



**BUAP**  
**BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA**  
**DE PUEBLA**

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

*“Cálculo del Margen de Reserva Operativa en el Sistema Eléctrico  
para cumplir con los Estándares del Mercado Eléctrico Mayorista”*

**TESIS**

Que para obtener el grado de  
**MAESTRO EN INGENIERÍA**  
**CON OPCIÓN TERMINAL EN**  
**SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

PRESENTA

**ING. SILVIA GABRIELA VALLEJO CARRASCO**

Directores de tesis

M.I. FERNANDO OSVALDO GONZALEZ MANZANILLA

M.I. JOSÉ LUIS MAR VILLEGAS

# ACTA RESOLUTIVA DE IMPRESIÓN DE TESIS

## AGRADECIMIENTOS

### **A Dios:**

Por permitirme darme la vida y permitirme disfrutar la vida en compañía de mis seres queridos.

### **A mis padres Juan y Silvia:**

Por estar siempre, siempre conmigo. Apoyarme en todos mis proyectos y amarme inmensamente. Gracias papás.

### **A mi Esposo e hijos:**

Husseim, gracias por el apoyo recibido durante esta tesis, a pesar de las dificultades pude hacer esto. A ti Isaac y Héctor, gracias por ser mis bebés y estar conmigo en cada momento, incluso estudiando para esta maestría, los amo inmensamente.

### **A mis hermanas Yesenia y Alejandra:**

Gracias por sus palabras de aliento día a día, gracias a Dios por tenerlas como hermanas, las amo muchísimo.

## RESUMEN

El Mercado Eléctrico Mayorista en México, establecido con la reforma energética, busca maximizar el beneficio social y económico de todos los participantes.

Un “Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)”. es una herramienta de transporte de energía. Se compone de todas las maquinas, procesos, redes, líneas y plantas generadoras para poder alimentar de energía al país. Es por ello que una prioridad de estos sistemas es que sea confiable, pero ¿Cómo se puede medir este valor en un sistema? Un SEP debe mantener el balance entre generación y carga. Los desbalances pueden ocurrir por errores en el pronóstico de demanda, demanda inesperada, inestabilidad en la generación no convencional como la eólica y la solar. Estos desbalances deben ser rápidamente corregidos, haciendo uso de una capacidad de generación extra que es mejor conocida como Margen de Reserva Operativa.

Las energías renovables han tenido un auge muy importante en las últimas décadas, en especial por su relación a la disminución de costos en generación de energía, pero también son inestables, ya que el clima en el caso de la eólica o fotovoltaica, no se puede predecir con exactitud. Esto hace que la generación no sea confiable, es por ello que se debe contar con un margen de reserva operativa adecuado para que el sistema pueda ser confiable.

La determinación correcta del margen de reserva operativa no solo ayuda en situaciones de operación anormales, ayuda también a indicar a los participantes del MEM cuando y donde invertir en un nuevo proyecto de generación, o la expansión de una planta generadora, o invertir en un nuevo tipo de generación de electricidad.

# ÍNDICE

Acta resolutive de impresión de tesis .....	- 1 -
Agradecimientos .....	- 2 -
Resumen .....	- 3 -
Índice de tablas .....	- 6 -
Índices de Figuras .....	- 6 -
Simbología y Abreviaturas .....	- 7 -
Introducción .....	- 10 -
Capítulo I .....	- 11 -
1. 1 Planteamiento del Problema .....	- 11 -
1. 2 Justificación de la Tesis .....	- 13 -
1.2.1 Social .....	- 13 -
1.3 Objetivo de la Tesis .....	- 14 -
1.3.1 Objetivos Particulares .....	- 14 -
1.4 Hipótesis .....	- 14 -
1.5 Variables .....	- 14 -
Capítulo II: Estado del arte .....	- 16 -
CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO .....	- 22 -
3.1 Generadores .....	- 22 -
3.2 El Mercado Eléctrico Mexicano .....	- 23 -
3.2.1 Mercado Eléctrico Mexicano mayorista .....	- 25 -
3.2.2 Reservas .....	- 28 -
3.2.4 Clasificación de las reservas .....	- 29 -
3.2.5 Reservas del Mercado Eléctrico Mexicano .....	- 31 -
3.2.6 Métodos de asignación de las reservas en Mercados Eléctricos .....	- 32 -
3.3 Modelo probabilístico de la generación de energía .....	- 33 -
3.3.1 Tipos de modelos probabilísticos para estudios de confiabilidad .....	- 36 -
3.3.1.1 Sistema no reparable .....	- 36 -
3.3.1.2 Sistema reparable .....	- 36 -
3.3.1.3 Modelo interno .....	- 36 -
3.3.1.4 Modelo externo .....	- 36 -
3.3.1.5 Modelo de dos estados .....	- 37 -
3.3.1.6 Modelo multi-estado .....	- 38 -

3.4 Parámetros probabilísticos para estudios de confiabilidad .....	- 38 -
3.4.1 Modelo del sistema de generación.....	- 41 -
3.4.2 Modelo de reserva operativa flexible .....	- 41 -
3.5.1 Reserva de Planeación.....	- 41 -
3.8.3 Reserva Operativa .....	- 43 -
3.8.4 Mercado eléctrico mayorista.....	- 44 -
3.8.5 Mercado eléctrico Mexicano .....	- 45 -
3.8.6 Margen de Reserva.....	- 48 -
3.9 Modelos para asignar el margen de reserva operativa en los mercados eléctricos .....	- 52 -
Capítulo IV: Marco Metodológico .....	- 55 -
4.1 Descripción del modelo.....	- 56 -
4.2 Datos de entrada del modelo.....	- 57 -
4.4 Necesidades de reserva .....	- 58 -
4.5 Perfil diario de necesidades de reserva .....	- 63 -
4.6 Valores límite de las necesidades de reserva.....	- 67 -
4.7 Algoritmo de casación del mercado de reserva .....	- 69 -
4.7.1 Resultados técnicos y económicos horarios .....	- 71 -
Capítulo V: Conclusiones, Contribuciones, Recomendaciones para Trabajos Futuros.....	- 73 -
Referencias.....	- 74 -

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Categorización de las reservas .....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 3.2: Principales leyes y reglamentos para promover las ER en México. ....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 3.3: Índices de las reservas de planeación .....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 3.4: Índices de las Reservas Operativas .....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.1: Tipos de Reservas en el MEM.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.2: Índices de correlación mono-variable .....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.3: Definición correlación múltiple. Cálculo de Necesidades .	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.4: Perfil diario de Necesidades de Reserva .....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.5: Necesidades horarias de reserva en días laborables para la punta de la mañana en el mes de abril de 2013 .....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.6: Valores límite de las necesidades de reserva..	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.7: Reserva casada, ingresos, saldo intra y margen .....	¡Error! Marcador no definido.

## ÍNDICES DE FIGURAS

Figura 3.1: Mediciones reales y pronósticos de demanda	¡Error! Marcador no definido.
Figura 3.2: Estructura de las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista. .	¡Error! Marcador no definido.
Figura 3.3: Variación de la frecuencia por desbalance de potencia..	¡Error! Marcador no definido.
Figura 3.4: Calcificación de las reservas .....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 3.5: Diagrama de estados para un componente no reparable y su secuencia operativa en el tiempo .....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 3.6: Diagrama de dos estados para un componente reparable y su secuencia operativa en e tiempo.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 3.7: Tasa de fallas de un componente .....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 3.8 : Curva de Demanda de Reserva Operativa [5]. .....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 4.1: Aumento o incremento de frecuencia por relación generación-carga ...	¡Error! Marcador no definido.
Figura 4.2: Energía programada, acumulada por horas, en RRTT, por falta de reserva a subir (RSI) [4]......	¡Error! Marcador no definido.
Figura 4.3: Definición correlaciones simples. Cálculo de Necesidades .	¡Error! Marcador no definido.

Figura 4.4: Correlación Necesidad vs. Variable de previsión.....¡Error! Marcador no definido.

Figura 4.5: Definición correlaciones simples. Cálculo de Necesidades . ¡Error! Marcador no definido.

## SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MRO: Margen de Reserva Operativa

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SIN: Sistema Interconectado Nacional

MW: Mega Watts

kWh: Kilowatt –hora

LIE: Ley de la Industria Eléctrica

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

CRE: Comisión Reguladora de Energía

SENER: Secretaria de Energía

RGD: Redes Generales de Distribución

RTN: Red Nacional de Transmisión

REE Red Eléctrica de España

REN Redes Energéticas Nacionales

LPRA Modelo: Largo Plazo Reserva Adicional

LPB Modelo: Largo Plazo reserva banda

LPR Modelo: Largo Plazo Restricciones

LPM Modelo: Largo Plazo Mercado diario

RD: Real Decreto

VBA: Visual Basic para Aplicaciones

MIBEL: Mercado Ibérico de Electricidad

OMEL: Operador del Mercado ibérico de Electricidad

OS: Operador del Sistema

PO: Procedimiento de Operación

PBC: Programa Base de Casación

PVP: Programa Viable Provisional

PVD: Programa Viable Definitivo

P48: Programa horario Operativo

RAIPEE: Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica

MW: Megavatio

UOF: Unidad Operativa de Funcionamiento

RRTT: Restricciones Técnicas

PM: Punta de la Mañana

PT: Punta de la tarde

LAB: Laborable

SAB: sábado

DOM: Domingo

FES: Festivo

H: Hora

IIT: Instituto de Investigación Tecnológica

TG: Turbina de gas

TV: Turbina de Vapor

MT: Mínimo Técnico

PC: Plena Carga

D-1: Día anterior a la celebración de un mercado

D: Día actual

Intra: Intradía

RTT: Restricciones Técnicas en la red de Transporte

RTD: Restricciones Técnicas en la red de Distribución

RSI: Reserva a Subir Insuficiente

CVAR: Coste Variable

Ca: Coste de arranque

COM: Compostilla

TER: Teruel

PGR: Puentes de García Rodríguez

SROQ: San Roque

COL: Colón

LIT: Litoral

## INTRODUCCIÓN

Conforme la humanidad fue creciendo y expandiéndose por todo el globo terrestre, hubo una mayor necesidad de transportar grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias. Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) contienen las áreas de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica y estos son “claves para el bienestar y el progreso de la sociedad”. [2] Con estos se puede tener la certeza de tener un suministro de energía eléctrica con la calidad adecuada para el funcionamiento de motores, iluminar calles y hogares, sistemas de comunicaciones y computo, ya que el desarrollo tecnológico de un país es proporcional a la energía que consume.

El punto de inicio de los SEP son las plantas generadoras de energía, las cuales convierten energía mecánica en eléctrica, se entrega mediante sistemas de transmisión a los centros de consumo y se entrega a los usuarios mediante redes de distribución. La misión del suministro de energía eléctrica debe de tener como punto fundamental ser de calidad y ser confiable, ya que de lo contrario conlleva a diversos problemas en el servicio y existirán pérdidas económicas considerables. [1]

Por lo tanto, es muy importante la buena planeación al construir una planta generadora de energía, ya que un buen suministro significa un abastecimiento eficiente de energía.

A lo largo de los capítulos de esta tesis se presenta el problema con respecto a la Planeación Margen de Reserva Operativa en plantas generadoras de energía, y sus

bases teóricas, para finalmente concluir con una propuesta de modelo para el cálculo de Margen de Reserva Operativa.

## CAPÍTULO I

### 1. 1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Un SEP debe tener ciertos criterios de operación como son: “eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad, y sustentabilidad; como lo indica el Código de Red” [1] conforme el artículo 12, fracción XXXVII, de la Ley de la Industria Eléctrica. El artículo 3, fracción X de la Ley de la Industria Eléctrica, define la Confiabilidad como “la habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho, conforme a los criterios respectivos que emita la Comisión Reguladora de Energía”. Este criterio es de suma importancia para el desarrollo de esta tesis.

En base al criterio de Confiabilidad hallamos el Margen de Reserva Operativa (MRO). El MRO es clave cuando se desarrolla un Plan de Desarrollo de Energía, representa la confiabilidad del sistema de generación.

Se espera que un nivel alto de MRO provoque un nivel de confiabilidad alto. Sin embargo, existe una relación entre el MRO y confiabilidad que debe ser investigada más profundamente. [1]

El problema de asignación de MRO se puede abordar desde diferentes perspectivas, como es la mencionada anteriormente donde se busca tener la mejor confiabilidad y también el económico, donde se busca el retorno de inversión de las plantas generadoras y minimización de costos para usuarios, como es el no hacer una sobre inversión.

Se han hecho estudios suficientes para estimar la contribución de recursos de energía renovables, pero muy poco trabajo se ha hecho para evaluar que MRO es el que debe ser utilizado. [2]

Se puede tomar de ejemplo el problema presentado el 14 de junio de 2019 en Yucatán, de acuerdo con un documento presentado por la Dirección de Operación y Planeación del Sistema del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), (Oficio No CENACE/DOPS/128/2019), informa lo comunicado por la Empresa Productiva Subsidiaria Generación V:

*“Me refiero al parque de generación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), localizado en la Península de Yucatán, **el cual ha presentado desabasto de combustibles, incidencia de fallas fortuitas y degradaciones** que han incidido en una baja confiabilidad en la capacidad de disponibilidad de dicho parque.”*

*“(…) **debido al permanente estado de fuerza mayor declarado por PEMEX** a raíz de la explosión en la plataforma marina Abkatun Alfa, se ha afectado de manera importante la oferta de gas natural nacional en el Sureste del país, lo que significa al día de hoy una reducción de más de 200,000 GJ/día en la inyección de gas natural, equivalentes a una indisponibilidad de 1,140 MW en Centrales de Ciclo Combinado.”*

(...)

*“Para el caso de la **CCC Mérida III**, por cuestiones de seguridad, la descarga de diésel se suspende mientras la Central Eléctrica se encuentra generando con dicho combustible. Por esta razón, dicha central **debe operar a carga media durante las horas del día de alta demanda y se desconecta en horas de baja demanda para recuperar inventarios de combustible diésel**. Recientemente se ha estado declarando como **recurso de energía limitada** de manera semanal, a efecto de cuidar el uso del diésel en dicha Central.”*

*“Para los siguientes meses de este año, persistirá una indisponibilidad de gas natural hacia la Península de Yucatán del orden de 200,000 GJ/día, y en consecuencia, una indisponibilidad de generación en las Centrales de Ciclo Combinado correspondientes al 75% de la capacidad total instalada de 1262 MW; es decir, **sólo se tendrán disponibles alrededor de 315 MW en Centros de Ciclo Combinado consumiendo gas natural...**”*

Esto es claramente un problema de oferta y demanda, una oferta disminuida de margen de reserva, de margen operativo. Esto pinta un panorama preocupante para el Mercado Eléctrico de México. Se puede llegar a un desabasto al no inyectar la potencia requerida por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), lo que es una cuestión de alerta en margen de reserva y margen rotativo. Este déficit de generación conduce a un problema de competitividad que lo están padeciendo las empresas que consumen electricidad a gran escala, como la industria del aluminio, cemento, acero etc. Ya que no se ha podido dar el insumo eléctrico en cantidad, calidad y al mejor precio. Se debe hacer una evaluación de la situación en este momento, pues debido a la falta de planeación que posibilitara una inversión que se reflejara en una capacidad de generación que respondiera a la demanda, y eso está colocando al país en una situación de crisis. [3]

## 1. 2 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS

El MRO es una medida con la cual se planea la suficiencia del servicio de los sistemas eléctricos de potencia.

Se debe tener una muy cuidadosa consideración del nivel del margen de reserva, ya que es crucial para desarrollar proyectos precisos y operación de plantas de generación. Un nivel alto causa una sobreinversión, ya que se necesita invertir más en generación, pero un nivel muy bajo causa que el sistema no sea confiable y podría ocasionar un apagón.

El consumo de energía eléctrica siempre es instantáneo, lo que indica que al momento de necesitar más energía esta se debe de generar al instante en términos de MW Y KWH y estas deberán de estar siempre en disposición para darle continuidad al servicio eléctrico.

### 1.2.1 SOCIAL

En referencia al consumo anual de electricidad 2016, México ocupó la posición 14 a nivel mundial. La intensidad energética mundial fue de 1075 kJ/2010USD. En México fue de 802 kJ/2010USD. Lo que significa que la Industria Eléctrica requiere menos electricidad para generar una unidad de riqueza, en comparación con la media internacional. Dado que se espera que para el 2033 la generación del país con fuentes limpias sea del 41.9%, esto conlleva a definir estrategias que nos lleven a alcanzar estas metas que se transformarán en progreso para todo el país debido al ahorro económico y disminución de la huella de carbono para apoyar al cambio climático así se combatirá al crecimiento del país.

### 1.3 OBJETIVO DE LA TESIS

Diseñar los pasos a seguir para discernir del Margen de Reserva Operativa en una red eléctrica.

#### 1.3.1 OBJETIVOS PARTICULARES

- Examinar las diferentes metodologías para asignar el margen de reserva.
- Explicar el margen de reserva en un SEP.
- Analizar un caso de estudio.

### 1.4 HIPÓTESIS

El análisis del sistema de seguridad permite mantener un margen de reserva óptimo para la operación confiable del SEP.

Las fuentes de energía intermitentes (eólica y fotovoltaica) disminuyen la confiabilidad de la red.

### 1.5 VARIABLES

Variables Independientes

Carga, Capacidad de Generación, Capacidad Firme, Demanda Pico, Consumo Neto, pronóstico de consumo y demanda.

## Variables Dependientes

Margen de reserva

## Capitulo II: Estado del arte

*“Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor y la electricidad, la voluntad”*

***Albert Einstein***

## CAPÍTULO II: ESTADO DEL ARTE

A continuación, se muestran los modelos usados en algunas investigaciones para la determinación del margen de reserva, de los cuales algunos son usados en diferentes países y otras son propuestas.

Sánchez (2018) en su trabajo de tesis llama “Metodología de Cálculo de las Curvas de Demanda de Reserva para el Mercado Eléctrico Mexicano” [1]. Llega a las siguientes conclusiones, el objetivo de las Curvas de Demanda de Reserva es buscar la suficiencia de la capacidad a largo plazo, proporcionan una adecuada remuneración de las reservas en el mercado de corto plazo y representan un mecanismo dinámico del mercado para sistemas que integran fuentes de generación renovables.

Las Curvas de Demanda de Reserva son una aproximación a una realidad compleja, en este sentido resulta conveniente que las curvas tengan las siguientes características:

- Señales adecuadas. El precio de la capacidad de reserva operativa debe reflejar las condiciones de escasez.
- Diseño consistente. El diseño debe de ser compatible con el mercado eléctrico mexicano y ser acordes a los lineamientos en las Bases del Mercado.
- Reservas múltiples. Deben ser capaces de incluir a múltiples tipos de reserva asignándole un valor a la reserva en base al beneficio que esta aporta en la mejora de la confiabilidad.
- Asegurar la confiabilidad. Debe servir como auxiliar en la mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico, motivo por el cual durante su construcción toma en cuenta eventos como salidas forzadas de generación e incertidumbres en la generación con fuentes no convencionales.

La penetración de generación con fuentes no convencionales, eólica y solar, provoca ciertos problemas operativos derivado de la alta incertidumbre de generación asociada a estos recursos lo cual, si no es atendido de forma correcta, puede generar grandes problemas en la confiabilidad de los sistemas eléctricos, las Curvas de Demanda de Reserva también buscan la mejora de la confiabilidad bajo escenarios con alta

penetración de este tipo de generación, lo logran a través de la motivación económica a unidades generadoras que ofrezcan sus servicios como reserva operativa enfocada a la mejora de la confiabilidad del sistema.

El Margen de Generación es una herramienta apropiada para la evaluación de la confiabilidad de un sistema eléctrico, es útil para conocer las probabilidades de los distintos escenarios en los que se puede encontrar un sistema eléctrico y evaluar la probabilidad de tener insuficiencia de los recursos de generación en algún momento debido a incrementos inesperados de la demanda o pérdida de generación. Conocer el nivel de confiabilidad del sistema en todo momento es deseable por lo tanto obtenerlo de forma inmediata resulta adecuado durante la operación del mercado de tiempo real y de día en adelante, el Margen de Generación puede obtenerse por completo de forma óptima utilizando algoritmos que tienen a la transformada rápida de Fourier como motor principal sin sacrificar exactitud en los resultados.

Por otro lado menciona, la curva que realiza penalizaciones de forma pronta, es decir que con un pequeño incumplimiento del requerimiento de la reserva entra en precio de penalización, se sugiere su utilización dentro de sistemas o periodos en los que se tenga mayor escasez de reserva y capacidad de generación, ya que se mandan señales más claras y continuas de la condición actual del sistema y se incentiva más frecuentemente la inversión en capacidad o repotenciación de las unidades ya existentes [1].

Barrionuevo (2016) en su trabajo de investigación “criterios para determinar el grado de penetración de energía eólica a los sistemas interconectados” [2]. En dicho trabajo llega a las siguientes conclusiones se analizó el viento como recurso primario y su importancia en la regulación de frecuencia y control de voltaje.

Implementar parques eólicos de gran capacidad tiene implicaciones en el control de voltaje, esto es por la variabilidad del viento, sin embargo, las nuevas tecnologías permiten controlar el nivel de voltaje local y permiten despachar generación en gran volumen.

En algunos países existen normativas para regular la penetración de fuentes renovables a gran escala para incorporar los refuerzos de red necesarios antes de entrar en operación.

Estos refuerzos son necesarios en el orden de cubrir el recurso faltante que es la intermitencia del viento, y así darle robustez al nodo y apoyar a los desbalances de energía.

Al finalizar su trabajo se desarrollaron los pasos a seguir considerándolos como criterios que ayuden a discernir en qué momento es recomendable ingresar al SEN el recurso de generación eólica para compensar la demanda lo cual resultará sostenible desde el punto de vista técnico y económico.

Se propuso pasos a seguir para poder integrar que integra los aspectos económicos y técnicos para realizar el análisis a largo plazo, en relación a la variabilidad de penetración de generación eólica al sistema, se identificó diversos factores de operación de los mismos.

Hablando técnicamente los aspectos se presentaron puntos influyentes en términos de estabilidad transitoria de SEPS, se analizó el impacto de los aerogeneradores en el ámbito de costos de abastecimientos al SEP y al mismo tiempo el aumento de la reserva para mantener el perfil de frecuencia dentro de los parámetros.

Se verificó que en términos de penetración de nuevas centrales eólicas se tiene una tasa interna de retorno del 10% y un valor actual neto positivo con tasas de descuento que van del 8% al 10%

Martín (2014) en su trabajo de investigación llamada “Nuevo Modelo de Previsión a Largo Plazo del Mercado de Reserva de Potencia Adicional a Subir” en el menciona que el ENDESA, que es el modelo español de su sistema eléctrico de potencia tiene mecanismos que ayuda a la gestión de fuentes con el objetivo de satisfacer la demanda y tener un alto índice de seguridad operativa, se tienen varios modelos de como los de banda de regulación secundaria y restricciones técnicas. Así sus costos de operación adicionales se verán amortiguados.

El modelo persigue obtener previsiones a futuro de las siguientes magnitudes”:

- Necesidades y requerimientos con el histórico de datos asociado.
- Asignaciones de gestión en ámbito de combustibles.
- Precios en el MEM a diferente hora.
- Costos asociados a este servicio en el precio final de la energía, que sumado al resto de costos de otros procesos y mercados dotan a la comercializadora de una referencia clara de precios para el traspaso adecuado de éstos a los consumidores.

Teniendo en cuenta lo antes mencionado llega a las siguientes conclusiones con respecto a su trabajo los parámetros recogidos son:

Reserva rodante en términos de MW para que el SEN cuente con reservas necesaria suficiente para afrontar cualquier necesidad que surja. [3]

- Oferta de los demás participantes con la curva que sirve para analizar el comportamiento en la hora de estudio.
- Precio de la energía en el mercado diario (MWh).
- Precio de la energía en el mercado de reserva (MW).
- Precio de la energía de re-despachos (MWh).
- Margen (k). Diferencia entre los Ingresos obtenidos en el mercado de reserva y el coste de participar en el mismo (saldo del intradiario).

Para finalizar sus conclusiones el autor deja que este modelo esté vigente en el sistema eléctrico de potencia español desde 2013.

Moreno (2014) en su propuesta de trabajo de “Evaluación de externalidades en la generación de energía eléctrica en México”. Deja ver un método para desarrollar energía sostenible a largo plazo, el cual comenta que para la propagación de nuevas tecnologías verdes se han tomado en cuenta las proyecciones de capacidad instalada de la SENER y se consideran del 2012-2026 para servicio público y a su vez integra proyecciones de generación distribuida, lo cual no forma parte de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026

En el año 2026 se espera un incremento en la capacidad instalada de energías verdes de 18,505 MW hasta 22,788 MW, con cerca del 40% correspondiente a servicio público, 50% a autoabastecimiento y 11% a generación distribuida [4].

Es por ello por lo que se requiere que se utilicen metodologías adecuadas para los proyectos ya que una mala estrategia puede llevar a aumento en tarifas eléctricas.

## Capitulo III: Marco Teórico

“La electricidad, convenientemente usada, puede dar luz, pero la  
electricidad no es luz”

*Omraam Mikhael Aivanhov*

## CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO

### 3.1 GENERADORES

Para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico es necesario un balance entre potencia demandada y potencia generada, para ser más específico la potencia que se está generando debe de ser la misma que se está demandando en tiempo real, una desviación entre estas dos cantidades nos genera fluctuaciones en la frecuencia del sistema eléctrico, para conservar la estabilidad del sistema la frecuencia se debe de mantener constante, los generadores suelen responder de forma automática ante incrementos diferenciales de demanda, esto lo hacen por medio del control primario de generación, pero ante variaciones significativas de demanda se debe de considerar la entrada o salida de unidades de generación con el objetivo de empatar la demanda en todo momento [5].

El Operador del sistema debe de contar con un pronóstico de la demanda diaria para de esta forma considerar las unidades más económicas y despachables que entrarán a generar y con cuanta capacidad lo harán, a esta acción dentro del mercado eléctrico se le conoce como Despacho Económico con Restricciones de Seguridad (DERS) en el cual se realiza la Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad (AURS). En la Figura 3.1 se observa el fragmento de una curva de demanda de potencia junto con los pronósticos de 1 hora y de 15 minutos [6].

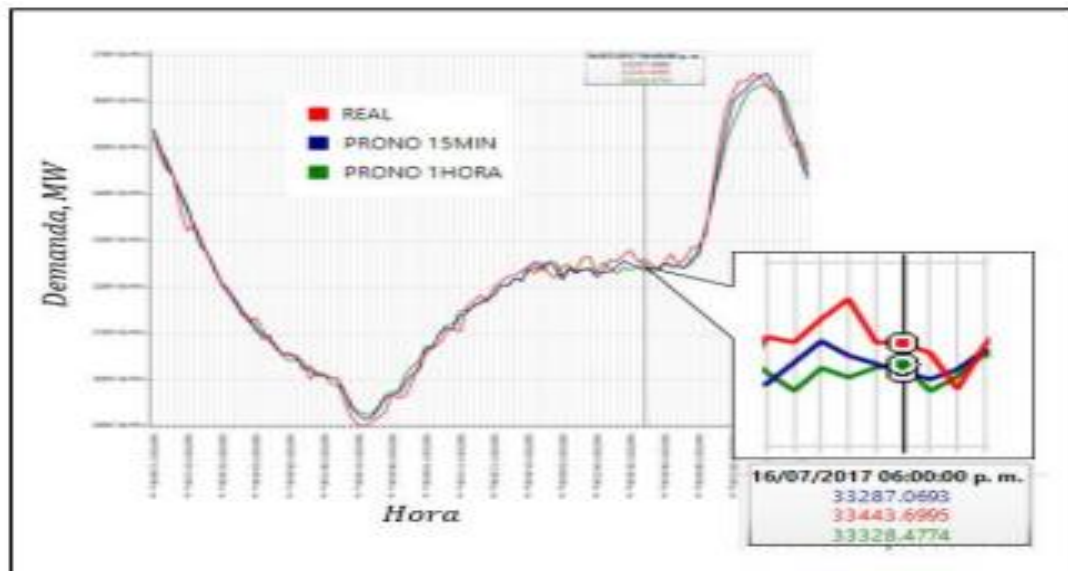


Figura 3.1: Mediciones reales y pronóstico de demanda

Para cubrir aumentos inesperados en la demanda o la falta de generación debido a la salida forzada de un generador o de alguna línea de transmisión se utilizan las reservas operativas las cuales deben de tener una respuesta rápida ante los desbalances de demanda y generación que se presente en tiempo real en el sistema eléctrico.

### 3.2 EL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO

La energía eléctrica es vital para las sociedades modernas, puesto que se utiliza para realizar desde las actividades más básicas del hogar hasta en los procesos industriales más complejos e importantes, convirtiéndola así en un pilar de la economía de los países puesto es la clave para el desarrollo de las actividades de la producción industrial. Debido a la importancia de la electricidad en nuestras sociedades, es esencial que la cadena de todo el proceso, que comienza con la generación y termina con el suministro se haga de una forma confiable y económicamente eficiente [7]. En la mayoría de los países industrializados esto se logra a través de los mercados eléctricos.

El mercado eléctrico es muy diferente a cualquier otro tipo de mercado debido a que el producto principal de este mercado, es decir la energía eléctrica, es un producto que caduca de forma instantánea después de ser producido derivado a la infactibilidad de ser almacenado, por lo tanto, la energía debe ser generada, distribuida y consumida

de manera instantánea, es decir, en tiempo real. El principal objetivo de los mercados eléctricos es el de calcular el precio de la energía, entre otros servicios, dentro del mercado lo cual se vuelve una tarea compleja debido a la operación en tiempo real del sistema eléctrico. Es importante remarcar que la seguridad de la operación es el aspecto más importante dentro de la operación en los sistemas eléctricos sin importar cómo se opere el mercado eléctrico.

Los operadores del sistema requieren de múltiples servicios que son necesarios para ser capaces de proveer energía de una manera confiable y económicamente eficiente, a estos servicios se les conoce como servicios conexos y tienen sus propios parámetros y precios. Los operadores del sistema hacen uso de los mercados para determinar al proveedor adecuado y para fijar los precios de estos servicios. Estos mercados incluyen al Mercado de Día en Adelanto (también conocido como mercado de día 2), el Mercado de Tiempo Real (conocido también como mercado de día 1 o mercado de balance), Mercado de Capacidad (diseñado para asegurar que exista suficiente capacidad para poder hacer frente a los picos de demanda), Derechos Financieros de Transmisión (contratos de cobertura de costos de capacidades limitadas de transmisión), Transacciones Virtuales (instrumentos financieros para crear cobertura de precio en el MDA y en el MTR) y Mercado de Servicios Conexos [8].

En la figura 3.2 se muestra el modelo de competencia mayorista del mercado eléctrico donde los suministradores, los cuales son entidades no centralizadas son los responsables de comprar la energía eléctrica a las entidades generadoras para posteriormente venderla a sus consumidores. Estas transacciones son ejecutadas en el mercado eléctrico mayorista. A los grandes consumidores se les permite comprar la energía directamente a las entidades generadoras a través del mercado eléctrico por lo cual se les denomina usuarios participantes del mercado. En este modelo las únicas actividades que quedan centralizadas son la operación del mercado de balance y la operación de la red de transmisión [9].

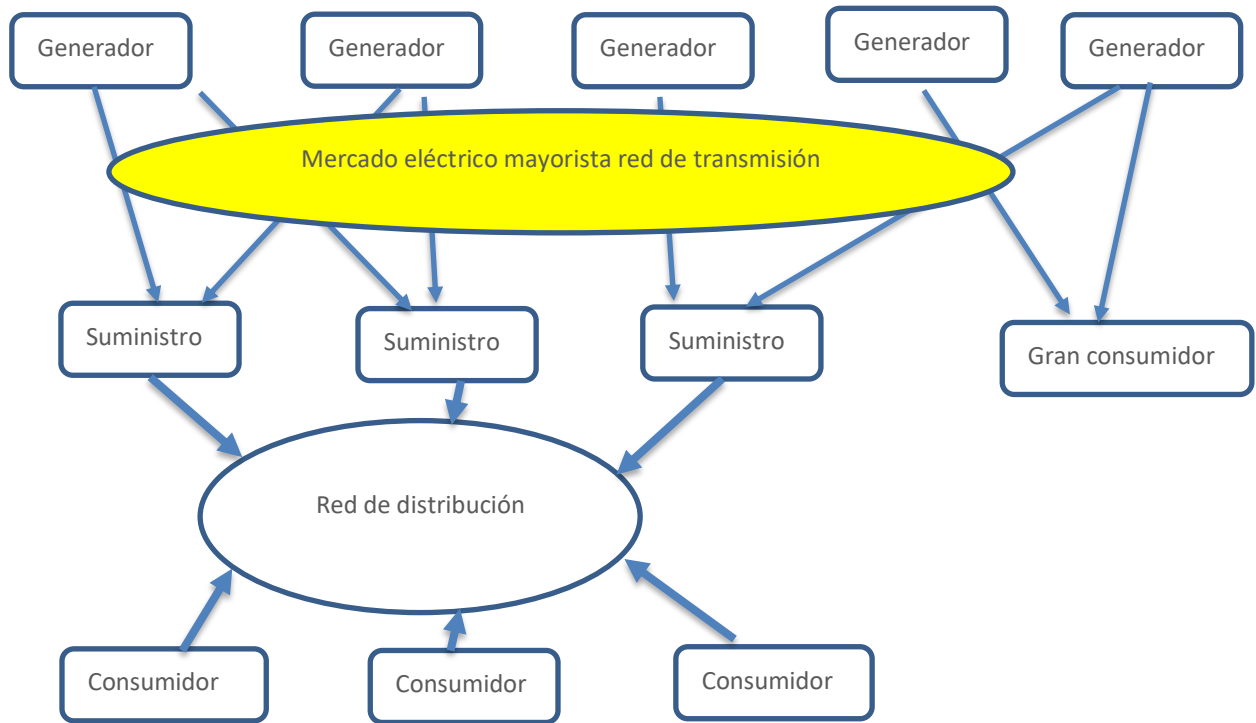


Figura 3.1: Modelo de competencia mayorista del mercado eléctrico

### 3.2.1 MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO MAYORISTA

En México, la nueva Ley de la Industria Eléctrica (LIE), que entró en vigor el 12 de agosto del 2014, permite al sector privado la libre participación en la generación y venta de la electricidad mientras que la operación y el control de la red eléctrica sigue estando a cargo del Estado. La LIE establece la creación de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) el cual es ejecutado por un Operador Independiente del Sistema (ISO) que en México es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Las autoridades encargadas de observar, supervisar y regular el MEM son la Secretaría de Energía de México (SENER) la cual funge como Ministerio de energía mexicano y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) quien es la autoridad reguladora [7].

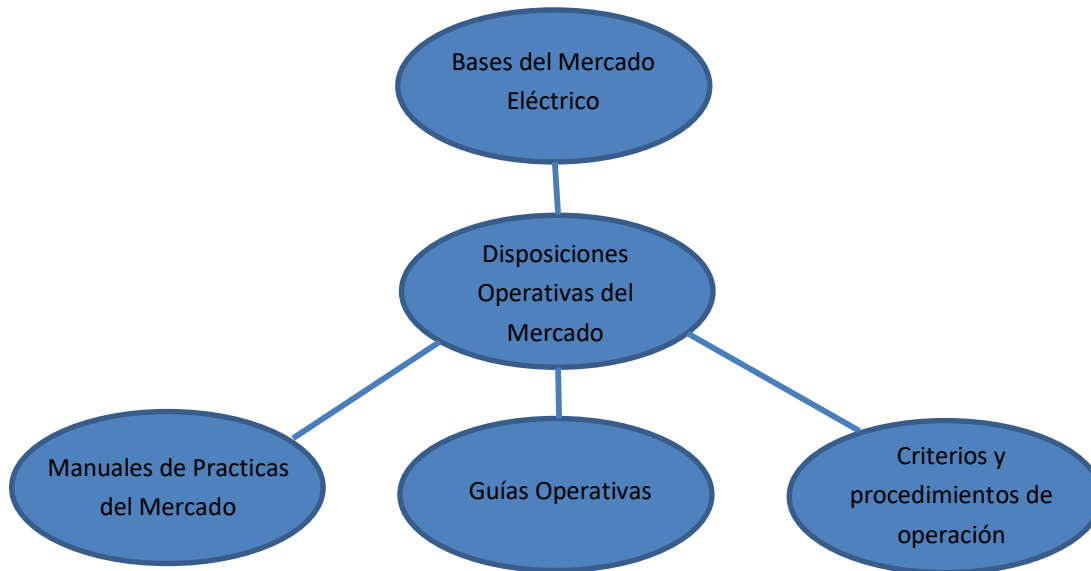


Figura 2.3: Estructura de las Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista.

En las Bases del Mercado Eléctrico indican las reglas del MEM y los principios de operación y diseño.

En las Disposiciones Operativas del Mercado se definen los procesos operativos del MEM

En los Manuales de Prácticas de Mercado se establecen las reglas para administrar, operar y planear el MEM.

En las Guías Operativas se establecen fórmulas y procedimientos que se encuentran registrados en documentos diferentes a los Manuales de Prácticas de Mercado.

En los Criterios y Procedimientos de Operación se establecen especificaciones operativas requeridas para la implementación de las Bases del Mercado Eléctrico, los Manuales de Prácticas de Mercado o las Guías Operativas.

Algunas componentes de la estructura de MEM de México son:

- Mercado de día en adelante para energía y servicios conexos.
- Mercado de tiempo real para energía y servicios conexos.
- Mercado de certificados de energía limpia.

- Subastas de energía de medio término.
- Subastas de capacidad y de certificados de energía limpia de largo término.
- Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.

De manera general la operación del MEM de México es como sigue. El CENACE determinara el despacho económico de todo el sistema después de recibir ofertas de venta y ofertas de compra de los vendedores y de los compradores de los productos del mercado. Después, para cada nodo del sistema, CENACE calculará los Precios Marginales Locales (LMP) los cuales incluirá el precio de la energía, precio de congestión, y costos debido a las pérdidas [9]. Algunos servicios conexos como las Reservas de Regulación, Reservas Rodantes y las Reservas Operativas serán suministradas de forma competitiva a través de mecanismos de mercado mientras que otros servicios como el suministro de la potencia reactiva o arranques fríos serán regulados por la CRE.

En México, la introducción de la competencia en el suministro eléctrico fue tema de controversia principalmente porque se argumentaba que esto implicaba una privatización, en se define a la privatización como el proceso por el cual las instalaciones que proveen servicios públicos son vendidas por el gobierno a inversores privados para convertirlas en empresas productivas. Sin embargo, la privatización no es un prerrequisito para la inserción de competencia dentro del mercado. El modelo de mercado mexicano implica la apertura a la competencia con industrias privadas y en el caso de México las instalaciones requeridas tanto para la generación de energía como el suministro de energía se volvieron empresas productivas, pero siguen siendo propiedad del estado, es por esto que no se puede considerar una privatización.

El Mercado eléctrico mexicano de reciente creación aún está en formación y es un ejemplo de cómo más países optan por abrir mercados de energía para disfrutar de los potenciales beneficios económicos derivados de la reestructuración que estimula la competencia [9], también es importante mencionar que la mejora de la misma es importante puesto que los costos económicos se reducirían.

### 3.2.2 RESERVAS

Debido a su naturaleza, los sistemas eléctricos deben ser operados bajo un permanente equilibrio entre generación y demanda, esto es porque la energía en grandes volúmenes no se puede almacenar; por lo tanto, la energía que se demanda en un instante de tiempo debe de ser generada en ese mismo instante.

Si la demanda supera a la generación, la frecuencia del sistema disminuye, esto es interpretado físicamente como activar un interruptor que va a originar una demanda de por ejemplo 20 MW, el sistema eléctrico debe de responder a ese incremento de demanda de manera instantánea, sin embargo los generadores no pueden incrementar su potencia de salida natural de igual manera, por ejemplo, abriendo una válvula para que fluya más vapor, entonces esa cantidad de energía adicional proviene de la energía cinética con la que cuenta la máquina y que al ser convertida de forma instantánea a energía eléctrica origina una reducción en la velocidad del generador lo que se traduce en un decremento de la frecuencia eléctrica, un proceso similar pero contrario ocurre cuando la generación supera la demanda, en esta ocasión la consecuencia será un incremento en la frecuencia del sistema eléctrico.

El dinamismo que existe en la frecuencia ante la presencia de desbalances entre generación y demanda, indica que en donde hay una diferencia a favor de la demanda disminuye la frecuencia y una diferencia a favor de la generación aumentan la frecuencia.

Grandes variaciones entre demanda y generación que pueden ser originadas por la salida inesperada de alguna unidad de generación, la pérdida de alguna línea de transmisión o incrementos de carga inesperados, requerirán de un respaldo en la capacidad de generación en corto plazo para evitar que la frecuencia se desvíe de forma considerable y que pueda llegar a originar la salida en cascada de generadores y un posible apagón eléctrico. A este tipo capacidad de generación se le denomina reserva operativa.

Los operadores del sistema procuran una reserva que debe de estar disponible para poder entregar energía en un tiempo menor o igual a 10 minutos, tradicionalmente la cantidad de esta reserva es aproximadamente el 150% de la mayor contingencia del sistema. La mayor contingencia se refiere a la cantidad de MW del generador más grande

del sistema. La reserva total de 10 minutos tiene dos componentes: la reserva síncrona o rodante y la reserva no síncrona o no rodante [7].

La integración de grandes volúmenes de energías renovables (solar y eólica principalmente) en los sistemas eléctricos, hacen que el programar la cantidad de reserva adecuadas sea más complicado debido al alto grado de estocasticidad y los errores de pronóstico asociados a este tipo de generación.

Uno de los objetivos principales del mercado eléctrico, por medio del despacho económico, es el de maximizar el beneficio social, esto se logra con la minimización de costos por el despacho de la energía haciendo que se genere con los recursos más económicos disponibles y manteniendo niveles de seguridad adecuados para la operación del sistema eléctrico. La reserva, como ya se mencionó, lleva un costo asociado; es por esto que se vuelve importante la capacidad de calcularla adecuadamente para mantener los niveles de confiabilidad del sistema sin caer en excesos que al final del día se traducen en pagos innecesarios por ella y contribuyen a la ineficiencia del mercado eléctrico.

#### 3.2.4 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS

Las reservas se clasifican por la dirección de sus acciones como: reserva de subida la cual es requerida cuando hay menos generación que demanda y puede ser obtenida por capacidad adicional de generación o por la reducción de la carga de los participantes. La reserva de bajada: es requerida cuando hay mayor generación que demanda y se puede obtener por la reducción de la potencia de generación o por un incremento en la demanda de los participantes. Las reservas también se pueden clasificar de acuerdo con su tiempo de respuesta y disponibilidad [11].

Uno de los ejemplos que se pueden mostrar, pueden de ser extremadamente rápidas para así poder contrarrestar las desviaciones de la frecuencia y de esta manera las reservas que van a remplazar a otras categorías de reservas pueden ser más lentas, de algunos 10 minutos. Para periodos más prolongados, algunos sistemas incluyen reservas de balance o suplementarias para hacer frente a los errores en los pronósticos de la demanda.

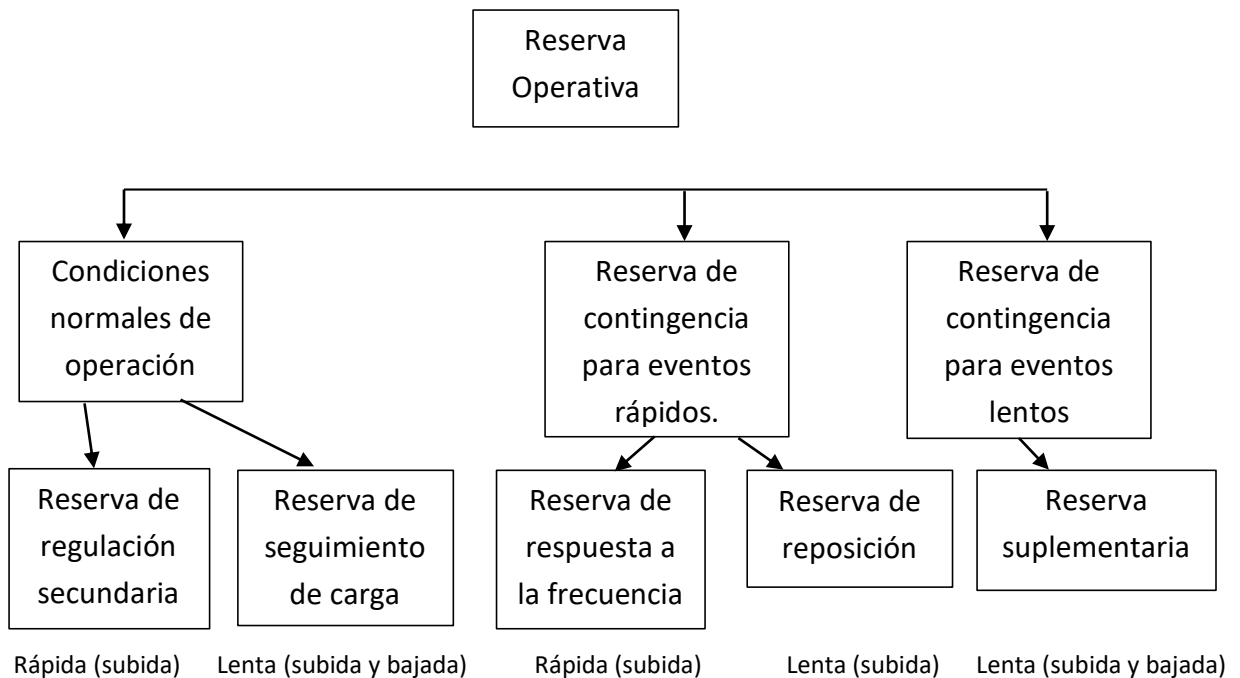


Figura 3.4: Calcificación de las reservas

En la siguiente tabla 3.1, adaptada de [20], se resumen las principales categorías de reservas encontradas en la literatura y los nombres comunes con los que se les suele referir.

Tabla 3.1: Categorización de las reservas

Nombre	Uso	Términos comunes
Reserva Operativa	Cualquier capacidad disponible para la ayuda en el balance de potencia.	
Reserva de no contingencia	Capacidad disponible para la ayuda en el balance de potencia durante condiciones normales de operación	
Reserva de regulación	Capacidad disponible durante condiciones normales de operación para la ayuda en el balance de la potencia para corregir un desbalance actual, es más rápida que cualquier corrida del despacho económico, es aleatoria y requiere de una respuesta automática Centralizada.	Regulación, control de frecuencia, control primario y secundario, reserva de regulación primaria y secundaria
Reserva de seguimiento de Carga	Capacidad disponible bajo condiciones normales de operación para corregir desbalances futuros anticipados y no requiere de una respuesta Automática centralizada.	Seguimiento de carga, Reserva de seguimiento, reserva terciaria \, reserva

		minutal, reserva programada, reserva de despacho, reserva de balance
Reserva de evento (para reserva rápida y lenta)	Capacidad disponible para eventos esporádicos que son más severos que el balance necesitado durante condiciones normales de operación.	
Reserva de contingencia	Capacidad disponible para eventos tales como salidas no planeadas de plantas generadoras, líneas de transmisión entre otros eventos	Reserva de disturbio, reserva N-1
Reserva de rampa	Capacidad disponible para ayudar en el balance de potencia durante eventos esporádicos que son más severos que el balance necesitado durante condiciones normales de operación y son usados para corregir desbalances no instantáneos.	Reserva suplementaria, reserva de balance
Reserva de respuesta a la frecuencia - Contingencia	Es una porción de la reserva de contingencia cuya respuesta es automática ante desbalances instantáneos de potencia y estabiliza la frecuencia de sistema (primaria) y regresa la frecuencia a su valor nominal (secundaria)	Reserva de control primario, droop del gobernador, reserva de control secundaria, reserva giratoria, AGC (Automatic Generator Control)

### 3.2.5 RESERVAS DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO

En el MEM mexicano existen 5 productos a la venta en el mercado corto plazo y constan de 4 diferentes reservas.

Las siguientes definiciones de las reservas del MEM de México que reconoce el CENACE son tomadas de las Bases del Mercado [10].

Reserva de Regulación Secundaria son los MW de capacidad disponibles en centros de generación eléctrica y en los recursos de demanda controlable para disminuir o incrementar sus respectivos MW de generación o absorción y deben de poder operar como regulación secundaria y estén funcionando como CAG (Control Automático de Generación).

Reserva No Rodante son los MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable desconectados de la red eléctrica los cuales no se encuentran rodando los cuales se pueden ingresar al sistema sincronizándose dentro de un tiempo determinado dependiendo el recurso.

Reserva Operativa: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable del país, estas contemplan la reserva rodante y la no rodante.

Reserva Rodante: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable que pueden ser sincronizadas a la red en lapsos muy cortos de tiempo los cuales se mantienen rodando.

Reserva Suplementaria: Capacidad en MW de equipos eléctricos o Recursos de Demanda Controlable los cuales tienen un tiempo de sincronismo mayor al de la reserva operativa.

### 3.2.6 MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE LAS RESERVAS EN MERCADOS ELÉCTRICOS

Para la estimación de las reservas necesarias un aspecto crucial de la operación de cualquier sistema eléctrico actual el cual toma mayor relevancia ante la presencia de la incertidumbre asociada con las fuentes renovables. Es significativo contar con una metodología adecuada para calcular los requerimientos de reserva que puedan manejar los riesgos asociados a las mismas [15].

Existen dos grupos principales de metodologías para la evaluación de los requerimientos de reservas del sistema, uno es el de los métodos analíticos (más adecuados para mercados de corto plazo) y otro es de los métodos de simulación (más adecuados para mercados de largo plazo).

Los métodos analíticos consisten en analizar el comportamiento del sistema a través de un modelo matemático evaluando la confiabilidad del sistema por medio de la convolución de la generación y la demanda y calcular los valores esperados de los índices de confiabilidad tales como la probabilidad de la pérdida de carga.

Los métodos de simulación están basados en simulaciones cronológicas y no cronológicas las cuales calculan los índices de confiabilidad por medio de muestreo de escenarios aleatorios de los estados del sistema [12]. Los trabajos actuales consisten en

ampliar estos métodos para incluir la generación con fuentes renovables y las variaciones en la demanda.

Considerando la entrada de fuentes de generación estocásticas es claro que los errores en el pronóstico tendrán un importante rol en la determinación de las necesidades de las reservas operativas, es debido a esto que las reglas determinísticas pueden no llegar a asegurar la reserva adecuada que el sistema requiere durante ciertos periodos y en otros pueden presentar un exceso en la reserva asignada al sistema. [10] El problema entonces radica en encontrar una forma de estimar la reserva operativa que el sistema requiere durante el transcurso del día, una herramienta para evaluar esto es por medio de la obtención del Margen de Generación del sistema que tome en cuenta las incertidumbres de las generaciones y de las demandas.

### 3.3 MODELO PROBABILÍSTICO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA.

Método basado en el artículo “Evaluación del Margen de Reserva para Sistemas de Generación Usando el Método Probabilístico”.

En él se muestra el margen de reserva, determinado por el método probabilístico es presentado en relación con el método determinístico, para que se facilite al planeador de sistema desarrollar el plan de desarrollo de la planta. Para el margen de reserva utiliza la formula (1).

$$RM = \frac{CI - CP}{CP} \quad (1)$$

Donde,

*RM* es porciento de margen de reserva

*CI* es capacidad total instalada

*CP* es carga pico

Para cada cálculo en (1) existe una serie de pasos a seguir:

1. Determinar el caso base de generación e información de carga.
2. Definir criterio de LOLE (Loss of Load Expectation) en español Pérdida de Carga Esperada, por ejemplo 0.1, 1 y 3 días/año.

3. Determinar la capacidad genérica, por ejemplo 250, 500 y 750 MW.
4. Determinar niveles de demanda pico.
5. Ingresar capacidad genérica hasta que LOLE sea apenas menor que el criterio especificado.
6. Calcular el margen de reserva usando (1).
7. Repetir los pasos 4-6 para todas las cargas pico consideradas.

Con este método propuesto la cantidad apropiada de margen de reserva sería una guía para diseñar un sistema de generación de una manera más eficiente.

Para la - asegurar un adecuado suministro de energía eléctrica.

La generación se divide en capacidad operativa la cual se relaciona con la evaluación a largo plazo y la capacidad estática se relaciona con la evaluación a corto plazo.

En un corto plazo la generación puede ser considerada como la parte instalada que se debe construir con principal objetivo a las necesidades del sistema y de esta forma se deberá planear. Por otro lado, la generación a largo plazo tiene la característica de suplir como respaldo al SEN ante la contingencia sencilla más severa y esta debe de ser suficiente para cubrir el tiempo que dure el evento en el sistema. Durante un largo tiempo se ha desarrollado modelos que simulan estos eventos y se realizan para medir la generación planeada vs la instalada.

Al usar cierto porcentaje de energía de reserva es importante realizar una comparación de la capacidad relativa de las diversas fuentes ya sean ajenas al sistema afectado. La realidad es que cada sistema eléctrico es diferente, aunque los picos de carga sean de la misma magnitud o muy similares los tamaños de instalación de generación, tipos de generación, la planeación de cada sistema es completamente diferente por lo tanto tendrán diferentes respuestas ante disturbios.

Los siguientes parámetros del sistema consisten en bases matemáticas analíticas que ayudan a determinar la planeación del sistema:

- La capacidad de interconexión a más generación o carga,
- Tamaño del sistema.
- Efectos del tamaño del sistema.
- Diseño de unidades generadoras.

- Mantenimientos.
- Otros parámetros del sistema.

La generación de reserva no excederá a la capacidad de generación de la unidad más robusta del sistema sumado a un porcentaje fijo que se relaciona a la capacidad total del sistema.

Los modelos de carga y de generación se combinan para crear un modelo de riesgo. Estos modelos típicamente no incluyen las restricciones de líneas de transmisión, ni las deficiencias en las máquinas de generación, Sin embargo, dan como resultado eficiencia y la capacidad del sistema.

El FOR es la probabilidad que se tiene en un sistema de salidas inesperadas de unidades de generación y esta definida como la indisponibilidad.

El FOR es bueno para sacar estimaciones en algunos casos cuando la operación tiene ciclos de trabajo largos, cuando los ciclos son cortos el FOR no nos proporciona adecuadas estimaciones.

Las unidades de generación al ser trabajadas al 100% alcanzando sus picos de generación para abastecer la demanda tendrán menos tiempo de operación y más problemas de paro y arranque, esto debe ser tomado en cuenta para determinar las futuras indisponibilidades.

Existen diversos motivos de probabilidades de falla, uno de ellos es pérdida de demanda o de carga, y se obtiene de a ecuación de distribución que se muestra en la ecuación 1.

$$b(x_1 n_1 \theta) = \binom{n}{x} \theta^x (1 - \theta)^{n-x}, x = 0, 1, 2, 3, \dots, n \quad (1)$$

Se usa la probabilidad discreta del número de éxitos en una secuencia de n experimentos independientes e idénticos, cada uno de los cuales tiene probabilidad  $\theta$  de ocurrir.

Siendo las combinaciones de n en x:

$$\binom{n}{x} = \frac{n!}{x! (n - x)!} \quad (2)$$

x Plantas no disponibles

n: Número de plantas totales del sistema

$\theta$ : FOR

### 3.3.1 TIPOS DE MODELOS PROBABILÍSTICOS PARA ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD

Probabilístico, se define como la toma de muestras en un periodo de tiempo para realizar estimaciones.

Se tiene que tomar en cuenta que en el sistema eléctrico existen elementos que pueden ser considerados como reparables o no reparables

#### 3.3.1.1 SISTEMA NO REPARABLE:

Al ocurrir un evento o falla, el elemento afectado se retira de operación y al probarlo y dictaminar que ya no cumple sus funciones.

#### 3.3.1.2 SISTEMA REPARABLE:

Al ocurrir un evento o falla, el elemento afectado antes de retirarlo de operación se prueba y al dictaminar su estado de operación si aún se encuentra en condiciones normales se regresa a operación o si existe la posibilidad de reemplazar alguno de sus elementos se realiza.

Un sistema reparable puede tener partes o subsistemas reparables y no reparables. Dependiendo de la tasa de fallas encontrada en los registros operativos debe escogerse la distribución de probabilidad que modele los tiempos para falla del componente.

**El modelamiento probabilístico de sistemas de potencia maneja cuatro tipos básicos que son descritos a continuación:**

#### 3.3.1.3 MODELO INTERNO

Es probabilístico, se determinan las variables del fenómeno que hacen que el elemento pase de bueno a fallado, se interviene el elemento y se analiza sus componentes internos.

#### 3.3.1.4 MODELO EXTERNO

Es probabilístico, se determinan las variables del fenómeno que hacen que el elemento pase de bueno a fallado, sin que se intervengan los componentes internos.

Este tipo de modelo es completamente estadístico y plantea modelos de dos estados o de múltiples estados los que a continuación se abordan.

### 3.3.1.5 MODELO DE DOS ESTADOS

Aquí solamente se abordan el estado fallado y el estado bueno el cual es el modelo más común.

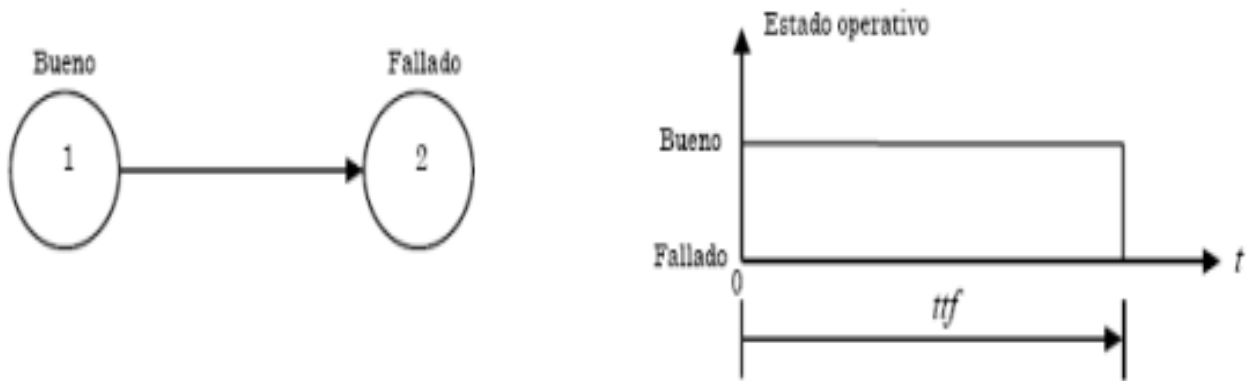


Figura 3.5 estados para un componente no reparable y su secuencia operativa en el tiempo

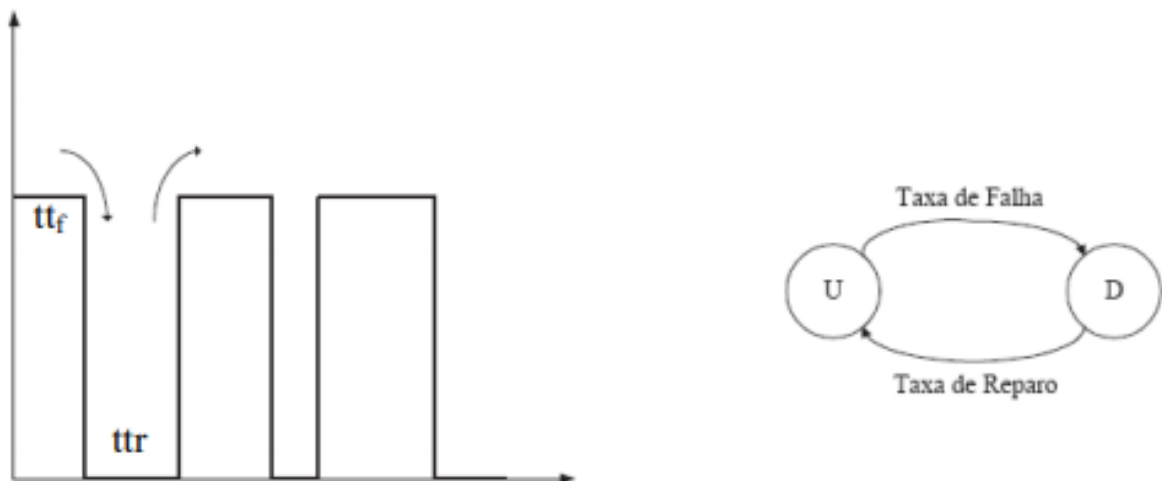


Figura 3.6: Diagrama de dos estados para un componente reparable y su secuencia operativa en e tiempo

En  $t$  se refiere a un periodo de tiempo que se encuentra con respecto a 0.  $T$  nunca será un instante del tiempo.

### 3.3.1.6 MODELO MULTI-ESTADO

se definen varios estados operativos de interés. Cuando solo es posible la transición entre estados adyacentes, este modelo se denomina “proceso de nacimiento y muerte”. Se utilizan procesos estocásticos.

### 3.4 PARÁMETROS PROBABILÍSTICOS PARA ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD

Se define como tasa de reparación de componentes ( $\mu$ ) al número de eventos de reparación de la función del elemento fallado.

Se define como tasa de falla ( $\lambda$ ) a la ecuación del número de eventos de los elementos en el tiempo, En confiabilidad se sigue la curva “(bath-tub)” para representar la vida de un elemento ante fallas.

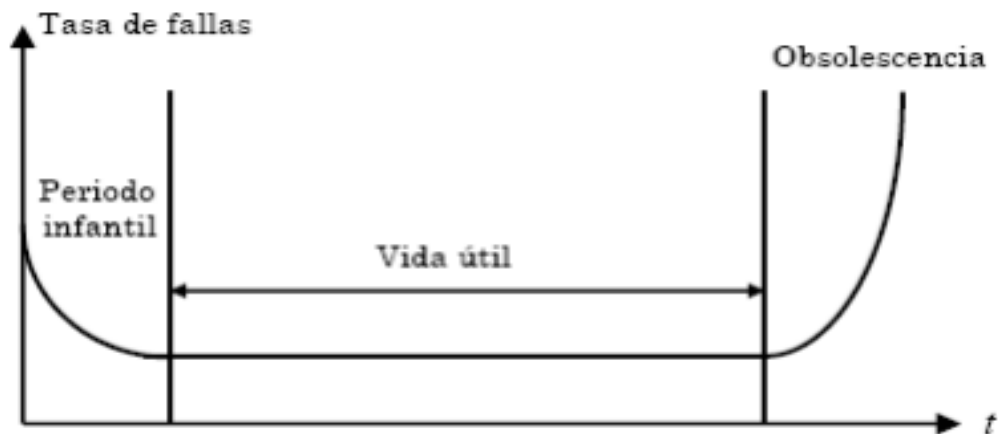


Figura 3.7 Tasa de fallas de un componente

Esta curva tiene 3 periodos:

Infantil: el número de fallas se disminuye con el paso del tiempo y estas son atribuidas a errores del fabricante

Vida útil: El número de fallas es constante. Las fallas ocurren de manera aleatoria.

Obsolescencia. En esta etapa el número de fallas crece de forma exponencial con el tiempo.

El tiempo promedio para fallas se rige de acuerdo a la ecuación 3.

$$\overline{t_{falla}} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n t t f_t \quad (3)$$

$n$ : Número de muestras para tiempos de falla

$t t f_t$ = Tiempos de falla.

Para aplicar la ecuación se requiere tener una muestra de  $n$  tiempos para falla, no se requiere conocer el tamaño de la población de componentes, lo cual es muy útil si ésta es infinita.

Si previamente se ha calculado la tasa promedio de fallas  $\lambda$ , el tiempo promedio para falla se puede calcular como:

$$\overline{t_{falla}} = \frac{1}{\lambda}$$

En esta distribución es donde se cumple esta relación, la tasa de fallas es periódica. [10]

la “(ORR, Outage Replacement Rate)” es el número de reemplazos que se tienen que desconectar. tienen una distribución exponencial ya que presenta una tasa de eventos periódica.[10]

Es posible demostrar que la probabilidad que el sistema se encuentre en los estados de operación y de falla, son los siguientes respectivamente:

$$P_{1(t)} = \frac{\mu}{\mu|\lambda} + \frac{\mu}{\mu|\lambda} e^{-(\mu+\lambda)t} \quad (4)$$

$$P_{2(t)} = \frac{\mu}{\mu|\lambda} - \frac{\mu}{\mu|\lambda} e^{-(\mu+\lambda)t} \quad (5)$$

$\lambda$  : Tasa de falla.

$\mu$  : Tasa de reparación.

$t$ =Tiempo para reemplazar el generador en servicio

Tomando un tiempo  $t$  muy corto, tenemos que  $\mu \approx 0$  y haciendo una expansión en series de Taylor, tenemos:

$$P_{2(t)} = \lambda t = ORR \quad (6)$$

Tasa forzada de salida de generador: El ORR es el porcentaje de probabilidad que tiene los generadores de fallar y esta no pueda ser cambiada en un periodo de tiempo denominado t y este se encuentra asociada al “FOR, Forced Outage Rate” el cual es ampliamente usado en planeación. La diferencia con respecto a ORR es la dependencia con respecto al tiempo, o sea, se verá directamente afectado por el tiempo.

Indisponibilidad:

$$P_{1(t)} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu}$$

$$FOR = \frac{\sum \text{down time}}{\sum[\text{down time}] + \sum[\text{up time}]} \quad (7)$$

Disponibilidad:

$$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda}$$

$$A = \frac{\sum \text{down time}}{\sum[\text{down time}] + \sum[\text{up time}]} \quad (8)$$

Donde:

$\lambda$  : Tasa de falla esperada.

$\mu$  : Tasa de reparación esperada.

m: Tiempo de falla ( $1/\lambda$ ).

r: Tiempo de reparación ( $1/\mu$ )

m+r: Tiempo entre fallas ( $1/f$ ).

$f_1$ : Ciclo de frecuencia ( $1/T$ ).

$T_1$ : Ciclo de tiempo ( $1/f$ ).

### 3.4.1 MODELO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

La indisponibilidad como modelo y la disponibilidad están asociadas con un modelo bastante simple de 2 estados y se encuentran asociados a la carga ya sea en operación normal o forzada. [10]

### 3.4.2 MODELO DE RESERVA OPERATIVA FLEXIBLE.

Este modelo se encuentra en el artículo “Modelo de Reserva Operativa en el Mercado Energético” [7]. Este modelo explica que la cantidad de reserva operativa es determinada por reglas de despacho que requieren una reserva operativa mayor que la capacidad del generador más grande y una fracción de la carga pico. Este método es fácil de implementar, pero no maximiza el bienestar social de la reserva operativa en un mercado energético desagregado.

La mayoría de los mercados energéticos asumen que la capacidad requerida es predeterminada, lo que significa que la demanda de reserva operativa es inflexible. Por lo que en este artículo la supone flexible y se debería optimizar dependiendo de la relación costo-beneficio y así compensar al mercado de reserva operativa. En los mercados la reserva operativa es una mercancía por lo que propone un método para compensar la reserva operativa basada en una evaluación de confiabilidad.

Sin tener en cuenta una capacidad de reserva predeterminada, lo más importante es encontrar una reserva operativa óptima que maximiza el beneficio social  $B$  o minimiza el costo social  $L$ . Así con (2) tenemos la condición necesaria para la capacidad óptima de reserva.

### 3.5.1 RESERVA DE PLANEACIÓN:

El PIIRCE realiza una optimización en base al modelo para lograr saber qué tipo de central se debe instalar dependiendo del tamaño, tipo, capacidad y da una fecha de entrada en operación aproximada, también da los refuerzos de red asociados que deben de instalarse. En planeación el “VIRPE-RP” se considera como valores eficientes y para valores mínimos se utiliza “VIRPm-RP”. En el modelo “PIIERCE” se encuentran las fórmulas para los montos de inversión, operación y mantenimientos preventivos, hidrocarburos y energía no suministrada. Las restricciones

están relacionadas al balance, límite de potencia, metas de energías limpias y reserva de planeación.

Esta última se encuentra dentro de la formulación matemática de Costos de Inversión como se puede observar a continuación.

$$C_{INV} = \sum_{Y=1}^{15} \sum_{i=1}^{k(y)} \frac{CI_{i,y}}{(1+r)^y} X_{i,y}$$

$y$  “años: 1=2018, ..., 15=2032”

$r$  “tasa de descuento aplicable” [10%]

$k(y)$  “número de unidades candidatas a instalarse en el año”

$CI_{i,y}$  “costo de inversión instantáneo (overnight) al inicio de operación para cada unidad  $i$  en el año” [dólares]

$X_{i,y}$  “unidades de generación  $i$  en el año  $y$ ”

$$\sum_{i=1}^{N(y)} CI_{i,y} \geq d_{B,y} \left(1 + \frac{MR_y}{100}\right); \forall y = 1, \dots, 15 \quad (12)$$

$CI_{i,y}$  “capacidad instalada de la unidad  $i$  en el año” [MW]

$d_{B,y}$  “demanda por balance en el año  $y$  [MW]”

$MR_y$  “reserva de planeación en términos de margen de reserva en el año” [9]

Es así como la adquisición de potencia se determina por la demanda de los centros de carga en las horas críticas del SEN y de la Reserva de Planeación mínima y eficiente prevista en la Política de Confiabilidad del Diario Oficial de la Federación [9], los valores de esta reserva de planeación son los que se ven en la tabla 2:

Tabla 1.2: Índices de las reservas de planeación

Zonas de Potencia	En términos de Requisito de Potencia (VIRPm-RP)	En términos de Requisito de Potencia (VIRPe-RP)
Nacional	7.7%	15.8%
Baja California	8.6%	16.4%
Baja California Sur	13.8%	32.7%

3.8.3 RESERVA OPERATIVA: Esta se expresa en MW de las unidades de generación existentes en las centrales y a los recursos de “demanda controlable” para que al momento de necesitar más generación el SEN estas unidades se sincronicen y así satisfacer su demanda, combina reserva rodante y no rodante. Esta reserva es utilizada por el CENACE para asegurar la Confiabilidad del SEN ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa [10]. El Código de Red establece los niveles de reserva operativa que determinan los distintos estados operativos del SEN, se puede ver en la tabla 2:

Tabla 3.3: Índices de las Reservas Operativas

Estado Operativo	Reserva Operativa SIN	Reserva Operativa Otros
Normal	$\geq 6\%$	$\geq 11\%$
Alerta	$3\% \leq RO < 6\%$	$4\% \leq RO < 11\%$
Emergencia	$RO < 3\%$	$RO < 4\%$
Restaurativo	N/A	N/A

Para calcular el estado normal, se debe de medir las horas en los que la reserva operativa fue igual o mayor a los porcentajes correspondientes al estado operativo normal, y se divide en las horas del periodo a evaluar. Para el cálculo del indicador, el CENACE no considera los primeros 105 minutos posteriores a eventos de pérdida de

generación, en los que se haya tenido que hacer uso de la reserva y en los que la reserva operativa sea menor al 6% de la demanda del sistema de esa hora. [10]

#### 3.8.4 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

A partir de la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) el 11 de agosto de 2014, al Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) le corresponde proponer ante la secretaria de Energía (SENER) y a la Comisión Reguladora de Energía CRE en su “programa de ampliación y modernización de la red Nacional de transmisión” (RNT) y de las “Redes Generales de Distribución” (RGD) que pertenecen al “Mercado Eléctrico Mayorista” (MEM). [11]

El proceso de planeación toma en cuenta varios factores que varían con el tiempo, como evolución de la demanda, generación de recursos renovables intermitentes, precio de combustibles, etc.

Es una planeación muy compleja, para hacerla más comprensible este proceso se trabaja en plazos de corto, mediano y largo plazo.

En el horizonte de corto plazo la estructura de la red y la generación son bien conocidas. En este periodo se hacen ajustes dependiendo de las condiciones de las variables e información de inicio de operación de proyectos, se confirman o ajustan fechas de Programa Indicativo de Instalación y Retiros de Centrales Eléctricas (PIIRCE). Se analizan condiciones de operación en corto plazo, en base a los pronósticos de consumo y demanda, los estudios referentes al estado estable, estudios de optimización o de flujos óptimos, estudios de confiabilidad y de estabilidad en la red ante disturbios. [11].

En el horizonte de mediano plazo se tiene una visión detallada del PIIRCE. Los proyectos se encuentran en proceso de decisión, se cuenta con la información de las nuevas cargas de las centrales eléctricas y la ubicación de estas. Se hacen estudios de estado estable y en casos aplicables de estabilidad transitoria. Se calculan los costos de los proyectos del programa de Ampliación de la RNT y RGD, y muy importante se revisa la misión del código de red mexicano vigente. [11]

### 3.8.5 MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO

El Sistema Eléctrico Nacional consta de 4 subsistemas: sistema eléctrico de baja california norte, sistema eléctrico de Mulegé, sistema eléctrico de baja california sur y el Sistema Interconectado Nacional es una red enorme de electricidad, ya que abarca desde Puerto Peñasco, Sonora hasta Cozumel, Quintana Roo; por lo que de su correcto funcionamiento depende la mayoría del país.

La CFE era el único organismo facultado para comercializar la energía eléctrica del país, en el 2013 con la LIE nació el MEM para poder anexar nuevos participantes a la SEN y garantizar precios competitivos para todos los consumidores. El sector privado tiene la oportunidad de ser generador, suministrador y comercializador de electricidad directamente con sus clientes.

Los productos que se comercializan en el MEM son la energía eléctrica, certificados de energía limpia CEL, servicios conexos, potencia y derechos financieros de línea de transmisión [11]. Las personas morales que quieran ser parte del MEM deberán tener un registro ante la CRE y cumplir algunos requisitos como una demanda mayor o igual a 1 MW, estos pueden estar en 6 diferentes modos: “Generador, Usuario Calificado, Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados, Suministrador de Último Recurso y Comercializador no Suministrador”, siempre y cuando cumplan los requisitos que marca la ley para ser Participantes del Mercado. [11]

Para garantizar la calidad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la Secretaría de Energía (SENER) configuró un esquema regulatorio muy completo que les permite a los Participantes de Mercado realizar operaciones de comercialización en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), siempre de forma segura y ordenada.

Uno de estos costos regulados son los Servicios Conexos: se trata de todos los servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y que son necesarios para garantizar su correcto funcionamiento.

Vamos a ponerlo de forma sencilla: si la energía es el producto principal, los Servicios Conexos son Productos Asociados que responden a necesidades de la operación del SEN, y cuyo objetivo es brindar la certeza de que siempre habrá forma de

generar, transmitir, y distribuir la energía que necesitas de forma continua, confiable y segura.

Para entenderlos mejor, empecemos por desglosar y explicar cada uno de los Servicios Conexos, mismos que están clasificados como aquellos suministrados a través del MEM, y los no incluidos en el MEM.

En el MEM los servicios conexos se refieren a:

1. Reserva de Regulación Secundaria: cuándo el sistema lo requiera estos generadores deberán tener capacidad en MW disponible para poder disminuir o aumentar su generación ante algún disturbio o por necesidades del sistema.
2. Reserva Rodante: Durante periodos de tiempo que el SEN necesite una mayor capacidad de generación, esta reserva será la indicada para poder echar mano y solventar las necesidades de generación del SEN ya sea ante un evento o por necesidades del mismo sistema.
3. Reserva No Rodante: Son centrales que no están rodando y al mismo tiempo son capaces de entrar al sistema en cuestión de minutos y despachar su energía rápidamente.
4. Reserva Operativa: Esta combina la reserva rodante y la no rodante.
5. Reserva Reactiva: Es la compensación reactiva disponible para incrementar o disminuir el perfil de voltaje en nodos determinados en base a la condición operativa dada por el sistema.
6. Reserva Suplementaria: Puede ser no rodante o rodante y los generadores en esta modalidad deben de aumentar o disminuir su capacidad de generación en periodos dados de tiempo y estos serán mayores al tiempo de la reserva operativa.

Los Servicios Conexos que no están incluidos en el MEM son servicios suministrados por el sistema según los requerimientos que emita el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y serán facturados de acuerdo a las Tarifas Reguladas que determina la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Los Servicios Conexos no incluidos en el MEM, son los siguientes:

1. Respaldo: Es el servicio por el cual se busca cubrir las disminuciones en la capacidad de provisión de energía, ya sea programada o forzada, por parte de los generadores que operan bajo Contratos de Interconexión Legados (CIL).

2. Arranque de Emergencia: Es la capacidad que posee una planta de generación de energía eléctrica para reiniciar sus operaciones de manera aislada, a través del uso de fuentes auxiliares propias de suministro de energía de emergencia; este tipo de arranque también es conocido como “Arranque negro”.
3. Operación en Isla: Es una condición operativa con los requerimientos mínimos de calidad, confiabilidad y seguridad que efectúa una unidad generadora para trabajar de forma aislada y satisfacer una demanda de un segmento de la red de transmisión o distribución, que está separado del resto del SEN por la ocurrencia de una contingencia.
4. Conexión a Bus Muerto del Sistema: Es la conexión segura que efectúa una unidad generadora con su equipo de maniobra a una barra o bus desenergizado (sin potencial eléctrico) de la Subestación Eléctrica propia o más cercana.
5. Potencia Reactiva: Consiste en la inyección o absorción de Potencia Reactiva (MVAR) de la red por encima de los requerimientos, a fin de garantizar que los niveles de voltaje en todos los nodos del sistema estén dentro de los límites aceptables y, con ello, asegurar que el sistema de transmisión opere eficientemente.
6. Reservas Reactivas: Es el préstamo del servicio de Potencia Reactiva en calidad de reserva, con el fin de asegurar la absorción o inyección de Potencia Reactiva a la Red en todo momento [8].

Es así como el Mercado, a través de los Servicios Conexos garantiza que, frente a cualquier contingencia, el SEN pueda mantener su integridad y buen funcionamiento, permitiendo así que siempre puedas contar con la energía que necesitas.

El CENACE tiene la capacidad de monitorear en tiempo real mediante el SCADA la demanda del SEN, la generación del SEN y el balance entre la generación y el consumo de energía y esto lo realiza con principios de calidad, de eficiencia, y de confiabilidad.

El proceso por el cuál pasa la energía para ser despachada y posterior consumida es un proceso en el cual se involucran varios participantes del mercado como los generadores,

los transportistas, distribuidores, y finalmente los centros de carga. De esta forma se contribuye al bienestar y progreso social de México.

### 3.8.6 MARGEN DE RESERVA

Cada día, la generación oferta la potencia necesaria al sistema eléctrico para satisfacer la demanda. Debido a su naturaleza los sistemas eléctricos deben ser operados bajo un equilibrio entre generación y demanda. Este balance no se puede mantener de manera perfecta. La energía caduca en el instante en que es producida, esto es porque la energía no se puede almacenar a gran escala.

La demanda va incrementándose producto de desarrollo económico y crecimiento para atender estas necesidades el SEP cuenta con un margen de reserva operativo.

El objetivo de los operadores de generación de “electricidad es que se atienda esta demanda con seguridad, eficiencia, calidad, confiabilidad y economía. Al asegurar esas condiciones implica que los proyectos se desarrollen procesos adecuados de planificación del sector eléctrico, asegurando las inversiones necesarias, aparejadas a las previsiones de crecimiento de la demanda” [8].

Por ejemplo, si la demanda supera la generación, la frecuencia del sistema disminuye.

El sistema debe responder a ese incremento de demanda de manera instantánea, pero los generadores no pueden aumentar su potencia de salida tan fácilmente, entonces esa cantidad de potencia necesaria viene de la energía cinética con la que cuenta el generador y que al ser convertida en energía eléctrica se traduce en una disminución de la frecuencia eléctrica. Al contrario de lo que sucede cuando la generación supera a la demanda, donde la frecuencia aumenta.

La mejora de asignación del margen de reserva asegura que los suministradores de reservas operativas reciban un pago cuando la reserva ayuda a mejorar la confiabilidad del sistema, en vez de hacerlo cuando el sistema se encuentre en escasez. Así con esta mejora en reservas y energía se pueden perfeccionar la toma de decisiones para operaciones en tiempo real y desarrollo en un futuro.

Como se ilustra en la figura donde por medio de una balanza se ilustra mejor la ganancia o pérdida de frecuencia debido al desbalance entre generación y carga.

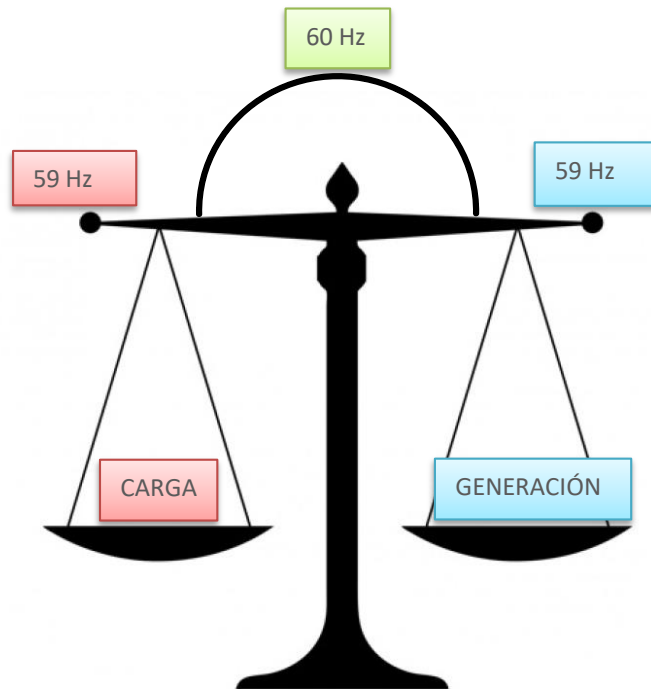


Figura 3.8: Aumento o incremento de frecuencia por relación generación-carga

Pueden existir variaciones muy grandes, tal vez originadas por alguna pérdida de una unidad de generación o una línea de transmisión, o un aumento de carga muy grande. Por lo que se requeriría un respaldo en la capacidad de generación. A esta generación de respaldo se le conoce como reserva operativa.

Así este margen de reserva operativo se define como la reserva rodante del sistema más la generación que puede ser conectada en un periodo de tiempo determinado, más la carga que puede ser interrumpida dentro del mismo periodo de tiempo. En Estado Operativo Normal, para que el SEN pueda ser confiable en el balance entre carga y generación, se necesita que el MRO permita mantener la frecuencia según lo definido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos para evitar la afectación de los centros de carga ante la contingencia sencilla más severa.

Los operadores del sistema procuran entregar una reserva que debe estar disponible para poder entregar energía en un tiempo menor o igual a 10 minutos, casi siempre la cantidad de esta reserva es aproximadamente el 150% de la contingencia sencilla más severa, esta contingencia se refiere a la cantidad de MegaWatts del generador más grande del sistema. Esta reserva tiene dos componentes, la reserva rodante y no rodante.

La reserva rodante de 10 minutos son generadores y cargas que están conectadas al sistema y su tiempo de respuesta es menor de 10 minutos. Ante un disturbio los generadores conectados actúan de manera automática para evitar variaciones de frecuencia.

La reserva no rodante de 10 minutos es la generación del sistema que no está conectada al sistema pero que puede ser convertida en energía y su tiempo de respuesta es menor a 10 minutos. Estas dos reservas deben ser igual a requerimiento total de reserva de 10 minutos, por ejemplo, si el total es de 150% de la contingencia sencilla más severa, la reserva rodante sería del 100% y la no rodante del 50%.

La generación por medio de energías renovables, en especial la solar y eólica, hace que tener una reserva adecuada sea más difícil debido a la inestabilidad de estas energías.

Al ser un mercado eléctrico, se busca el beneficio económico. Esto se logra con minimizar costos de generación y manteniendo niveles de seguridad y confiabilidad altos para la operación. La reserva lleva un costo asociado, por eso se vuelve importante el poder calcularla adecuadamente para que el sistema sea confiable, pero sin tener un exceso innecesario, lo que llevaría a pagos innecesarios y la ineficiencia de un mercado eléctrico.

En el MEM podemos encontrar 4 tipos de reservas que se abastecen de cinco productos que se venden en el mercado de corto plazo, como se puede observar en la Tabla. [12]

Tabla 3.4: Tipos de Reservas en el MEM

Tipo de reserva que se necesita	Productos ofertados que pueden cumplir con este requisito	Concepto utilizado en liquidaciones
Reservas de regulación secundaria de frecuencia	Reservas de regulación secundaria de frecuencia	Reservas de regulación secundaria de frecuencia
Reservas rodantes	Reservas de regulación secundaria de frecuencia Reservas rodantes de 10 minutos	Reservas rodantes de 10 minutos
Reservas operativas	Reservas de regulación secundaria de frecuencia Reservas rodantes de 10 minutos Reservas no rodantes de 10 minutos	Reservas no rodantes de 10 minutos
Reservas suplementarias	Reservas de regulación secundaria de frecuencia Reservas rodantes de 10 minutos Reservas no rodantes de 10 minutos Reservas no rodantes suplementarias	Reservas rodantes suplementarias Reservas no rodantes suplementarias

Las siguientes definiciones de las reservas del MEM de México que reconoce el CENACE son tomadas de las Bases del Mercado [13].

1. “Reserva de Regulación Secundaria: cuándo el sistema lo requiera estos generadores deberán tener capacidad en MW disponible para poder disminuir o aumentar su generación ante algún disturbio o por necesidades del sistema.
2. Reserva Rodante: Durante periodos de tiempo que el SEN necesite una mayor capacidad de generación, esta reserva será la indicada para poder echar mano y solventar las necesidades de generación del SEN ya sea ante un evento o por necesidades del mismo sistema.
3. Reserva No Rodante: Son centrales que no están rodando y al mismo tiempo son capaces de entrar al sistema en cuestión de minutos y despachar su energía rápidamente.
4. Reserva Operativa: Esta combina la reserva rodante y la no rodante.

5. Reserva Reactiva: Es la compensación reactiva disponible para incrementar o disminuir el perfil de voltaje en nodos determinados en base a la condición operativa dada por el sistema.
6. Reserva Suplementaria: Puede ser no rodante o rodante y los generadores en esta modalidad deben de aumentar o disminuir su capacidad de generación en periodos dados de tiempo y estos serán mayores al tiempo de la reserva operativa.

### 3.9 MODELOS PARA ASIGNAR EL MARGEN DE RESERVA OPERATIVA EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

Es importante contar con una metodología adecuada para calcular los requerimientos de reserva para operar de manera confiable el sistema eléctrico. Cuando se tiene una generación de fuentes renovables, se ha mencionado antes, estas tienen un grado de incertidumbre.

Existen dos tipos de metodologías para la evaluación de asignación de margen de reserva:

- Métodos analíticos (corto plazo)

Los métodos analíticos consisten en describir el comportamiento del sistema a través de un modelo matemático evaluando la confiabilidad del sistema por medio de la convolución de la generación y la demanda y calcular los valores esperados de los índices de confiabilidad tales como la probabilidad de la pérdida de carga.

- Métodos de simulación (largo plazo)

Los métodos de simulación están basados en simulaciones cronológicas y no cronológicas las cuales calculan los índices de confiabilidad por medio de muestreo de escenarios aleatorios de los estados del sistema.

Por su bajo requerimiento computacional, los métodos analíticos son los más adecuados para periodos cortos o tiempos de operación debido a que se deben tomar decisiones rápidas acerca de los requerimientos de reserva en periodos cortos de tiempo. De hecho, hasta tiempos recientes, los métodos empleados por los ISO's para determinar los requerimientos del sistema eran determinísticos. La incertidumbre en los sistemas

eléctricos de potencia es confrontada por medio de generación adicional obtenida de las reservas operativas.

Antes de la inversión de fuentes de generación no convencional se solía utilizar métodos determinísticos para asignar la reserva que se estimaba iba a ser la necesaria de acuerdo con valores históricos en los errores de pronóstico; algunas de estas reglas de asignación consistían en mantener como reserva operativa una cantidad de potencia igual a la potencia de la unidad generadora más grande operando en ese momento, a esto se le suele llamar la regla de contingencia de N-1 unidades, esta regla se encarga de proteger al sistema ante la contingencia más severa en la salida inesperada de una unidad generadora. Otra estrategia regla es la de fijar como reserva operativa un cierto porcentaje de la demanda total del sistema, en algunos casos se suele utilizar una combinación de estas dos reglas.

Ante la entrada de fuentes de generación estocásticas es claro que los errores en el pronóstico tendrán un importante rol en la determinación de las insuficiencias de las reservas operativas, es debido a esto que las reglas determinísticas pueden no llegar a asegurar la reserva adecuada que el sistema requiere durante ciertos periodos y en otros pueden presentar un exceso en la reserva asignada al sistema. La problemática entonces radica en encontrar una forma de estimar la reserva operativa que el sistema requiere durante el transcurso del día, una herramienta para evaluar esto es por medio de la obtención del Margen de Generación del sistema que tome en cuenta las incertidumbres de las generaciones y de las demandas.

## Capitulo IV: Marco Metodológico

*“Nadie diga que el cambio no fue bueno. Se ha de conocer las fuerzas del mundo para ponerlas a trabajar, y hacer que la electricidad que mata en un rayo, alumbre en la luz”*

*José Martí*

## CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO

En este apartado se presenta la metodología utilizada para la obtención de Reserva Operativa para el mercado eléctrico de corto plazo en función de las incertidumbres subyacentes del mercado eléctrico como las probabilidades de generación con unidades convencionales, probabilidades de generación con unidades no convencionales, por mencionar, eólica y solar, y las probabilidades de demanda para la construcción de un margen de generación del sistema del cual se deriva la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) con el propósito de asignar los costos de las reservas y su aplicación en los modelos de Mercado de Día en Adelanto (MDA) y Mercado de Tiempo Real (MTR).

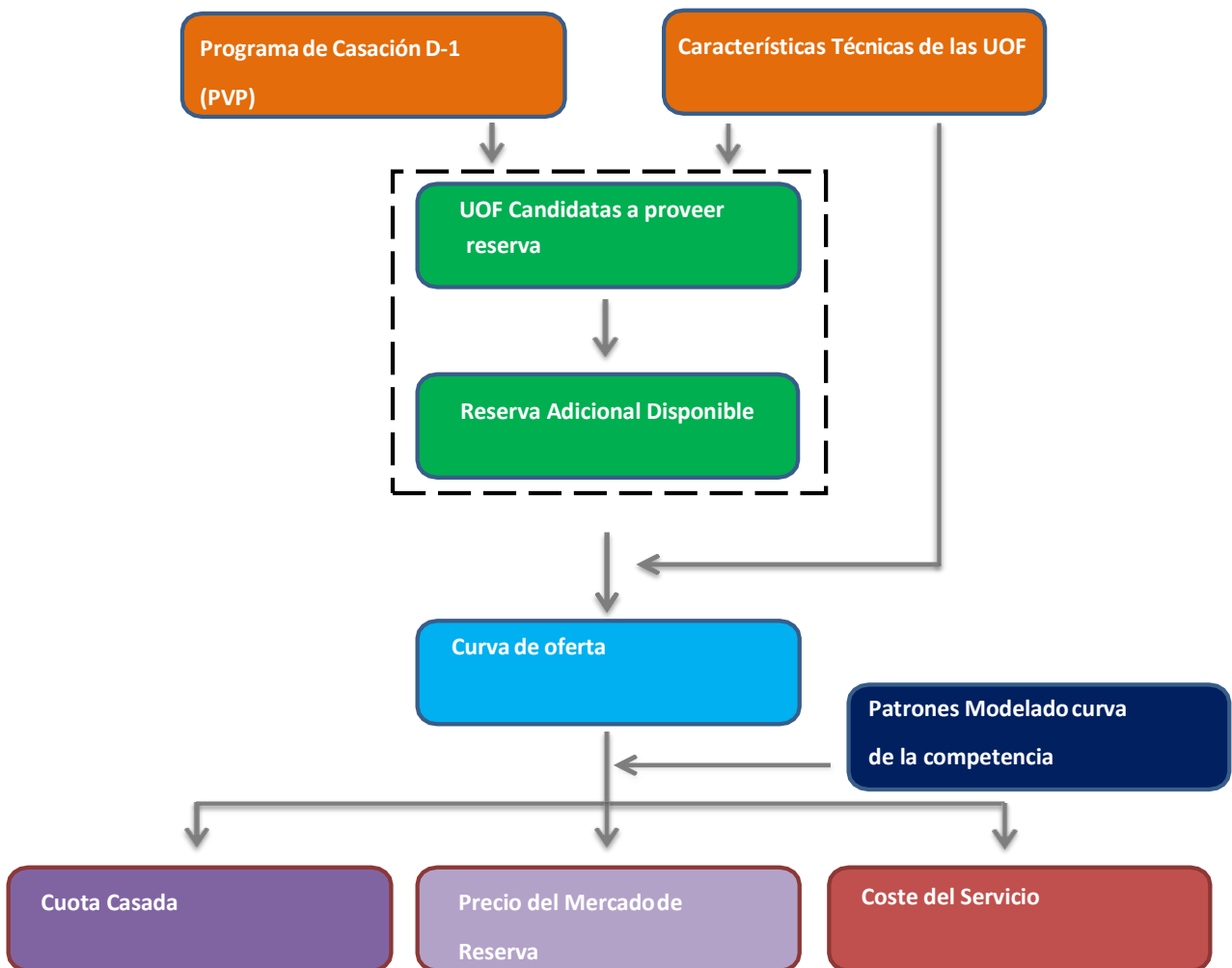


Figura 4.1 Diagrama de Flujo.

#### 4.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Es labor del grupo previamente seleccionado y habilitados para proveer reserva energética a la red eléctrica nacional, obtendrá hora con hora la curva de oferta del costo que supondrá la unidad de producción una vez obtenida dicha curva se contrastará esta curva con la curva modelada según el comportamiento en el mercado, para así lograr obtener los resultados buscados: precio del mercado, la participación de los grupos y el costo del servicio, traducido en el sobre costo que el mercado introduce en el precio final de la energía. A continuación, se expondrá detalladamente cada una de estas funciones.

Los grupos con un solo modo de función siempre son candidatos a proveer puesto que poseen la reserva disponible para ofertar. A diferencia de los ciclos combinados al poseer dos tipos de funcionamiento, la cantidad de potencial disponible para ofertar el Mercado Eléctrico Nacional dependerá de la potencia que tenga asignada. Como conclusión al respecto un grupo 1x1 posee la carga entera disponible para ser ofertada siempre y cuando tenga un programa de energía nulo o por debajo del mínimo aceptado durante todas las horas del día. Por su parte los grupos 2x1 tienen carga para ofertar siempre y cuando tengan programa de energía no nulo y por encima del mínimo técnico en alguna de las horas del día. Bajo este supuesto, el sistema eléctrico nacional recibe energía de reserva no dependiente del nivel de carga que posea el grupo ofertante, si no por su potencia asignada ya que el costo de proveer reserva no depende del nivel de carga del grupo y los ingresos derivados, si no de la potencia asignada, por ello los agentes siempre ofertan al mercado toda la potencia disponible de los grupos, de este modo maximizan los beneficios

Respecto al costo unitario, la razón por la cual es sumamente importante calcularlo correctamente es que toda oferta presentada en un mercado debe garantizar, en caso de resultar asignada, recuperar los costos de operación incurridos y, a su vez, ser lo más competitiva posible para maximizar las oportunidades de salir casada. De este modo, el costo unitario representa la oferta mínima para que, al menos, se recuperen costos.

La ecuación para determinar el costo unitario de los grupos se expresa de la siguiente manera:

$$\text{costo unitario} = \frac{\text{costo de proveedor del servicio}}{\text{potencia ofertada}}$$

Por lo general todos los grupos que se les asigna lo que ofertan, en excepción de los grupos que marginan, es decir aquellos grupos que marcan su propio precio, si el grupo que margina se oferta a costos mínimos y no se le asigna la potencia ofertada, no recuperará sus costos de operación.

El costo de proveer el servicio depende de múltiples factores, los cuales se explican a continuación:

El hecho de que una unidad de producción sea candidata para proveer reserva implica que el precio del mercado diario no es suficiente para retribuir sus costos de operación, puesto que de lo contrario entraría en la casación del mercado diario y tendría un programa de energía no nulo superior a su mínimo técnico. Por tanto, bajo estas circunstancias, el grupo no resulta y no se espera que vaya a estar acoplado, y por tanto, está disponible para suministrar reserva a subir al sistema. [4]

Cuando éstos entren a mínimo técnico en los sucesivos mercados intradiarios con el fin de proveer al sistema la reserva que se les ha asignado, lo harán, normalmente, a pérdidas, suponiendo un costo estar acoplado en aquellas horas en las que la retribución del mercado no es suficiente para cubrir costos. [4]

#### 4.2 Datos de entrada del modelo

El LPRA es un modelo de previsión a largo plazo, por tanto, para que el modelo obtenga previsiones acordes con la realidad es condición indispensable que los datos de entrada al mismo sean lo más consistentes, coherentes y fidedignos posible [4]

El objetivo de este apartado será detallar los datos de entrada que utilizamos en el modelo y la forma en la que se han obtenido. El Sistema Eléctrico demanda que los datos de entrada sean cada hora en la que se convoca el mercado y según los patrones de competencia correspondientes a curvas, que modelizan el comportamiento de la competencia en el mercado.

Todas estas variables se encuentran relacionadas con otras variables, permitiendo que el modelo gane versatilidad y la capacidad de anticipar posibles cambios del mercado.

El largo plazo reserva adicional (LPRA) es un modelo de largo plazo, en donde el modelo obtiene previsiones acordes con la realidad. Para que dicho modelo pueda ser fidedigno es vital que los datos de entrada sean coherentes y fidedignos.

“El objetivo de este apartado es detallar los datos de entrada utilizados en el modelo y la forma en la que se han obtenido”.

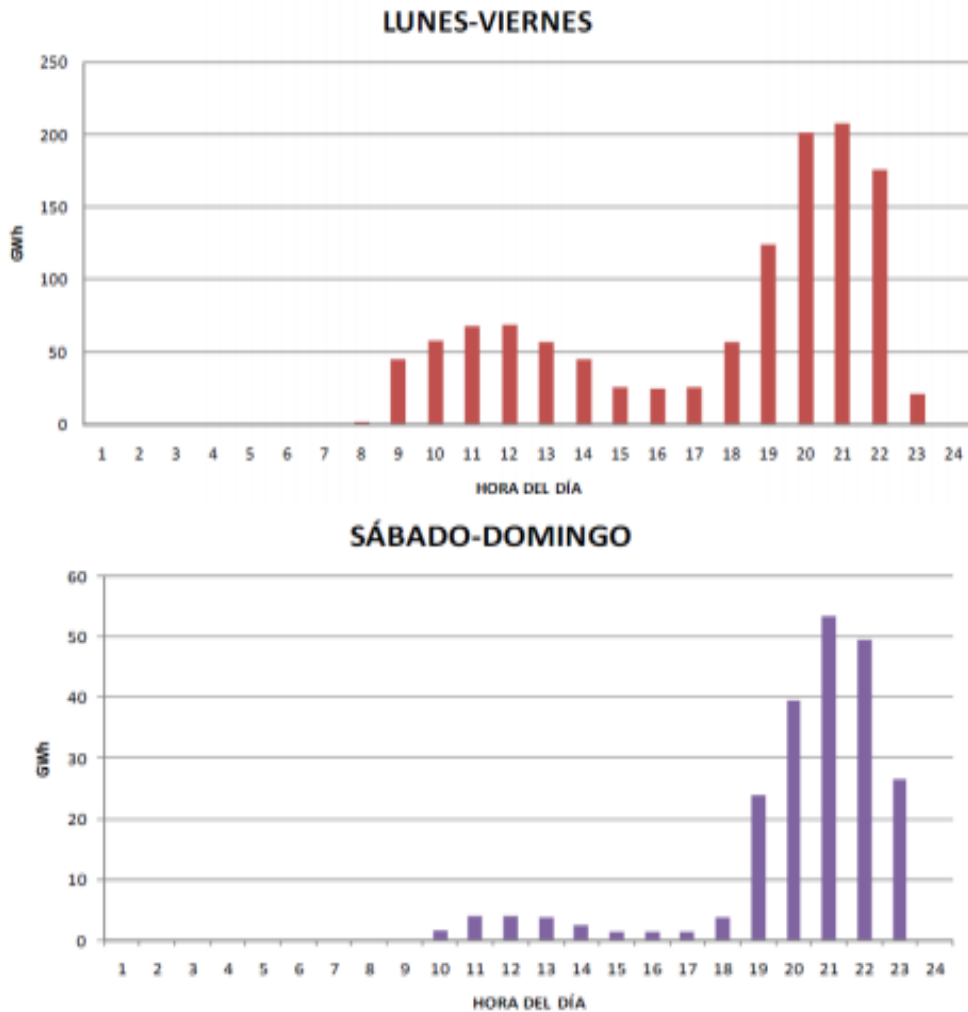
#### 4.4 Necesidades de reserva

En este apartado se explican todos los datos de entrada al modelo que están directamente relacionados con las necesidades de reserva. Respecto a éstas, es necesario conocer la siguiente información.

- 1) Cantidad de reserva demandada por el sistema en cada una de las horas en las que se convoca mercado.
- 2) Número de días en el mes que se convoca mercado (lo que se ha denominado “profundidad de días”).
- 3) Dentro de un mismo día, número de horas en las que se convoca mercado (lo que se ha denominado “perfil diario de necesidades de reserva”).

Es considerado vital una correcta estimación de las anteriormente presentadas variables, esto con el objeto de ser introducidas al modelo como dato de entrada para que este realice una previsión adecuada del comportamiento del mercado. “Con este propósito, en base a la observación de las cantidades de energía reprogramada en RRTT por falta de reserva a subir (RSI) en el pasado, se clasifican los días de la semana y las horas en las que se prevea que se va a convocar mercado de la siguiente forma”. [4]

- a) Tipo de día: Laborable, Sábado o Domingo/Festivo.
- b) Tipo de hora: Punta de Mañana o Punta de Tarde.
- c) Mes: Enero, Febrero, Marzo, Abril, etc.



**FIGURA 4.2: ENERGÍA PROGRAMADA, ACUMULADA POR HORAS, EN RRTT, POR FALTA DE RESERVA A SUBIR (RSI) [4].**

En la figura anterior se observa cómo por las tardes las necesidades son mayores que en horas de la mañana. Y de igual modo, en días laborables existe mayor cantidad de energía reprogramada por falta de reserva a subir que en sábados o domingos. Este perfil de variabilidad en la reserva de unos días a otros justifica la clasificación mencionada

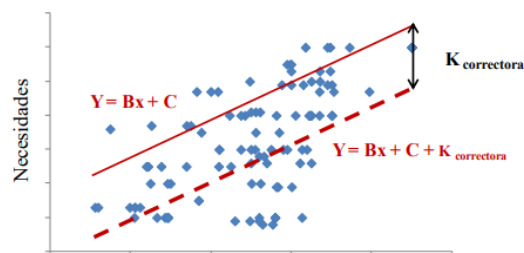
En la figura anterior se observa que por la tarde las necesidades energéticas son mayores que por la mañana, del mismo modo; en días laborales existen mayor cantidad de energía reprogramada por falta de reserva que en los días sábado y domingo.

“La decisión de cuanta reserva de potencia adicional a subir es necesaria en el sistema corre a cargo del OS. Como se ha explicado en el capítulo 2, dicha cantidad está influenciada por una serie de factores: nivel de producción de energía intermitente en el

sistema, errores previsibles de la predicción de la demanda, posibles indisponibilidades de grupos, potencia disponible en las interconexiones, etc. Sin embargo, aún no se han conseguido obtener relaciones fuertes entre estos factores y la cantidad de reserva que el OS solicita cuando se convoca mercado” .

El Sistema Electrico toma la decisión de cuanta reserva de potencial adicional es necesaria en el sistema, retomando el capitulo dos, dicha cantidad se encuentra influenciada por el nivel de producción de energía intermitente en el sistema, errores previsibles de la predicción de la demanda, posibles indisponibilidades de grupos, potencia disponible en las interconexiones, entre otros. Sin embargo aun no se obtienen relacion entre estos factores y la cantidad de reserva que el Sistema Electrico solicita cuando se convoca mercado.

Esto ha motivado la realización de un estudio externo y complementario a esta tesis fin de máster, en base a datos históricos, con objeto de buscar correlaciones a través de EXCEL entre distintas variables que permitan establecer relaciones matemáticas entre la magnitud “necesidad de reserva” y otras variables de las que se disponga previsiones, de tal forma que teniendo una predicción de estas últimas el modelo sea capaz de hacer una estimación de las necesidades de reserva en base a las correlaciones obtenidas.



N: Necesidades;  $V_P$ : Variable de previsión

Figura 4.3: Índices de correlación mono-variable

“Aunque el contenido de la tabla anterior es confidencial, de la tabla anterior puede inferirse que el valor numérico de las necesidades de reserva presenta ciertas correlaciones con la variable de previsión analizada, siendo más fuertes en unos meses que en otros”.

A pesar de que el contenido de la tabla anteriormente presentada es confidencial, podemos inferir que el valor numérico de la reserva presenta correlación con la variable de previsión, siendo más fuertes en ciertos meses que en otros.

El hecho de aplicar correlaciones para estimar las necesidades de reserva significa presuponer que el mercado se seguirá comportando en el futuro como lo ha hecho hasta ahora, ya que dicho comportamiento ha quedado implícito en las correlaciones obtenidas en el estudio externo realizado en base a los datos históricos de los que se disponía en el momento del desarrollo de la herramienta. La figura anterior representa de forma genérica el cálculo de los índices de correlación “Necesidad con Variable de previsión” que se ha realizado en el estudio para cada mes del año del periodo de estudio analizado (de junio de 2012 a octubre de 2020).

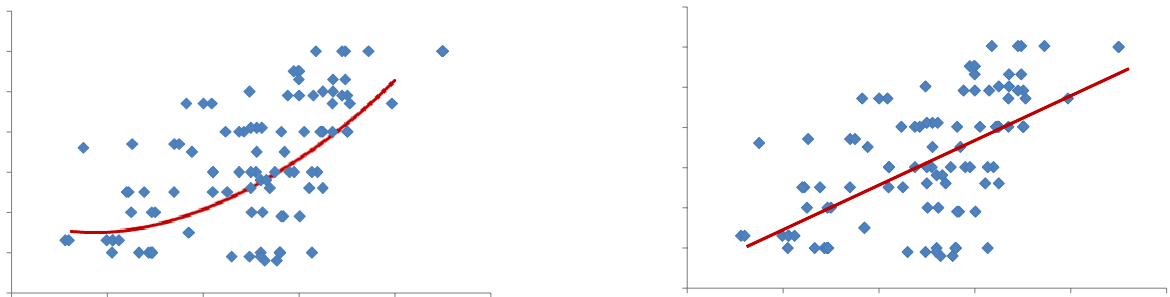


Figura 4.4: Correlación Necesidad vs. Variable de previsión

Debido a que en función del tipo de correlación que se aplique, lineal o polinómica, se obtienen índices diferentes, la herramienta permite al usuario elegir el tipo de correlación a aplicar más conveniente para la obtención del valor numérico de necesidades en función de la variable de previsión correspondiente (figura anterior). [4].

Al realizar correlación lineal o polinómica se podrán obtener diferentes índices, estas herramientas permitirá al usuario elegir el tipo de correlación a aplicar según le sea más conveniente en la búsqueda de la obtención del valor numérico en función de la variable de previsión correspondiente.

Puesto que no todos los meses presentan unos índices de correlación suficientemente fuertes, y dado que existen meses donde los patrones de variabilidad de necesidades de reserva es similar, se ha optado por utilizar únicamente dos de las correlaciones recogidas en la tabla, y extrapolar para el resto de meses de la forma que se explica a continuación. [4]

Existen meses en donde los patrones de necesidad de reserva varían, esto debido a que no todos los meses presentan índices de correlación fuertes, por esto se optó por utilizar dos de las correlaciones recogidas en la tabla y analizar el resto de los meses en la forma que se aplica a continuación:

- En meses de demandas altas, se aplica la misma correlación a los meses:

Noviembre.

Diciembre.

Enero.

Febrero.

- En meses de demandas medias-bajas, se aplica la misma correlación a los meses:

Marzo.

Abril.

Mayo.

Agosto.

Septiembre.

Octubre.

Correlación Mono - Variable							
	Meses fríos: NOV DIC ENE Y FEB			Meses Templados: MAR ABR MAY AGO SEP Y OCT			
	A	B	C	A	B	C	
Correlación Lineal							$Y = Bx + C$
Correlación Polinómica							$Y = Ax^2 + Bx + C$

Figura 4.5: Definición correlaciones simples. Cálculo de Necesidades

La correlación múltiple se aplica de forma exactamente igual a la explicada para la correlación mono-variable. La figura 4.2 muestra la tabla correspondiente para cambiar/actualizar las constantes que definen la correlación multi-variable a aplicar en el modelo para el cálculo de las necesidades de reserva en función de las dos variables de previsión estudiadas. [4]

La tabla 7 corresponde al modelo de cálculo de las necesidades de reserva en función de las dos variables de previsión estudiadas. Realizando la correlación múltiple de la misma forma que se realiza para la correlación mono-variable.

Tabla 4.2: Definición correlación múltiple. Cálculo de Necesidades

Correlación Multi – Variable							
	Meses fríos: NOV DIC ENE Y FEB			Meses Templados: MAR ABR MAY AGO SEP Y OCT			$Y = Az + Bx + C$
	A	B	C	A	B	C	
Regresión Lineal							$Y = \text{Necesidad}$ $z = \text{Variable de Previsión 1}$ $x = \text{Variable de Previsión 2}$

#### 4.5 PERFIL DIARIO DE NECESIDADES DE RESERVA

“Conocidos el valor numérico de las necesidades y el número de días en los que va haber requerimientos, el siguiente paso es dilucidar cuantas y qué horas dentro de un día van a estar repartidas esas necesidades. En este apartado se explica la forma en la que se ha obtenido lo que se ha denominado” “perfil diario de necesidades de reserva”, que representa las horas en las que se va a convocar mercado de reserva en cada día en función del tipo de día y mes. La figura muestra este perfil. Las horas “PM” “representan horas que pertenecen a la punta de la mañana (desde las 00.00 a las 14.00 horas), y las horas “PT” a la punta de la tarde (desde las 14.00 a las 24.00 horas)”.

En el presente apartado se dará a conocer la forma en la que se obtiene el comúnmente denominado “perfil diario de necesidades de reserva” el cual representa las horas en las que se va a requerir al mercado de reserva en función del día y el mes. “Conocidos el valor numérico de las necesidades y el número de días en los que va haber requerimientos, el siguiente paso es dilucidar cuantas y qué horas dentro de un día van a estar repartidas esas necesidades”.

La figura a continuación muestra las horas que pertenecen a la punta de la mañana representadas en la abreviatura “PM” que van desde las 00.00 hrs. A las 14.00 hrs. Y las horas “PT” que apuntan a la tarde desde las 14.00 hrs. a las 24.00 hrs.

Días laborales

Tabla 4.3: Perfil diario de Necesidades de Reserva

	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24			
ENE												PM	PM	PM										PT	PT	PT	
FEB												PM	PM	PM											PT	PT	PT
MAR												PM	PM	PM											PT	PT	PT
ABR											PM	PM	PM	PM											PI	PI	
MAY												PM	PM	PM											PT	PT	PT
JUN												PM	PM	PM											PT	PT	PT
JUL												PM	PM	PM											PT	PT	PT
AGO												PM	PM	PM											PT	PT	PT
SEP												PM	PM	PM											PT	PT	PT
OCT												PM	PM	PM											PT	PT	PT
NOV												PM	PM	PM											PT	PT	PT
DIC												PM	PM	PM											PT	PT	PT

Sábados

ENE												PM	PM	PM											PT	PT	PT
FEB												PM	PM	PM											PT	PT	PT
MAR												PM	PM	PM											PT	PT	PT
ABR												PM	PM	PM											PT	PT	PT
MAY												PM	PM	PM											PT	PT	PT
JUN												PM	PM	PM											PT	PT	PT
JUL												PM	PM	PM											PT	PT	PT
AGO												PM	PM	PM											PT	PT	PT
SEP												PM	PM	PM											PT	PT	PT
OCT												PM	PM	PM											PT	PT	PT
NOV												PM	PM	PM											PT	PT	PT
DIC												PM	PM	PM											PT	PT	PT

Días festivos

ENE												PI	PI	PI											PI	PI	PI
FEB												PI	PI	PI											PI	PI	PI
MAR												PI	PI	PI											PI	PI	PI
ABR												PI	PI	PI											PI	PI	PI
MAY												PI	PI	PI											PI	PI	PI
JUN												PI	PI	PI											PI	PI	PI
JUL												PI	PI	PI											PI	PI	PI
AGO												PI	PI	PI											PI	PI	PI
SEP												PI	PI	PI											PI	PI	PI
OCT												PI	PI	PI											PI	PI	PI
NOV												PI	PI	PI											PI	PI	PI
DIC												PI	PI	PI											PI	PI	PI

A continuación, se explica cómo se ha obtenido el perfil de necesidades correspondiente a los días laborables del mes de abril (única información de la figura que no ha sido modificada por tema de confidencialidad de datos). Para el resto de los meses y para el caso de los días festivos o domingos y sábados el análisis es totalmente análogo al aquí expuesto así que se ha preferido omitirlo del documento con el fin de simplificar y facilitar la lectura. [4]

En la siguiente tabla se muestra cómo se obtiene el perfil de necesidades correspondiente a los días laborales del mes de abril, el resto de meses, así como los días festivos o no hábiles el análisis deberá ser totalmente análogo, en la presente tesis se ha optado por omitirlo con el único fin de simplificar la lectura.

El criterio implementado en el modelo para considerar que en una determinada hora se convoca o no mercado de reserva es que, en al menos uno de cada tres días (un 36%) en los que pudo haber reserva finalmente sí que hubo. En la figura se muestran las horas del mes de abril para los días laborables en las que se va a considerar que existen necesidades de reserva para la punta de la mañana. [4]

La siguiente tabla corresponde a los días laborales del mes de abril en los que se consideró que existían necesidades de reserva para la punta de la mañana. El criterio que es tomado para determinar que hora se convoca o no en el mercado de reserva, es el siguiente: se pone en consideración tres días en los que puede haber reserva, en al menos uno de esos tres días debe haber reserva, es decir un 36% de reserva energética.

Tabla 4.4: Necesidades horarias de reserva en días laborables para la punta de la mañana en el mes de abril de 2013

Día	Tipo día	H08	H09	H10	H11	H12	H13	H14
1	LAB							
3	LAB		3500.0	3500.0	3500.0	3500.0		
4	LAB		3500.0	3500.0	3500.0	3500.0		
5	LAB			3200.0	3200.0	3200.0		
8	LAB			2500.0	2500.0	2500.0		
9	LAB							
10	LAB							
11	LAB							
12	LAB				1000.0	1000.0	1000.0	
15	LAB		2400.0	2400.0	2400.0	2400.0		
16	LAB		3000.0	3000.0	3000.0	3000.0		
17	LAB		3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	3000.0	
18	LAB			2000.0	2000.0	2000.0		

19	LAB						
22	LAB		1000.0	1000.0	1000.0	1000.0	
23	LAB						
24	LAB	1000.0	1000.0	1000.0			
25	LAB	1300.0	1300.0	1300.0			
26	LAB						
29	LAB		800.0	800.0	800.0		
30	LAB	3500.0	3500.0	3500.0	3500.0	3500.0	
<b>21 días en Total</b>			38%	62%	67%	57%	19%
			PM	PM	PM	PM	

La siguiente tabla muestra los resultados en años con respecto al consumo.

	Día inicio de mes	Año	LAB	SAB	DOM
	Lunes	2013	23	4	4
	Martes	2014	23	4	4
	Miércoles	2015	23	4	4
<b>Julio</b>	Jueves	2010	22	5	4
	Viernes	2011	21	5	5
	Sábado	2017	21	5	5
	Domingo	2012	22	4	5
	Lunes	2011	22	4	5
	Martes	2017	22	4	5
	Miércoles	2012	22	4	5
<b>Agosto</b>	Jueves	2013	21	5	5
	Viernes	2014	20	5	6
	Sábado	2015	21	4	6
	Domingo	2010	22	4	5
	Lunes	2014	22	4	4
	Martes	2015	22	4	4
	Miércoles	2010	22	4	4
<b>Septiembre</b>	Jueves	2011	22	4	4
	Viernes	2017	21	5	4
	Sábado	2012	20	5	5
	Domingo	2013	21	4	5
	Lunes	2012	22	4	5
	Martes	2013	23	3	5
	Miércoles	2014	23	4	4
<b>Octubre</b>	Jueves	2015	21	5	5
	Viernes	2010	20	5	6
	Sábado	2011	20	5	6
	Domingo	2017	21	4	6
	Lunes	2010	21	4	5
	Martes	2011	21	4	5
	Miércoles	2017	21	4	5
<b>Noviembre</b>	Jueves	2012	21	4	5

	Viernes	2013	20	5	5
	Sábado	2014	20	4	6
	Domingo	2015	21	4	5
	Lunes	2014	20	3	8
	Martes	2015	20	4	7
	Miércoles	2010	20	3	8
<b>Diciembre</b>	Jueves	2011	20	4	7
	Viernes	2017	18	5	8
	Sábado	2012	18	4	9
	Domingo	2013	19	4	8

Se observa cómo las horas H09, H10, H11 y H12 están por encima del porcentaje indicado.

- En la hora H09 → Hubo reserva 8 de los 21 días posibles (40%). Convocatoria.
- En la hora H10 → Hubo reserva 13 de los 21 días posibles (68%). Convocatoria.
- En la hora H11 → Hubo reserva 14 de los 21 días posibles (69%). Convocatoria.
- En la hora H12 → Hubo reserva 12 de los 21 días posibles (58%). Convocatoria.
- En la hora H13 → Hubo reserva 4 de los 21 días posibles (22%).

#### 4.6 VALORES LÍMITE DE LAS NECESIDADES DE RESERVA

Debido a que el cálculo de las necesidades de reserva a través de correlaciones no es cien por cien fiable, el objetivo de los valores límite mostrados en la figura es acotar, tanto por arriba como por abajo, el valor de necesidad calculado mediante la aplicación de correlaciones [4].

Es necesario re afirmar el hecho de que el cálculo de las necesidades de reserva que se realiza a través de correlaciones no es un cien por cien fiable, su objetivo es únicamente de acotar tanto por arriba como por debajo el valor de necesidad que se ha calculado a través de la aplicación de correlaciones.

Tabla4.5: Valores límite de las necesidades de reserva

	Punta de Mañana			Punta de Tarde		
	LAB	SÁB	DOM	LAB	SÁB	DOM
ENE	2500			3400		3000
FEB	1700			3500	3200	3500
MAR	2500	1600		3600	4300	4000
ABR	2500			2800	2500	3700
MAY	1800			1500		3000
JUN						
JUL						



cada hora en la que se prevea que se va a convocar mercado. Cuando un grupo habilitado a prestar el servicio cumpla una de las premisas anteriores, será candidato a proveer reserva y se le incluirá en la pestaña, haciendo distinción entre si la hora en la que se convoca el mercado pertenece a la punta de mañana (PM) o la punta de tarde (PT). [4]

#### 4.7 ALGORITMO DE CASACIÓN DEL MERCADO DE RESERVA

“Una vez construida la curva de oferta, el siguiente paso es analizar qué porcentaje de la reserva disponible va casar Endesa en el mercado. Para ello, se enfrenta la curva de oferta con los patrones de oferta de la competencia. Como se explicó, “los patrones representan la cantidad de reserva que la competencia está dispuesta a cubrir para un precio del mercado dado” [4].

Una vez que tenemos constituida la curva de oferta, el siguiente paso será analizar el porcentaje de reserva disponible que va casar Endesa en el mercado. Para lograr esto, se contrapondrá la curva que oferta Endesa con los patrones de oferta de la competencia. Dejando explicito que “los patrones representan la cantidad de reserva que la competencia está dispuesta a cubrir para un precio del mercado dado” [4].

Estas curvas se han obtenido mediante un estudio externo realizado con la herramienta SGO-Análisis. Existen diferentes patrones de la competencia, más o menos agresivos desde el punto de vista de la oferta.

La herramienta enfrenta/cruza la curva de oferta construida en el apartado anterior con uno de los patrones de la competencia recogida. Este cruce se hace en todas las horas en la que se prevé que se va a convocar mercado. La activación del patrón, o elección del patrón más adecuado para cada día, es un dato de entrada al modelo, y se puede dejar a la herramienta que lo calcule de forma automática aplicando las correlaciones pertinentes o se pueden imponer de forma manual a través de la tabla correspondiente.

Tabla 4.6: Patrones de la competencia según tipo de día, tipo de hora y mes

	Punta de Mañana		Punta de Tarde	
	LAB SÁB	DOM	LAB SÁB	DOM
ENE	3		8	8
FEB	3		8	8
MAR	2	4	7	7
ABR	2		7	6
MAY	4		8	7

<b>JUN</b>					
<b>JUL</b>					
<b>AGO</b>	4			8	8
<b>SEP</b>	3			7	7
<b>OCT</b>	3			7	7
<b>NOV</b>	3	4		7	8
<b>DIC</b>	3			7	7

Recursos propios casados. Asignación de reserva

El siguiente paso, una vez que se ha calculado el precio final del mercado y la reserva, es distribuir esta reserva de forma correcta entre las distintas unidades de producción.

La pestaña “Recusos\_Casados” recoge, de forma horaria, la siguiente información.

De manera global:

Necesidades. Valor de requerimientos de reserva en el sistema que el OS fija como necesaria para la hora considerada.

Reserva disponible, expresada en tanto por ciento respecto al valor de las necesidades y en megavatios.

Para cada grupo:

Asignación. Reserva casada/asignada.

Ingresos Reserva. Ingresos obtenidos por proveer la reserva asignada.

Redespachos. Cantidad energía redespachada en los mercados intradiarios para estar en disposición de proveer la reserva asignada.

Saldo del intradiario. Coste/Beneficio en el que incurre el grupo por participar en el mercado de reserva.

Margen. Diferencia aritmética entre los conceptos: ingresos reserva y saldo del intradiario. Representa el saldo neto del grupo en el mercado.

Tabla 4.7 Reserva casada, ingresos, saldo intra y margen

**ASIGNACIÓN DE RESERVA**

Fecha	Hora	TipoDía	TipoHora	NECESIDADES RESERVA (MW)	RESERVA DISP MW	RESERVA (%)	RESERVA ENDESA (MW)	RESERVA (%)	Asignación (MW)	Ingresos Reserva(K)	PGR5			
											Redespachos (MWh)	Saldo Intra (K)	Margen (K)	
07/01/2014	1	Laborable		0										
07/01/2014	2	Laborable		0										
07/01/2014	3	Laborable		0										
07/01/2014	4	Laborable		0										
07/01/2014	5	Laborable		0										
07/01/2014	6	Laborable		0										
07/01/2014	7	Laborable		0										
07/01/2014	8	Laborable		0								50.00		
07/01/2014	9	Laborable		0								100.00		
07/01/2014	10	Laborable	PM	3200	2,476.04	77.38	855.7	26.7	855.70	21.84	150.00	-18.16	3.67	
07/01/2014	11	Laborable	PM	3200	2,476.04	77.38	855.7	26.7	855.70	21.84	150.00	-18.16	3.67	
07/01/2014	12	Laborable	PM	3200	2,476.04	77.38	855.7	26.7	855.70	21.84	150.00	-18.16	3.67	
07/01/2014	13	Laborable		0								150.00		
07/01/2014	14	Laborable		0								150.00		

07/01/2014	15	Laborable		0							150.00		
07/01/2014	16	Laborable		0							150.00		
07/01/2014	17	Laborable		0							150.00		
07/01/2014	18	Laborable		0							150.00		
07/01/2014	19	Laborable	PT	3900	2,476.04	63.49	1,287.0	33.0	855.70	27.31	150.00	-18.16	9.15
07/01/2014	20	Laborable	PT	3900	2,476.04	63.49	1,287.0	33.0	855.70	27.31	150.00	-18.16	9.15
07/01/2014	21	Laborable	PT	3900	2,476.04	63.49	1,287.0	33.0	855.70	27.31	150.00	-18.16	9.15
07/01/2014	22	Laborable		0							75.00		
07/01/2014	23	Laborable		0									
07/01/2014	24	Laborable		0									

#### 4.7.1 RESULTADOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS HORARIOS

Se acumulan datos horarios con el fin de tener el resultado global del sistema para cada hora de cada uno de los conceptos detallados en el párrafo anterior. Éstos se obtienen como resultado de la suma parcial de cada concepto de todas las UOF del sistema de manera independiente [4].

A continuación, se muestran los parámetros recogidos en la pestaña anterior.

- 1) Necesidades de reserva (MW). Requerimientos de reserva horarios requeridos por el sistema para que el sistema cuente con una potencia térmica rodante suficiente como para afrontar cualquier eventualidad que pueda surgir.
- 2) Patrones de oferta de la competencia. Curva con la que se va a modelar el comportamiento de la competencia en la hora considerada.
- 3) Precio del mercado diario (\$/MWh). Previsión del precio del mercado diario, obtenido a través de la herramienta LPR (Largo plazo restricciones).
- 4) Precio del mercado de reserva (\$/MW). Precio del mercado de reserva previsto por el LPRA (Largo plazo Reserva Adicional) para la hora en cuestión.
- 5) Reserva CASADA. Potencia casada, en términos de potencia (MW) y de cuota (%) respecto a las necesidades, de cada grupo en cada hora.
- 6) Redespachos (MWh). Cantidad de energía redespachada por todas las UOF de Endesa en los mercados intradiarios con el fin de estar acoplado a red para proveer la reserva asignada.
- 7) Saldo del intradiario (k). Coste total en el que se incurre en cada hora por la participación en el mercado de reserva.
- 8) Ingresos de Generación (k). Ingresos totales obtenidos por Generación en cada hora derivados de la reserva casada en el mercado
- 9) Margen (k). Diferencia entre los Ingresos obtenidos en el mercado de reserva y el coste de participar en el mismo (saldo del intradiario).

## Capítulo V: Conclusiones

*"Si tienes una actitud positiva y te esfuerzas constantemente para dar lo mejor que tienes, con el tiempo vas a superar tus problemas inmediatos y encontrarás que estás listo para retos mayores".*

*—Pat Riley*

## CAPÍTULO V: CONCLUSIONES

- ✓ El objetivo de determinar una reserva operativa es mantener el suministro de energía lo más balanceado posible al momento de presentarse una posible contingencia. Uno de sus requisitos es que debe estar disponible en todo momento y otro es que debe ser efectiva al sustituir la generación en caso de presentarse una falla.
- ✓ El principal aspecto de la reserva es aumentar la confiabilidad, ya que esto disminuye las fallas permanentes ya que esta entra en acción de manera casi inmediatamente.
- ✓ Mediante la metodología propuesta en este proyecto, se determina la reserva rodante con base a criterios probabilísticos de falla en el sistema de generación, ya que la capacidad se construye con base a los parámetros de confiabilidad de cada planta. De esta manera, es sustentada el valor de reserva rodante requerida en un sistema eléctrico de potencia.

## RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- ✓ Para trabajos futuros se recomienda hacer una investigación más exhaustiva para tratar al sistema completo, es decir contemplar las redes de transmisión al tener una falla. Para evaluar en que sistemas se requiere de mayor atención y urgencia al momento de presentarse alguna contingencia, para así tener los valores de reserva necesarios para balancear al sistema.

## REFERENCIAS

[1] Sánchez, M D.(2018) *Metodología de Cálculo de las Curvas de Demanda de Reserva para el Mercado Eléctrico Mexicano*. (tesis de maestría) Tecnológico de Monterrey .

Disponible:

<https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/630214/Tesis%20David%20S%C3%A1nchez%20Mel%C3%A9ndez.pdf?sequence=1>

[2] Barrionuevo J, L (2016). *Criterios para determinar el grado de penetración de energía eólica a los sistemas interconectados*. (tesis de maestría) Universidad de Buenos Aires.

Disponible en: <https://www.ceare.org/tesis/2018/tes21.pdf>

[3] Martínez B, J. (2004) *Plazo del Mercado de Reserva de Potencia Adicional a Subir*. (tesis de master) Universidad Pontificia.

Disponible

en:

<https://repositorio.comillas.edu/jspui/bitstream/11531/5999/1/TFM000090.pdf>

[4] Moreno C, T (2014) *Evaluación de externalidades en la generación de energía eléctrica en México. Un mecanismo para promover energía sostenible*. (tesis doctoral) Universidad de la rioja.

Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/tesis/41579.pdf>

[5] O. Elgerd, Control System Theory. 1967.

[6] J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, and M. Zugno, Integrating Renewables in Electricity Markets, vol. 205. Boston, MA: Springer US, 2014.

[7] J. Lin and F. H. Magnago, Electricity Markets: Theories and Applications. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2017.

[8] D. Kirschen and G. Strbac, Fundamentals of Power System Economics, vol. 4, no. 4. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2004

[9] CENACE, "Reglas del Mercado." [Online]. Disponible en:

[http://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/MercadoOperacion/ReglasMercado.a\\_spx](http://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/MercadoOperacion/ReglasMercado.a_spx). [Accessed: 04-Apr-2018].

- [10] Secretaría de Energía, “Bases del Mercado Eléctrico,” Diario Oficial de la Federación. p. 174, 2015.
- [11] Secretaría de Energía, “Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo,” Diario Oficial de la Federación. p. 68, 2016
- [12] H. Holttinen et al., “Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 3, no. 4, pp. 713–723, 2012
- [13] R. Billinton, Reliability Evaluation of Power Systems, vol. 30, no. 6. 1984
- [14] M. Matos et al., “Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 31, no. 9, pp. 562–569, Oct. 2009.
- [15] T. Chongphipatmongkol y K. Audomvongseree, «Determination of Reserve Margin based on Specified Loss of Load Expectation,» Tailandia, 2018.
- [16] A. & C. W. & F. B. Reimers, «ideasrepec. org,» 2019. [En línea]. Available: <https://ideas.repec.org/a/eee/enepol/v125y2019icp1-8.html>.
- [17] C. A. d. Leseigneur, Interviewee, “*El déficit en la generación de energía eléctrica incrementará el grave problema de competitividad que ya viven las grandes empresas en México*”. [Entrevista]. 26 junio 2019.
- [18] R. Robles , «La energía firme y no firme en la generación eléctrica,» 24 abril 2017. [En línea]. Available: <https://www.larepublica.net/noticia/la-energia-firme-y-no-firme-en-la-generacion-electrica>.
- [19] CENACE, «Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2019-2033».
- [20] R. Diewvilai, B. Eua-arporn y R. Nidhiritdhikrai , *Reserve Margin Evaluation for Generation System Using Probabilistic Based Method*, Tailandia , 2011.
- [21] J. Wang, X. Wang y Y. Wu, *Operating Reserve Model in the Power Market*, 2005.
- CENACE, «PRODESEN 2018-2032».
- D. O. d. I. Federación, «Política de Confiabilidad,» [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020).

- [22] C. R. d. Energía, «Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2016 - 2017».
- [23] S. d. Gobernación, «Diario Oficial de la Federación,» 2016. [En línea]. Available: [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016).
- [24] Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación , «Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo,» 2016.
- [25] S. d. Energía, Bases del Mercado Eléctrico, Diario Oficial de la Federación, 2015, p. 174.
- [27] R. Diewvilai, R. Nidhiritdhikrai y B. Eua-arporn, «Reserve Margin Evaluation for Generation System Using Probabilistic Based Method,» *The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference*, vol. I, nº 1, pp. 905 - 908, 2011.
- [28] S. Stoft, *Power System Economics*, 1st ed. IEEE Press and Wiley-Interscience, 2002.
- [27] W. W. Hogan, “On an ‘Energy Only’ Electricity Market Design for Resource Adequacy,” *Econ. Energy Environ. Policy*, pp. 1–39, 2005.
- [29] J. Lin and F. H. Magnago, *Electricity Markets: Theories and Applications*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2017.
- [30] Secretaría de Energía, “Bases del Mercado Eléctrico,” Diario Oficial de la Federación. p. 174, 2015.
- [31] Secretaría de Energía, “Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo,” Diario Oficial de la Federación. p. 68, 2016.