda la
carga
            co = co + mpc.bus(na(i), PD) * cpc(na(i)); % Suma el precio por
corte de carga al costo de operacion
        end
    end
end
return

```

### **Función para localizar un nodo aislado “conectividad.m”**

```

function conec = conectividad(mpc, ef)
% Revisa si existe conectividad en los nodos
% Juan MRS enero 2016

nb=length(mpc.bus(:,1)); % Numero de nodos
conec=zeros(nb,1);

```

```

mpc.branch(ef,:)=[];      % Elimina la linea fallada
for i=1:nb
    salida=0;
    for j=1:length(mpc.branch(:,1))
        if mpc.bus(i,1)==mpc.branch(j,1) || mpc.bus(i,1)==mpc.branch(j,2)
            salida=1;
            break
        end
    end
    if salida ~= 1
        conec(i,1) = i;
    end
end
end
end

```

### **Función para obtener los coeficientes del polinomio de ajuste para el modelo de la demanda “dempol.m”**

```

function pol=dempol (dem)
% Obtiene los coeficientes del polinomio de ajuste de orden 7
% Juan MRS febrero 2016

% Variables
op  = 7; % Orden del polinomio
x   = length(dem(1,:));
pol = zeros(x,op+1);
cdem = dem(2:length(dem(:,1)),:);
n    = length(cdem(:,1)); %numero de puntos (h,dias,meses)
h    = 0:n-1;
dnor = zeros(n,1);

for i=1:x
    dmax = max(cdem(:,i));      % Demanda maxima
    dnor = cdem(:,i)/dmax;     % Normaliza la curva
    dy = sort(dnor, 'descend'); % Ordena de mayor a menor
    dx = h'/(n-1);            % normaliza numero de puntos
    (h,dias,meses)
    dp = polyfit(dx,dy,op);    % Encuentra los coeficientes del
    polinomio
    pol(i,:) = dp;
end

return;

```

### **Función para obtener el %Dmax “demanda.m”**

```

function y = demanda (dem,nb,pol)
% Obtiene el % de demanda
% Juan MRS febrero 2016

% Variable
x = length(dem(1,:));
y = ones(nb,1);

```

```

for i=1:x
    % rand('seed',4567899); %Semilla
    % Genera un numero aleatorio U(0,1)
    U = rand;
    % Evalua U con los coeficientes de ajuste
    y(dem(1,i)) = polyval(pol(i,:),U);
end

return;

```

### **Función para obtener la generación disponible a la falla “gendisp.m”**

```

function gd=gendisp(genf, gef, con1)
% obtiene la generacion disponible individual aleatoriamente en base
% a la tasa de salida forzada (FOR).
% Juan MRS enero 2016

%% data dimensions
ng = size(genf, 1);    % Numero de generadores
gd = zeros(ng,1);    % Generadores disponibles

for j=1:ng
    U = rand;          % Genera un numero aleatorio U(0,1)
    if gef==1 & con1==j
        gd(j,1) = 0;
    else
        if U >= genf(j,5)
            gd(j,1) = 1;
        elseif U >= 0 & U < genf(j,5)
            gd(j,1) = 0;
        end
    end
end

return;

```

## EJEMPLO DE RESULTADOS DEL SISTEMA DE 6 NODOS (RBTS)

A continuación se presenta un ejemplo, los datos de entrada del sistema de 6 nodos están en el archivo "rbts6n.m" y los datos de confiabilidad y de los contratos de las subastas están en el archivo "rbts6f.m".

### Datos de entrada archivo "rbts6n.m"

```
function mpc = rbts6n
%CASE6WW Power flow data for 6 bus, 3 gen case from Wood & Wollenberg.
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%
% This is the 6 bus example from pp. 104, 112, 119, 123-124, 549 of
% "Power Generation, Operation, and Control, 2nd Edition",
% by Allen. J. Wood and Bruce F. Wollenberg, John Wiley & Sons, NY, Jan
% 1996.

% MATPOWER
% $Id: case6ww.m 1559 2010-03-10 18:08:32Z ray $

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax
Vmin
mpc.bus = [
    1 3 00.00 0.0 0.0 0.0 1 1.0500 0.0000 230.0000 1 1.0500 0.9700;
    2 2 20.00 0.0 0.0 0.0 1 1.0500 0.0000 230.0000 1 1.0500 0.9700;
    3 1 85.00 0.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 230.0000 1 1.0500 0.9700;
    4 1 40.00 0.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 230.0000 1 1.0500 0.9700;
    5 1 20.00 0.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 230.0000 1 1.0500 0.9700;
    6 1 20.00 0.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 230.0000 1 1.0500 0.9700;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pcl
Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
    1 40.00 0.00 17.00 -15.00 1.00 100.00 1 40.00 0 0 0 0
    0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    1 40.00 0.00 17.00 -15.00 1.00 100.00 1 40.00 0 0 0
    0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    1 10.00 0.00 7.00 00.00 1.00 100.00 1 10.00 0 0
    0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    1 20.00 0.00 12.00 -7.00 1.00 100.00 1 20.00 0 0
    0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    2 05.00 0.00 5.00 00.00 1.00 100.00 1 05.00 0 0
    0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];
```

## APÉNDICE B: CÓDIGO

```

    2  05.00  0.00  5.00  00.00  1.00  100.00  1  05.00  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0;
    2  40.00  0.00  17.00  -15.00  1.00  100.00  1  40.00  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0;
    2  20.00  0.00  12.00  -7.00  1.00  100.00  1  20.00  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0;
    2  20.00  0.00  12.00  -7.00  1.00  100.00  1  20.00  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0;
    2  20.00  0.00  12.00  -7.00  1.00  100.00  1  20.00  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0;
    2  20.00  0.00  12.00  -7.00  1.00  100.00  1  20.00  0  0
0  0  0  0  0  0  0  0  0  0  0;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio
angle status angmin angmax
mpc.branch = [
    1  3  0.0342  0.1800  0.0212  50.0000  50.0000  50.0000  1.0000
0.0000  1 -360  360;
    2  4  0.1140  0.6000  0.0704  41.0000  41.0000  41.0000  1.0000
0.0000  1 -360  360;
    1  2  0.0912  0.4800  0.0564  41.0000  41.0000  41.0000  1.0000
0.0000  1 -360  360;
    3  4  0.0228  0.1200  0.0142  41.0000  41.0000  41.0000  1.0000
0.0000  1 -360  360;
    3  5  0.0228  0.1200  0.0142  41.0000  41.0000  41.0000  1.0000
0.0000  1 -360  360;
    1  3  0.0342  0.1800  0.0212  50.0000  50.0000  50.0000  1.0000
0.0000  1 -360  360;
    2  4  0.1140  0.6000  0.0704  41.0000  41.0000  41.0000  1.0000
0.0000  1 -360  360;
    4  5  0.0228  0.1200  0.0142  41.0000  41.0000  41.0000  1.0000
0.0000  1 -360  360;
    5  6  0.0228  0.1200  0.0142  41.0000  41.0000  41.0000  1.0000
0.0000  1 -360  360;
];

%%----- OPF Data -----%%
%% generator cost data
% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
mpc.gencost = [
    1  0  0  2  10  25  40  100;  %1 40
    1  0  0  2  10  25  40  100;  %1 40
    1  0  0  2  2  5  10  25;  %1 10
    1  0  0  2  3  7.5  20  50;  %1 20
    1  0  0  2  1  2.5  5  12.5;  %2 5
    1  0  0  2  1  2.5  5  12.5;  %2 5
    1  0  0  2  10  25  40  100;  %2 40
    1  0  0  2  3  7.5  20  50;  %2 20
    1  0  0  2  3  7.5  20  50;  %2 20
    1  0  0  2  3  7.5  20  50;  %2 20
    1  0  0  2  3  7.5  20  50;  %2 20
];

```



**Datos de falla para el sistema de 6 nodos "rbts6f.m"**

```

function mpcf = rbts6f
%%----- DATOS DE CONFIABILIDAD -----%%
% 2016 Juan MRS

%% Datos de confiabilidad de Lineas
% Branch Data Format
% 1 elem, numero de elemento de la red, Lineas y transformadores
% 2 nodo de envio
% 3 nodo de recepcion
% 4 tf, tasa de Falla (ocurrencias/año)
% 5 tr, tiempo de Reparacion

% Elem from to tf tr
mpcf.branchf = [
    1 1 3 1.5 10;
    2 2 4 5.0 10;
    3 1 2 4.0 10;
    4 3 4 1.0 10;
    5 3 5 1.0 10;
    6 1 3 1.5 10;
    7 2 4 5.0 10;
    8 4 5 1.0 10;
    9 5 6 1.0 10;
];

%% Datos de confiabilidad de generadores
% Generator Data Format
% 1 elem, numero de elemento de la red, generadores
% 2 n, from bus number
% 3 tf, tasa de Falla (veces/año)
% 4 tr, Tiempo de reparacion (horas)
% 5 U, Tasa de Salida Forzada (FOR)

% Elem n tf tr FOR
mpcf.genf = [
    10 1 6.0 45 0.030;
    11 1 6.0 45 0.030;
    12 1 4.0 45 0.020;
    13 1 5.0 45 0.025;
    14 2 2.0 45 0.010;
    15 2 2.0 45 0.010;
    16 2 3.0 60 0.020;
    17 2 2.4 55 0.015;
    18 2 2.4 55 0.015;
    19 2 2.4 55 0.015;
    20 2 2.4 55 0.015;
];

%% ----- DATOS DE GENERADORES FICTICIOS -----%%
% Generadores que se implementaran en los nodos de carga
% la cantidad inyectada sera la cantidad que se debe Cortar.
% Pg - potencia inicial, que sera cero.
% Pmax - potencia maxima a tirar.

```

## APÉNDICE B: CÓDIGO

```

% En vase a la version 2 del formato de datos de Matpower (ver caseformat.m)
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max
Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpcf.genfi = [
    2 0.00 0.00 0.00 0.00 1.00 100.0 1 6 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    3 0.00 0.00 0.00 0.00 1.00 100.0 1 25.5 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    4 0.00 0.00 0.00 0.00 1.00 100.0 1 12 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    5 0.00 0.00 0.00 0.00 1.00 100.0 1 6 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    6 0.00 0.00 0.00 0.00 1.00 100.0 1 6 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0;
];

% Costo incremental para corte de carga por nodo de carga
% En vase a la version 2 del formato de datos de Matpower (ver caseformat.m)
% se considera una curva proporcional
% ejemplo:
% 1 0 0 2 1 3 50 150;
% 1 = 1 - curva de costo linal
% 2 = 0 - costo de arranque
% 3 = 0 - costo para paro
% 4 = 2 - x0, y0, x1, y1
%NOTA: El numero de columnas debe ser igual a los datos de "rbts6n.m"
mpcf.genfic = [
    1 0 0 2 1 3 6 18;
    1 0 0 2 1 3 25.5 76.5;
    1 0 0 2 1 3 12 36;
    1 0 0 2 1 3 6 18;
    1 0 0 2 1 3 6 18;
];

%% CURVA DE DEMANDA DIARIA
% Fuente:CENACE (Sistema Interconectado Nacional)
% Se considera una por cada nodo de carga
mpcf.cdem = [
2      3      4      5      6      %nodo
24078  26784  25419  34345  30162  %1
23200  25734  24209  33273  28759  %2
22698  25136  23595  32555  27968  %3
22412  25008  23184  31996  27399  %4
22784  25237  23057  31664  27019  %5
24027  26042  23022  32007  26645  %6
26049  27984  23394  33155  26685  %7
27561  28850  23264  34179  26663  %8
28841  29979  23956  35536  26530  %9
29826  30903  25162  37200  27175  %10
30477  31582  25902  38248  27939  %11
30819  31997  26078  39010  28596  %12
30813  31930  26234  39707  28742  %13
30725  31909  26177  40168  29102  %14
30859  31838  26111  40527  29166  %15
30807  31767  26140  40737  29235  %16
30866  31703  25955  41037  29304  %17
30848  31216  26041  39932  29500  %18
31646  31516  27476  39544  29755  %19
32729  32859  29932  38717  31749  %20
];

```

## APÉNDICE B: CÓDIGO

```
32259    32166    30305    38787    33626    %21
30991    30924    29432    39719    33720    %22
29506    29717    27862    39714    32521    %23
27892    28325    25908    38030    31377    %24
];

%% DATOS DE CONTRATOS

% DATOS DE GENERADORES
% En vase a la version 2 del formato de datos de Matpower (ver caseformat.m)
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max
% Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpcf.cbg = [
    6 40.00 0.00 0.00 0.00 1.00 100.0 1 40 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0;
];

% CURVA DE COSTO de generadores para los contratos
% se considera una curva proporcional
% En vase a la version 2 del formato de datos de Matpower (ver caseformat.m)
mpcf.cbc = [
    2 0 0 2 0 0 0 0;
];

%% DATOS DE DEMANDA DEL CONTRATO
% filas = de acuerdo al numero de contratos bilaterales
% Columnas = MW ordenados por el numero de nodos
% (+) Si es nueva carga, es positiva
% (-) Si es carga existente, es con signo negativo.
% 1 2 3 4 5 6 7...
mpcf.cbd = [
    0 0 10 10 0 -20;
    0 0 10 10 0 0;
];

% Datos de confiabilidad de generadores
% 1 elem, numero de elemento de la red, generadores
% 2 n, nodo
% 3 tf, Tasa de Falla (oc/año)
% 4 tr, Tiempo de reparacion (horas)
% 5 U, Tasa de Salida Forzada (FOR)
% Elem n tf MTTR FOR
mpcf.cbf = [
    21 6 4.5625 80 0.04;
    21 6 4.5625 80 0.04;
];

return;
```

## Salida de resultados en pantalla

En la *Figura B. 1*, ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. y *Figura B. 3* se tienen los resultados mostrados en la pantalla de MATLAB, ejecutando como programa principal “contratos.m” escribiendo en la línea de comandos “contratos”, se utilizó los datos de entrada para el sistema de 6 nodos “rbt6n.m” y “rbts6f.m”.



*Figura B. 1* Ejemplo de resultados en pantalla del programa realizado para el análisis del riesgo.

## APÉNDICE B: CÓDIGO

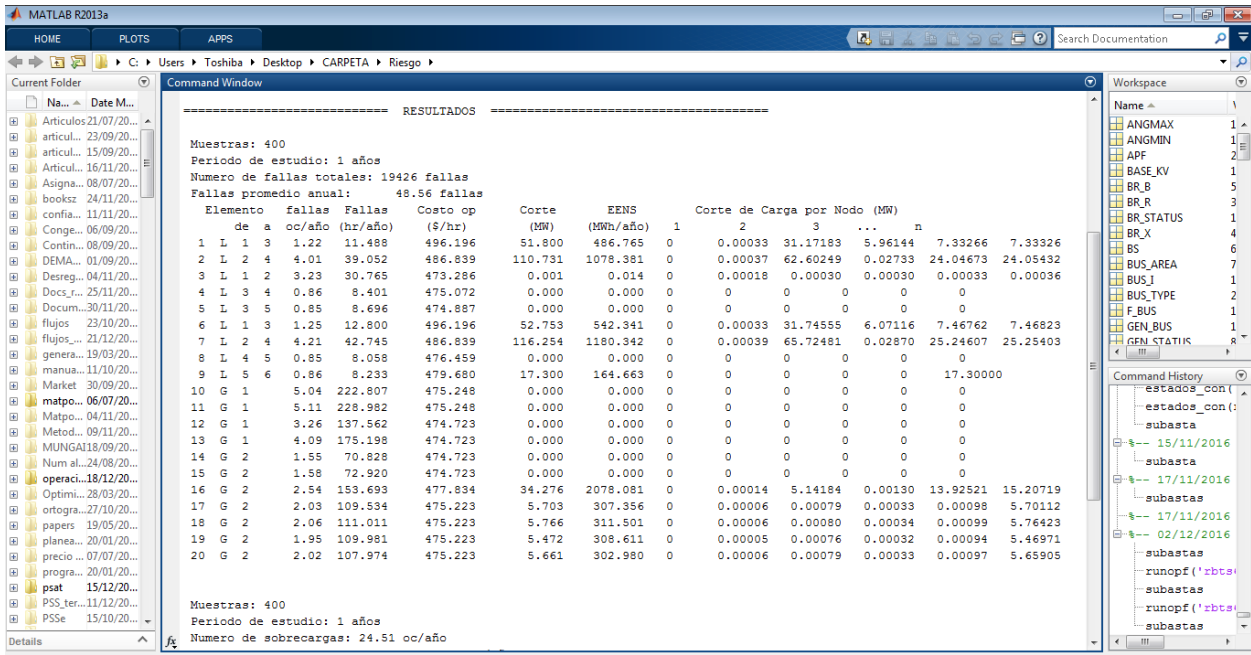


Figura B. 2 Ejemplo de resultados en pantalla del programa realizado para el análisis del riesgo. (cont.)

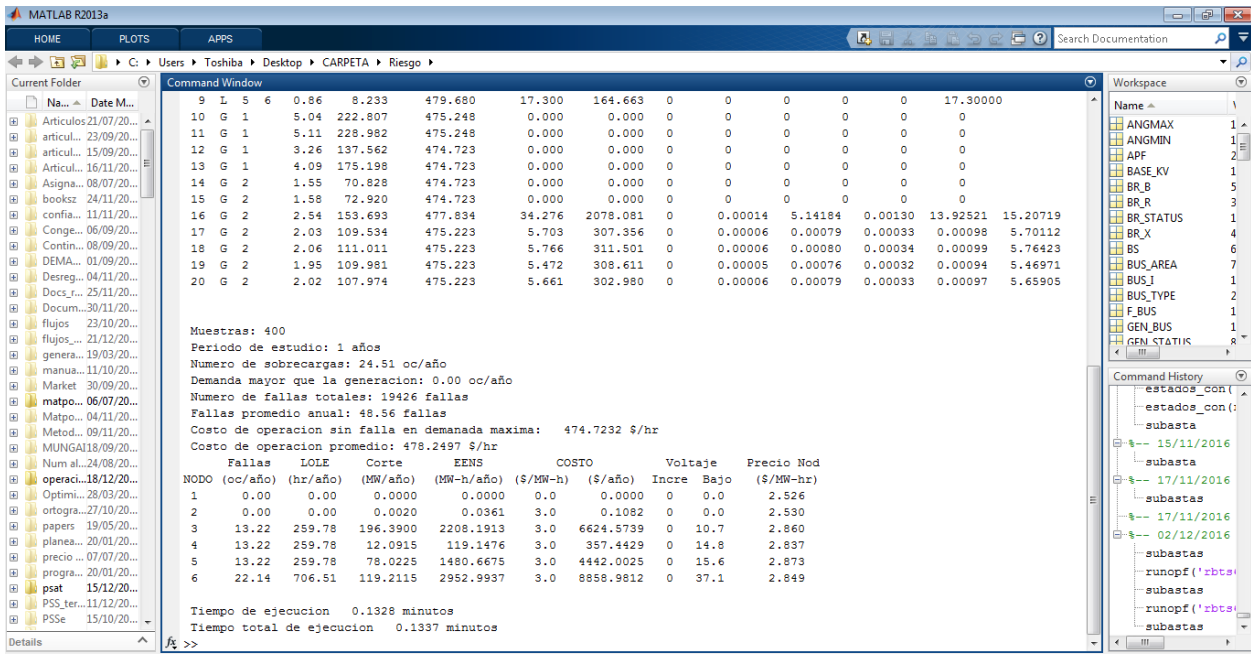


Figura B. 3 Ejemplo de resultados en pantalla del programa realizado para el análisis del riesgo. (cont.)