



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

**CÁLCULO DEL VALOR ÓPTIMO DE RESERVA RODANTE REGULANTE PARA
CONDICIONES DEL SNI AISLADO**

Edson Tomás Raymundo Ixim

Asesorado por el Ing. Rubén Alfredo Cerón Suchini

Guatemala, octubre de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**CÁLCULO DEL VALOR ÓPTIMO DE RESERVA RODANTE REGULANTE
PARA CONDICIONES DEL SNI AISLADO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

EDSON TOMÁS RAYMUNDO IXIM

ASESORADO POR EL ING. RUBÉN ALFREDO CERÓN SUCHINI

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

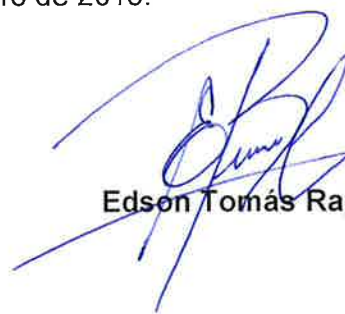
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

CÁLCULO DEL VALOR ÓPTIMO DE RESERVA RODANTE REGULANTE PARA CONDICIONES DEL SNI AISLADO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 13 de enero de 2015.



Edson Tomás Raymundo Ixim

Guatemala, 12 de julio de 2016

Ingeniero

Gustavo Benigno Orozco Godínez

Coordinador Área de Potencia

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Facultad de Ingeniería, USAC

Estimado Ingeniero Orozco:

Atentamente informo a usted que he tenido a bien revisar el Trabajo de Graduación titulado **“CÁLCULO DEL VALOR ÓPTIMO DE RESERVA RODANTE REGULANTE PARA CONDICIONES DEL SNI AISLADO”** desarrollado por el estudiante Edson Tomás Raymundo Ixim; y habiéndolo encontrado satisfactorio en su contenido y resultados me permito dar aprobación al mismo en el entendido de que tanto el Autor como el Asesor, somos responsables del desarrollo y conclusiones del mismo.

Sin otro particular quedo de usted,

Atentamente,


Ing. Rubén Alfredo Cerón Suchini
Colegiado 7802
Asesor
Rubén Alfredo Cerón Suchini
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO No. 7802



Ref. EIME 55. 2016.
Guatemala, 26 de AGOSTO 2016.

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

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
CÁLCULO DEL VALOR ÓPTIMO DE RESERVA RODANTE
REGULANTE PARA CONDICIONES DEL SNI AISLADO. del
estudiante **Edson Tomás Raymundo Ixim,** que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑADA TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



sro



REF. EIME 55. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; **EDSON TOMÁS RAYMUNDO IXIM** titulado: **CÁLCULO DEL VALOR ÓPTIMO DE RESERVA RODANTE REGULANTE PARA CONDICIONES DEL SNI AISLADO,** procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



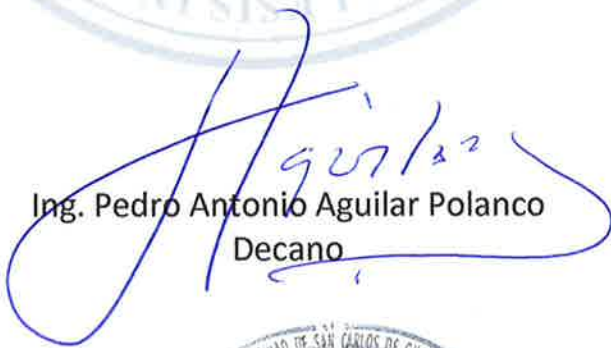
GUATEMALA, 4 DE OCTUBRE 2016.



DTG. 507.2016

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **CÁLCULO DEL VALOR ÓPTIMO DE RESERVA RODANTE REGULANTE PARA CONDICIONES DEL SNI AISLADO**, presentado por el estudiante universitario: **Edson Tomás Raymundo Ixim**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, octubre de 2016



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por ser mi motor de vida.

Mis padres

Sé que este logro alcanzado es compartido.

Mis hermanas

Por motivarme a seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por permitirme alcanzar esta meta.
Mis padres	Vilma y Pedro, que sin ellos esto no fuera posible.
Mis hermanas	Ana y Vilma, que me apoyaron en todo momento incondicionalmente.
Mis tíos	Celvin y Osiel por su apoyo durante toda mi carrera universitaria.
Mi asesor	Ing. Rubén Cerón, por su colaboración y dirección en mi trabajo de graduación.
Colaboradores en este trabajo de graduación	Ingenieros del Administrador del Mercado Mayorista

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO.....	IX
RESUMEN.....	XI
OBJETIVOS	XIII
INTRODUCCIÓN.....	XV
1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	1
1.1. Componentes básicos de un sistema eléctrico	1
1.1.1. Generación	2
1.1.1.1. Centrales hidráulicas.....	2
1.1.1.2. Centrales térmicas de vapor.....	3
1.1.1.3. Centrales térmicas con turbinas de gas	4
1.1.1.4. Centrales térmicas de ciclo combinado gas –vapor	5
1.1.1.5. Centrales térmicas de combustión interna.....	5
1.1.2. Transmisión	6
1.1.3. Distribución	6
1.1.4. Consumo	7
1.1.5. Centros de control.....	8
1.2. Antecedentes históricos.....	9
1.3. Ley General de Electricidad	10
1.4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	14
1.5. Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	14

1.5.1.	Normas de Coordinación Comercial	16
1.5.2.	Normas de Coordinación Operativa.....	18
1.5.3.	Despacho económico	18
2.	ANTECEDENTES INTERNACIONALES DEL CÁLCULO DE RESERVA RODANTE REGULANTE.....	21
2.1.	Perú	21
2.2.	España.....	26
2.3.	Chile.....	32
2.3.1.	Sistema Interconectado del Norte Grande	32
2.3.2.	Sistema Interconectado Central (SIC)	33
2.3.3.	Sistema eléctrico de Aysén	35
2.3.4.	Sistema eléctrico de Magallanes	35
2.4.	Argentina.....	39
3.	MODELO BÁSICO Y COMPONENTES PARA EL CÁLCULO DE RESERVA RODANTE REGULANTE.....	45
3.1.	Modelos básicos de regulación	45
3.1.1.	Sistema de gobernación de velocidad	47
3.1.2.	Turbinas	53
3.1.2.1.	Turbina térmica.....	53
3.1.2.2.	Turbina hidráulica	55
3.1.3.	Generador	57
3.1.4.	Constante de inercia.....	57
3.1.5.	Carga	58
3.1.6.	Perturbaciones	59
3.2.	Comportamiento de la frecuencia en sistemas básicos	61
3.2.1.	Aspectos conceptuales.....	62
3.2.2.	Comportamiento dinámico de la frecuencia	63
3.2.3.	Regulación primaria.....	65
3.2.3.1.	Inercia del sistema.....	68

3.2.3.2.	Característica de regulación.....	69
3.2.4.	Límites operativos.....	70
3.3.	Desconexión de carga por baja frecuencia	71
3.3.1.	Conceptos básicos de la dinámica de la frecuencia	72
3.3.2.	Magnitud del disturbio	72
3.3.3.	Relevadores de baja frecuencia	73
4.	METODOLOGÍA Y CÁLCULO.....	75
4.1.	Cálculo de costos operativos adicionales por aumento de RRR	78
4.2.	Cálculo de los costos de energía no suministrada	80
4.2.1.	Costo de la energía no servida por pérdida de generación	80
4.3.	Cálculo de la Reserva Rodante Regulante	86
	CONCLUSIONES	89
	RECOMENDACIONES.....	91
	BIBLIOGRAFÍA.....	93

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Sistema eléctrico general	1
2.	Esquema básico de una central térmica	3
3.	Demanda de potencia y energía 2005-2015	7
4.	Nueva estructura del subsector eléctrico	11
5.	Generación despachada por tipo de tecnología SNI 2014.....	13
6.	Costo versus reserva del sistema	26
7.	Sistema Interconectado Central a mayo 2014.....	34
8.	Diagrama lazos de control $P - F$ y $Q - V$	46
9.	Diagrama del lazo de control $P - f$ de un gobernador	48
10.	Característica de regulación de velocidad en estado estable	51
11.	Representación funcional de una turbina con recalentamiento.....	54
12.	Escalón de potencia	59
13.	Función rampa.....	60
14.	Componentes del sistema básico	61
15.	Diagrama de bloques del sistema de control.....	63
16.	Comportamiento inicial de la frecuencia.....	65
17.	Efecto de constantes de tiempo en la frecuencia del sistema.....	67
18.	Efecto de la inercia en la frecuencia	68
19.	Efecto de la característica de regulación.....	69
20.	Curva de Sobrecostos operativos por Reserva Rodante Regulante	79
21.	Matriz de generación modelada por tecnología	80
22.	Perturbación simulada en el SNI aislado.....	83

23.	Valores de frecuencia del SNI aislado aumentando los valores de Reserva Rodante Regulante.....	84
24.	Curva de costos de energía no despachada.....	86

TABLAS

I.	Despacho de carga ejecutado del SNI 2014 por tipo de tecnología	13
II.	Generación por tecnologías sistema eléctrico de Perú 2014	22
III.	Generación por tecnologías sistema eléctrico de España 2014	27
IV.	Generación por tecnologías Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)	33
V.	Generación por tecnologías Sistema Interconectado Central 2014.....	34
VI.	Generación por tecnologías Sistema Argentino de Interconexión 2013	39
VII.	Modelos de hidro-gobernadores en el software PSSE	56
VIII.	Generación modelada por tecnología	75
IX.	Valores de reserva rodante demanda mínima	77
X.	Sobrecostos operativos por Reserva Rodante Regulante.....	79
XI.	Falla de 3 a 5 unidades en simultáneo de la central Chixoy.....	81
XII.	Falla de la central generadora San José.....	82
XIII.	Valores de carga desconectada.....	84
XIV.	Costo de la carga desconectada.....	85
XV.	Costos operativos adicionales por aumento de RRR más los costos de la energía no servida por pérdida de generación	87

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
ΔP	Diferencial de potencia activa
ΔQ	Diferencial de potencia reactiva
f	Frecuencia
j	Índice de número complejo
MW	Mega vatio
MWh	Mega vatio hora
%	Porcentaje
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
V	Voltaje

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
CDC	Centro de Despacho de Carga.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Contratos existentes	Son los contratos de suministro de energía eléctrica entre generadores y empresas distribuidoras, suscritos antes de la entrada en vigencia de la Ley General de Electricidad y vigentes a la promulgación del reglamento.
Costo Operativo	Está integrado por la suma de los costos variables de generación, costos de energía no suministrada y los sobrecostos por compra mínima de energía obligada en los contratos existentes.
GAD	Gestión activa de la demanda.
NCP	Modelo de optimización nuevo corto plazo.
PIB	Producto interno bruto.
PSSE	<i>Power System Simulation for Engineers.</i>
RRR	Reserva Rodante Regulante.

RRO

Reserva Rodante Operativa.

RRa

Reserva Rápida.

RESUMEN

Este trabajo de investigación contiene un análisis de costos operativos del Sistema Nacional Interconectado (SNI) aumentando los valores de Reserva Rodante Regulante (RRR) para regulación primaria de frecuencia; también, se realiza el estudio de flujo de cargas bajo condiciones del SNI aislado para las condiciones más críticas en las cuales se puede encontrar nuestro sistema de potencia.

Se presenta una explicación breve de las funciones y dirigencias con las que cuenta el Administrador del Mercado Mayorista bajo la normativa vigente, donde su principal función es ser el encargado de preservar la seguridad operativa del SNI. Adicionalmente se presentan antecedentes para el cálculo óptimo de RRR de países como Perú, España, Chile y Argentina, los cuales presentan en su regulación los procesos para el cálculo de reserva rodante; dichos países definen leyes para hacer eficientes sus sistemas eléctricos e incentivan la inversión extranjera. En los cuatro países mencionados es obligatorio prestar el servicio de regulación primaria, Argentina es el único país que paga por el servicio y los tres restantes no lo remuneran.

Se calculan los costos operativos del SNI; aumentando en cada uno de los despachos estudiados el 1 % de RRR, debido a esta condición los costos operativos irán aumentando. Se realizan simulaciones de flujos de carga para obtener la energía que no sería despachada si se producen fallas con pérdida de generación o por aumento en los bloques de demanda.

Para los despachos de demanda al mínimo costo operativo se utilizó el software computacional NCP en su versión 5.13 y para la elaboración del análisis del flujo de carga se utilizó el software computacional PSSE en su versión 33.

OBJETIVOS

General

Definir una metodología para realizar el cálculo del valor óptimo de Reserva Rodante Regulante en el Sistema Nacional Interconectado.

Específicos

1. Calcular la Reserva Rodante Regulante que cumpla con los requerimientos de calidad impuestos en la normativa vigente.
2. Analizar el comportamiento de la frecuencia del SNI ante una pérdida de generación considerable y ante un aumento de demanda, realizando el estudio de los eventos mencionados aumentando los valores de reserva.
3. Encontrar el valor mínimo de la suma de los costos operativos por aumento de Reserva Rodante Regulante y los costos de energía no suministrada.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia están permanentemente sometidos a cambios, como el aumento o disminución de generación, a los cambios que incesantemente se producen en la demanda; por lo tanto, se deben crear sistemas de control que se adapten a dichos cambios y mediante un análisis puedan emitir una respuesta para la corrección de las variaciones que se produzcan.

El abastecimiento de la demanda debe cumplir ciertos parámetros de calidad. Cuando el valor de frecuencia en el sistema de potencia se encuentra en el valor nominal, quiere decir que existe un balance entre la producción y el consumo, lo que se considera un sistema ideal. Cuando existe un desbalance entre generación y demanda, se produce un cambio en la frecuencia del sistema. Se deben crear respuestas a estos desbalances para generar acciones que busquen el equilibrio entre dichas partes, para evitar el abatimiento o aumento de la frecuencia. Indudablemente cuando una máquina eléctrica rotativa se encuentra con que su potencia eléctrica es distinta a su potencia mecánica, buscará equilibrarlas dependiendo de la inercia con la que cuente; fuera de estos márgenes se deben de tomar otras medidas regulatorias para evitar el daño de la máquina.

Para que el valor de la reserva primaria sea correcto, debe cumplir con atender las variaciones naturales instantáneas de la demanda y reestablecer el equilibrio entre la generación y la demanda, equilibrio que se puede romper por pérdida de generación o conexión de grandes bloques de demanda. El cálculo óptimo se realiza considerando criterios técnico-económicos.

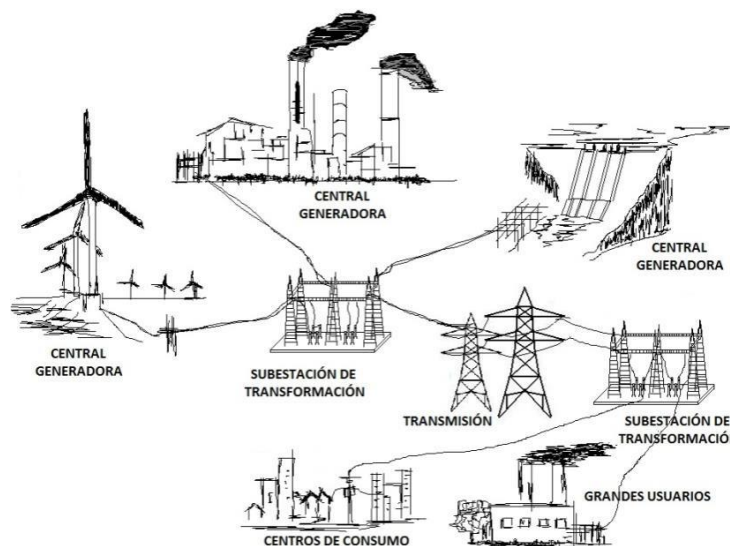
1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

El Sistema Nacional Interconectado se refiere a las centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, centros de carga, equipo eléctrico en general que se encuentra interconectado en todo el país y que opera en forma coordinada.

1.1. Componentes básicos de un sistema eléctrico

Un sistema eléctrico es un conjunto de componentes trabajando de manera coordinada para satisfacer la demanda de energía eléctrica de un determinado territorio.

Figura 1. Sistema eléctrico general



Fuente: elaboración propia.

1.1.1. Generación

La electricidad se produce en los centros o plantas de generación donde una fuente primaria de energía se transforma en energía eléctrica según el principio de conservación de la energía.

La electricidad se genera artificialmente, se dice que es una fuente de energía secundaria, porque se depende de una primaria para hacerla realidad. La forma más común de llevar a cabo la transformación es mediante una turbina que a continuación moverá un generador eléctrico. Hay muchas formas de producirla:

1.1.1.1. Centrales hidráulicas

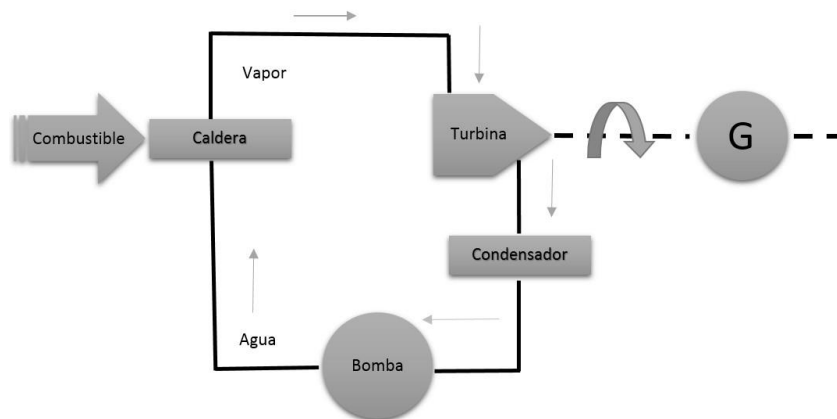
Central generadora que utiliza la energía hidráulica contenida en las masas de agua en movimiento de los ríos para convertirla en energía eléctrica.

El sector hidroeléctrico de Guatemala crece día a día, en la actualidad se fomenta la generación de energía por medio de recursos renovables, lo cual atrae la inversión. Según la capacidad de almacenamiento en el embalse, las hidroeléctricas pueden ser de regulación anual, mensual, semanal o diaria. Las centrales que no cuentan con ninguna capacidad de embalse se consideran centrales de filo de agua. Chixoy es un ejemplo de central con embalse de regulación anual; el impacto que ocasiona una central de esta magnitud en nuestro sistema de potencia es alto en lo que respecta al resultado económico anual.

1.1.1.2. Centrales térmicas de vapor

Las centrales térmicas de vapor convierten la energía que se encuentra contenida en combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón) en energía eléctrica. En estas centrales, la energía mecánica que se necesita para mover el generador, se obtiene a partir del vapor que se produce al hervir el agua en una caldera. Todas las centrales térmicas de vapor continúan un ciclo destinado al accionamiento de las turbinas que mueven el rotor del alternador.

Figura 2. **Esquema básico de una central térmica**



Fuente: elaboración propia.

El combustible (petróleo, gas, carbón) es necesario para producir el calor que se transfiere al agua de alimentación para generar vapor a alta presión. En la caldera es donde se produce el proceso de combustión y se traslada el calor al agua mediante el metal de los tubos de la caldera. Las turbinas convierten la presión del vapor en energía mecánica la cual es transformada en energía eléctrica a través de los generadores. El vapor que sale de la turbina es reciclado y llevado al condensador donde es enfriado para regresar a su estado líquido y bombeado nuevamente al proceso inicial. Las unidades que consumen petróleo

o gas responden a cambios de carga más rápidamente que las unidades que consumen carbón, esto se debe a que el carbón debe ser pulverizado y secado, antes de poder ser utilizado para la combustión.

1.1.1.3. Centrales térmicas con turbinas de gas

Una turbina de gas es una máquina térmica que transforma la energía química contenida en un combustible en energía mecánica. Debe su nombre al fluido que circula a través de la turbina, que es aire. Ese aire tiene un proceso de elevación de presión y temperatura, pero siempre es un fluido gaseoso el que se mueve a través de la turbina. Su funcionamiento presenta gran flexibilidad de operación ya que alcanza su plena carga en períodos muy cortos de tiempo. Es por esto que son utilizadas como máquinas para generación en punta, aplicación donde se requieren variaciones de carga rápida. El tiempo que permanecen en línea este tipo de centrales generadoras es limitado, tomando en cuenta que su costo es elevado.

Una central de este tipo cuenta con tres partes importantes que son:

- Compresor: es el encargado de elevar la presión del aire.
- Cámara de combustión: se alimenta de combustible y se encarga de elevar la temperatura.
- Escape: salida de los gases a alta temperatura, que posteriormente podrán aprovecharse dependiendo de dónde se encuentre la planta.

Durante el proceso de aumento de presión y elevación de temperatura se almacena energía cinética en el fluido que circula a través de la turbina, que luego se transforma en energía cinética en las toberas, seguidamente es trasladada a los álabes que se encargan de enviarla al rotor y convertirla en energía rotacional.

1.1.1.4. Centrales térmicas de ciclo combinado gas-vapor

Una central de ciclo combinado utiliza la turbina de gas y la turbina de vapor; el calor remanente de los gases de escape que salen de la turbina de gas son suministrados al recuperador de calor de la turbina de vapor, luego se realiza la transferencia de calor de los gases de escape al agua de la caldera aumentando su temperatura. La caldera produce y transfiere energía calorífica al vapor en el sobre calentador, en ese momento el vapor se encuentra a alta temperatura y presión. El vapor se expande en la turbina de vapor, enviando energía a los álabes y generando el trabajo mecánico en el eje que mueve el generador. El vapor exhausto es condensado y recirculado a la caldera donde se reinicia el proceso. Se le conoce como ciclo combinado porque utiliza el ciclo de Brayton (turbina de gas) y el ciclo de Rankine (turbina de vapor) acoplados por medio de la caldera de recuperación de calor.

1.1.1.5. Centrales térmicas de combustión interna

Este tipo de centrales ofrecen un arranque rápido y una buena capacidad de seguimiento de la carga, se sincronizan rápidamente a la red y alcanzan su plena carga en un pequeño lapso de tiempo. Estas centrales generadoras cumplen con una amplia gama de valores de capacidad. En su mayoría los motores de combustión interna utilizan un pistón que se desliza dentro de un cilindro y transmite fuerza al eje motriz con un movimiento hacia arriba y abajo con un mecanismo de biela y manivela. A este ciclo se le denomina ciclo de Otto.

1.1.2. Transmisión

La energía eléctrica producida por las centrales de generación debe ser transportada hasta los lugares donde será consumida; las líneas de transmisión son las encargadas de realizar este proceso, realizan la transferencia masiva de energía hasta los principales centros de carga, ya que por lo general la energía se produce en lugares que se encuentran lejanos a los sistemas de distribución.

El sistema de transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario. Al estar el sistema principal compartido por los generadores y las interconexiones a otros países, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica define este sistema en conformidad con el informe presentado por el Administrador del Mercado Mayorista. El sistema principal opera básicamente en tres niveles de voltaje: 230, 138 y 69 kV. El sistema secundario es el medio de interconexión de un generador a la red principal y es aquel que no forma parte del sistema primario.

1.1.3. Distribución

Se refiere a la infraestructura encargada de distribuir comercialmente la energía eléctrica (líneas, subestaciones y redes de distribución) en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Se opera en tensiones menores a 34,5 kV.

Las empresas de distribución del país son: Empresa Eléctrica de Guatemala, Distribuidora de Electricidad de Occidente, Distribuidora de Electricidad de Oriente y Empresas Eléctricas Municipales.

1.1.4. Consumo

La energía eléctrica es un bien indispensable para la sociedad, se consume energía todo el tiempo, con ella se ha evolucionado rápidamente y es tan indispensable en el diario vivir que se da por hecho que estará cuando se le necesite, sin conocer todo el proceso que conlleva poder tenerla en los hogares. Los cambios en el consumo están fuertemente ligados al clima ya que un aumento o disminución en la temperatura conlleva utilizar aparatos para refrigeración o calentamiento. Según el Informe de la Programación de Largo Plazo publicado por el AMM, para el período 2012-2015 se tuvo un crecimiento en promedio de 2,91 % para la potencia y 3,69 % para la energía. Se presenta un resumen tomado del informe de las demandas de potencia y energía para el período 2000 y 2015.

Figura 3. **Demanda de potencia y energía 2005-2015**

Año	Potencia (MW)	%	Energía (MWh)	%	PIB*	%
2000	1 039		5352		143 558	2,55
2001	1 087	4,55	5645	5,47	146 978	2,38
2002	1 141	5,01	6005	6,37	152 661	3,87
2003	1 195	4,72	5295	4,83	156 525	2,53
2004	1 266	5,93	6677	6,07	161 458	3,15
2005	1 290	1,92	6910	3,50	166 722	3,26
2006	1 383	7,17	7357	6,46	175 691	5,38
2007	1 443	4,40	7804	6,08	186 767	6,30
2008	1 430	-0,93	7853	0,63	192 895	3,28
2009	1 472	2,97	7926	0,93	193 910	0,53
2010	1 468	-0,31	8134	2,62	199 474	2,87
2011	1 491	1,59	8473	4,17	207 776	4,16
2012	1 533	2,80	8730	3,03	213 947	2,97
2013	1 564	2,00	8945	2,46	221 857	3,70
2014	1 636	4,63	9273	3,67	231 286	4,25
2015	1 672	2,21	9792	5,60	240 833	4,13

* Millones de quetzales constantes a precios de 2001

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista, Programación de Largo Plazo.

Se puede verificar un crecimiento sostenido en el consumo de energía a pesar de los esfuerzos en mejorar la eficiencia de los equipos y procesos que consumen energía eléctrica que buscan solidarizarse con disminuir el impacto ambiental. Por el lado del consumo es importante el conocimiento de la curva de demanda, ya que es posible buscar soluciones para hacer eficientes sus consumos y disminuir los niveles de facturación por el pago del servicio eléctrico.

En Guatemala el concepto de gestión activa de la demanda (GAD) no es tan popular. Los proyectos de GAD que se implementan en otros países buscan disminuir los consumos en los picos de demanda y aumentarlos en los valles de la demanda, para que en conjunto la curva de demanda del sistema de potencia tenga una tendencia a reducir las horas pico y con esto obtener distintos beneficios: ahorro en la generación y disminución en los valores de la reserva rodante ya que teniendo el control sobre la demanda, ante una perturbación ayuda a disminuir el impacto sobre el sistema de potencia, así también contribuye al control de voltaje y potencia reactiva.

En la normativa nacional se incluye el servicio complementario de demanda interrumpible (Norma de Coordinación Comercial N.o 8) donde los grandes usuarios pueden declarar un valor de demanda a interrumpir, un servicio complementario que nadie presta en la actualidad.

1.1.5. Centros de control

Los generadores, transmisores y distribuidores deben contar con centros de control donde puedan manipular sus equipos para que de esta manera garantizar un servicio seguro y confiable.

Los sistemas de control y supervisión en tiempo real así como los elementos de protección, son los que diferencian principalmente a un sistema eléctrico respecto a otras actividades.

El SNI cuenta con el Centro de Despacho de Carga, encargado de emitir las órdenes de despacho de generación que garanticen el cumplimiento de la demanda de una manera segura, económica y con calidad en el servicio. Vigila en tiempo real el estado del SNI, como la generación de las plantas, niveles de voltaje, frecuencia e interconexiones y es el encargado de tomar acción ante cualquier eventualidad que se presente.

1.2. Antecedentes históricos

El sector eléctrico inicia operaciones con la construcción de las primeras plantas generadoras que se encargan de brindar energía eléctrica a algunos municipios de la zona central del país; posteriormente se crea el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) con el fin de dar una solución rápida y efectiva a la escasez de energía eléctrica trasladándole el control de las plantas de generación públicas.

El INDE ejerce el monopolio en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica; se establece, entonces, como una empresa verticalmente integrada, ejerciendo el papel de autorregulador y poniendo en marcha el modelo estatal, dedicándose a desarrollar proyectos grandes.

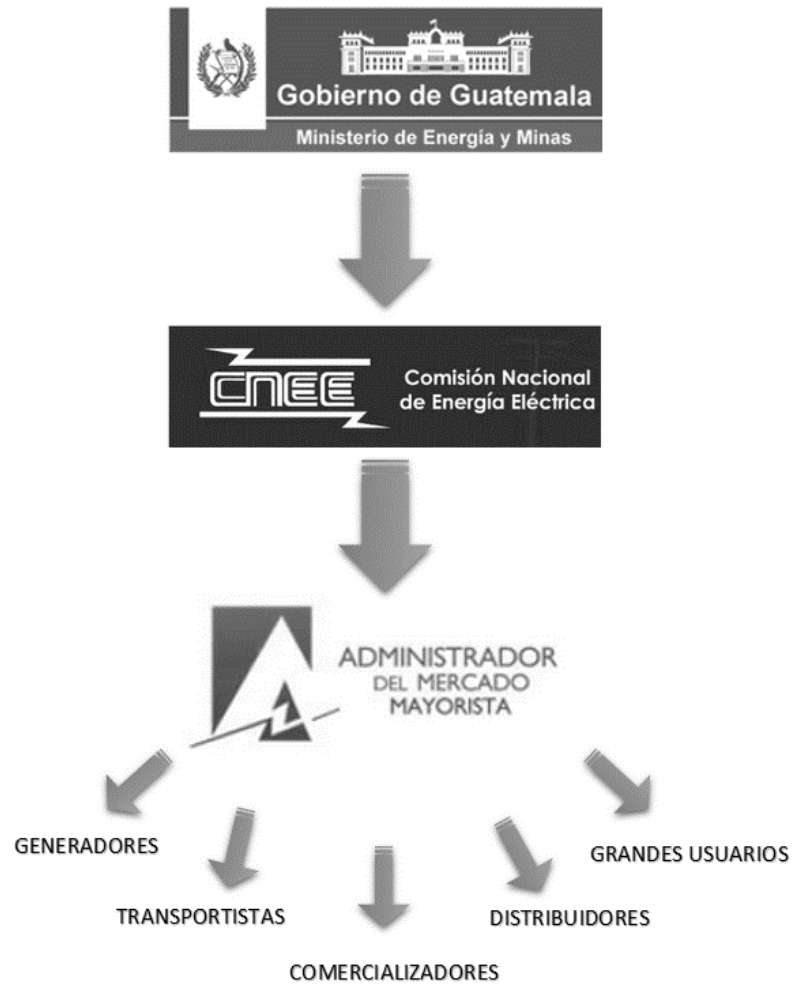
La inversión en generación, transporte y distribución se encontraba en manos del estado y para evitar descontento en la población por las tarifas, el Estado presta un subsidio y en consecuencia se endeuda. En consecuencia, el sistema eléctrico se estanca y se genera una crisis energética: continúa el

crecimiento de la población guatemalteca y deriva, la demanda aumenta. El Estado ya no contaba con los suficientes recursos para brindar la cobertura eléctrica a la población, ya no se cobraba a los usuarios de los servicios los costos reales en los que se incurrían (generación, transporte y distribución), y al no recuperar la inversión, la deuda iba aumentando hasta llegar al punto de racionar el abastecimiento de energía. Por lo tanto, a partir de esta crisis energética, se hace necesario reformar la estructura del sistema eléctrico nacional para promover la participación del sector privado, para así estimular el crecimiento de la oferta de electricidad y crear competencia en el sistema eléctrico a partir de bases claras.

1.3. Ley General de Electricidad

En 1996 el Congreso de la República de Guatemala aprobó la Ley General de Electricidad, según Decreto N.º 93-96. Al considerar que el aumento del consumo de energía eléctrica no es acorde al aumento de la oferta de energía y que ya no es posible satisfacer las necesidades de la población guatemalteca, se decide liberar el subsector eléctrico con la desmonopolización la de generación, transmisión y distribución. Se establece que una misma persona, individual o jurídica, al efectuar simultáneamente las actividades de generar, transportar y distribuir energía eléctrica en el sistema eléctrico nacional deberá hacerlo mediante empresas o personas jurídicas diferentes; con el fin de aumentar la participación de inversionistas que apoyan la creación de las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y optimizar el crecimiento del subsector eléctrico.

Figura 4. **Nueva estructura del subsector eléctrico**



Fuente: elaboración propia.

La Ley General de Electricidad en el artículo 1 decreta:

La presente ley norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, de acuerdo con los siguientes principios y enunciados:

- a) Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país.
- b) Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad.
- c) En los términos a que se refiere esta ley, el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- d) Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación en los términos a que se refiere la presente ley.¹

Esto impulsa el aumento de oferta de generación del país. Actualmente el SNI cuenta con 132 plantas generadoras que en conjunto tienen una capacidad efectiva al sistema de 3131,94 MW para satisfacer la demanda del país y el excedente de generación puede ser exportado a los mercados con los que Guatemala tiene interconexiones eléctricas. Los datos fueron obtenidos en la publicación de capacidad instalada del sitio web de AMM.

El despacho de generación del SNI es en su mayoría realizado por las plantas hidráulicas por el gran potencial hidrológico con el que cuenta el país,

¹Ley general de electricidad, decreto 93-96.

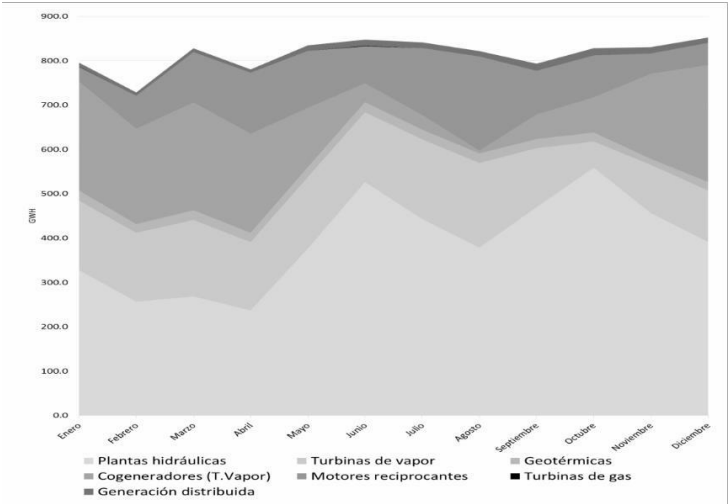
seguido de las turbinas de vapor, que son las plantas base en la matriz de generación, por el tipo de tecnología.

Tabla I. Despacho de carga ejecutado del SNI 2014 por tipo de tecnología

	GWh											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Plantas hidráulicas	327,6	256,6	268,3	236,9	376,2	526,3	443,0	378,4	469,7	558,6	456,3	391,3
Turbinas de vapor	156,5	155,3	172,5	153,8	161,2	157,3	179,4	190,9	133,0	59,0	108,6	115,8
Geotérmicas	22,9	19,4	21,9	20,9	22,4	22,5	21,8	21,4	20,4	20,2	13,5	19,3
Cogeneradores (T.Vapor)	245,6	214,9	242,9	223,4	133,6	42,5	33,0	6,1	55,3	79,1	191,9	263,5
Motores reciprocantes	33,4	74,4	113,9	137,7	128,7	83,6	151,1	212,6	98,7	94,7	45,8	50,2
Turbinas de gas	1,0	0,1	0,3	0,1	0,2	1,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Generación distribuida	8,5	7,7	8,1	7,5	12,2	13,8	12,7	12,2	16,0	16,3	14,3	12,1

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

Figura 5. Generación despachada por tipo de tecnología SNI 2014



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

1.4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

Es el órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y se crea en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala. Algunas de las funciones reguladoras que cumple son definir las tarifas de transmisión y distribución, también debe velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su reglamento.

La CNEE está integrada por tres directores que serán nombrados por el Ejecutivo de ternas propuestas por el MEM, los rectores de las universidades del país y el Administrador del Mercado Mayorista. Los directores de la CNEE desempeñarán funciones por un período de cinco años, los ingresos de la comisión provendrán de aplicar una tasa a las ventas mensuales de electricidad de cada empresa eléctrica de distribución.

1.5. Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

Es el ente operador y coordinador del SNI, sus funciones se definen en el Artículo 44 de la Ley General de Electricidad:

- a) La coordinación de la operación de centrales generadoras y líneas de transporte al mínimo costo, además de coordinar los intercambios de energía con la interconexiones un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- b) Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencia de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados.

c) Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.²

Según el acuerdo ministerial número 195-2013, son Agentes del Mercado Mayorista los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas, que cumplan con los siguientes límites:

- Generadores: tener una potencia máxima mayor de cinco megavatios.
- Distribuidores: tener un mínimo de quince mil usuarios, a excepción de las empresas eléctricas municipales únicamente deberán contar con la autorización del Ministerio de Energía y Minas.
- Transportista: deben de tener una capacidad de transporte mínima de diez megavatios.
- Comercializador: su actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica y funcionan como intermediarios sin tener participación en la generación, transporte, distribución y consumo. Los bloques de energía deben estar asociados a una oferta firme eficiente o demanda firme de por lo menos cinco megavatios.
- Grandes usuarios: aquellos cuya demanda de potencia excede los 100 KW.

Todos estos son llamados en general participantes. Los participantes consumidores deben cubrir su demanda de potencia por medio de un contrato con un participante productor pagando un cargo por potencia. De esta manera se les permite cubrir los costos fijos (costos de inversión) a los generadores.

²Ley general de electricidad, decreto 93-96.

Existen tres tipos de mercado:

- Mercado de Oportunidad de la Energía: en él se realizan transacciones de energía al precio de oportunidad de energía (POE), que es el máximo costo variable en que se incurre cada hora para abastecer un KWh adicional.
- Mercado a Término: en este mercado los participantes tienen derecho a definir libremente las condiciones de compra y venta de potencia y energía a través de contratos.
- Mercado de Desvíos de Potencia: aquí es donde se compran los faltantes de potencia comprometida que los participantes productores no pueden suministrar y en el caso de los participantes consumidores, es donde pueden comprar los faltantes cuando tienen una demanda mayor a la cubierta por los contratos a término.

1.5.1. Normas de Coordinación Comercial

Es el conjunto de disposiciones y procedimientos, emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que tienen por objeto, garantizar la coordinación de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

Las Normas de Coordinación Comercial son:

- NCC-01 Coordinación del Despacho de Carga: en ella se define la información necesaria para realizar pronósticos de disponibilidad de energía anual, semanal y diaria, para garantizar el abastecimiento de la misma de una manera económica cumpliendo con los márgenes de reserva.

- NCC-02 Oferta y Demanda Firme: con ella se garantiza el cumplimiento de la demanda nacional y se busca hacer eficiente el despacho de energía al mínimo costo calculando los coeficientes de disponibilidad.
- NCC-03 Transacciones de Desvíos de Potencia: define el cálculo de excedentes o faltantes de energía comprometida para los productores y consumidores.
- NCC-04 Precio de Oportunidad de la Energía: explica la metodología para el cálculo de la máquina marginal.
- NCC-05 Sobrecostos de Unidades Generadoras Forzadas.
- NCC-06 Tratamiento de las Pérdidas del Sistema de Transmisión.
- NCC-07 Factores de Pérdidas Nodales: define el método para calcular el valor de la energía transferido al nodo donde se produjo, para que de esta manera se ejemplifiquen las pérdidas.
- NCC-08 Cargo por Servicios Complementarios: define las reservas operativas y su función en el SNI, así como la forma de liquidarlas.
- NCC-09 Asignación y liquidación del peaje en los sistemas de transporte principal, secundarios y cargos por uso del primer sistema de transmisión regional.
- NCC-10 Exportación e Importación de Energía.
- NCC-11 Informe de Costos Mayoristas.
- NCC-12 Procedimientos de Liquidación y Facturación.
- NCC-13 Mercado a Término: indica los tipos de contratos que se pueden pactar entre agentes o grandes usuarios del Mercado Mayorista.
- NCC-14 Habilitación Comercial para Operar en el Mercado Mayorista y Sistema de Medición Comercial: en ella se establecen los principios y requisitos que son indispensables para que los participantes puedan realizar transacciones en el Mercado Mayorista.

1.5.2. Normas de Coordinación Operativa

Es el conjunto de disposiciones y procedimientos, emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que tienen por objeto garantizar la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado para abastecer la demanda a mínimo costo, manteniendo la continuidad y la calidad del servicio.

Las Normas de Coordinación Operativa son:

- NCO-01 Base de Datos: presenta y especifica los datos requeridos en las planillas para cada participante del Mercado Mayorista.
- NCO-02 Coordinación de la Operación en Tiempo Real: presenta los criterios para la operación confiable y segura del SNI.
- NCO-03 Coordinación de Servicios Complementarios: establece los criterios para definir los servicios complementarios como reserva rodante, reserva rápida, entre otros.
- NCO-04 Determinación de Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio: presenta las acciones que se estimen necesarias para ejecutar la operación del SNI dentro de los márgenes de calidad especificados en las normas técnicas.
- NCO-05 Auditorías es el AMM: puede decidir inspeccionar en cualquier momento los equipos de un participante para verificar el cumplimiento de las normas de coordinación entre otras cosas.

1.5.3. Despacho económico

El despacho económico tiene como objetivo suplir la demanda con la generación disponible en el sistema de potencia, de manera que el costo total de

la generación sea el menor posible; una de las funciones principales del AMM. El costo total de la generación es variable y dependiente de la matriz energética con la que se cuente, de la época del año en la que se esté operando, de los precios internacionales del petróleo, del carbón y otras actividades como mantenimientos de las centrales que afectan la disponibilidad del parque generador. El costo total de generación de un sistema de potencia con n generadores se representa en la siguiente expresión:

$$C_{Total} = \sum_{i=1}^n (C_i * P_{Gi})$$

El costo total es la suma individual de cada generador C_i multiplicada por su potencia generada P_{Gi} .

La generación total de un sistema de potencia es igual a la demanda del sistema más las pérdidas:

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_{Demanda} + P_{Pérdidas}$$

Un despacho económico básico consiste en minimizar el costo total de producción cumpliendo con los límites mínimos y máximos de cada uno de los generadores. El problema fuera sencillo si todos los generadores tuvieran la flexibilidad de variar su potencia rápidamente o tenerla disponible en el momento que se desee. Como la realidad es distinta, se presenta la dificultad de que al tener una matriz energética de distintas tecnologías se debe realizar un despacho económico respetando las limitaciones de cada una. Con el despacho económico se busca tener un sistema de potencia eficiente, tanto para los generadores como para los consumidores.

2. ANTECEDENTES INTERNACIONALES DEL CÁLCULO DE RESERVA RODANTE REGULANTE

Para la mejor comprensión, se revisan los antecedentes de otros países, verificando las directrices que toman en cuenta para la operación de su mercado eléctrico en lo que respecta a la regulación primaria de frecuencia. En distintos países se tipifica la regulación de frecuencia como un servicio complementario. En el caso de Guatemala para la regulación de frecuencia se define la reserva rodante: la suma de la Reserva Rodante Regulante más la reserva rodante operativa, en su efecto para la regulación primaria de frecuencia y la regulación secundaria de frecuencia respectivamente.

2.1. Perú

En el sistema eléctrico de Perú la generación es principalmente realizada por las plantas hidroeléctricas, seguidas de las plantas térmicas donde se incentiva el uso del gas natural en las nuevas plantas; actualmente se busca explotar más los recursos renovables y las nuevas tecnologías. En la tabla II se muestra la matriz de generación por tecnología.

Tabla II. **Generación por tecnologías sistema eléctrico de Perú 2014**

	GWh			
	Hidroeléctricas	Termoeléctrica	Solar	Eólica
Enero	1 929,96	1 562,18	17,26	0,00
Febrero	1 813,56	1 449,81	17,57	0,00
Marzo	1 854,41	1 724,06	17,91	0,00
Abril	1 897,95	1 514,30	15,17	2,63
Mayo	1 907,96	1 638,13	14,98	6,52
Junio	1 576,65	1 856,78	12,99	4,28
Julio	1 550,92	1 954,59	14,45	7,81
Agosto	1 552,55	1 921,44	15,77	16,71
Septiembre	1 629,45	1 747,45	15,26	46,11
Octubre	1 785,97	1 737,59	18,41	52,07
Noviembre	1 792,42	1 654,09	18,51	58,04
Diciembre	1 974,05	1 567,81	23,08	60,76

Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Nacional.

En 2006 se establece la Ley No. 28832 para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica y que busca corregir las ineficiencias que tenía la Ley de Concesiones Eléctrica (LCE): los altos precios de las máquinas marginales y reserva en el sistema problemas con inestabilidad de precios que no motivaban la atracción de la inversión en generación.

Con esta nueva ley se asegura la disponibilidad de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento por falta de energía, de esta manera se asegura una

tarifa competitiva al consumidor final. Los agentes del sistema eléctrico que se definen son los generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres.

El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes que serán trasladados a los usuarios regulados.

Es facultad de cada distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. Los grandes usuarios o usuarios libres convocan licitaciones para el cubrimiento de sus demandas actuales y futuras.

Para los efectos de cada licitación el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) establecerá un precio máximo para la adjudicación de los contratos respectivos, el cual deberá incentivar la inversión en generación.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

Es responsabilidad del COES proponer anualmente al OSINERGMIN la magnitud de reserva rodante para la regulación primaria de frecuencia (RPF), mediante un estudio que considere criterios técnicos y económicos, donde todos los integrantes del COES deben aportar de manera obligatoria y

permanentemente la magnitud de reserva rodante para RPF en el porcentaje o magnitud asignado y aprobado para sus unidades de generación. Dicho cálculo se describe en el procedimiento técnico del COES número 21 y se presenta a continuación.

La RPF se realiza de forma automática a través del regulador de velocidad, dicho servicio es de carácter obligatorio para las centrales de generación con potencia mayores a 10 MW y no está sujeto a compensación alguna. Quedan exoneradas de esta obligación las centrales con recursos energéticos renovables cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz.

Los requisitos técnicos que deben cumplir los generadores para la RPF de manera obligatoria son operar con el regulador de velocidad en la modalidad de estatismo, con el limitador del regulador de velocidad al 100 % de su apertura y no tener ningún tipo de bloqueo ni limitación, también el estatismo permanente deberá ser ajustado dentro de la banda del 4 % al 5 %. El COES establecerá el ajuste de estatismo de las unidades generadoras del SEIN.

La metodología para determinar la magnitud de reserva para RPF debe tener en cuenta los mayores costos de operación por disponer de un margen de potencia adicional para proveer el servicio de RPF así como los beneficios del mismo; esta reserva debe responder tanto a cambios intempestivos de la demanda como a cambios intempestivos de la generación que produzcan déficit de generación; se fija en 59,5 Hz el valor límite inferior de la frecuencia en estado aproximadamente estable que debe alcanzarse en el sistema después de 15 segundos de ocurrido un evento. La RPF tendrá en cuenta las fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen salidas de generación y la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda, las fallas de generación

y de equipos de red que impliquen desconexión de generadores se limitarán a una desconexión simple, es decir, la pérdida de una unidad generadora a la vez.

La magnitud de reserva rodante para la RPF para disminuir generación (frecuencia por encima de la referencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).

En la metodología se considera inicialmente una reserva rodante asignada a la RPF del 1 % de la demanda, para iniciar el proceso de análisis, luego se calculan los siguientes costos:

- Costo de energía no suministrada (ENS) por fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen desconexiones de generación.
- Costo de ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- Costos operativos asociados a mantener cada porcentaje de reserva destinada a la RPF.

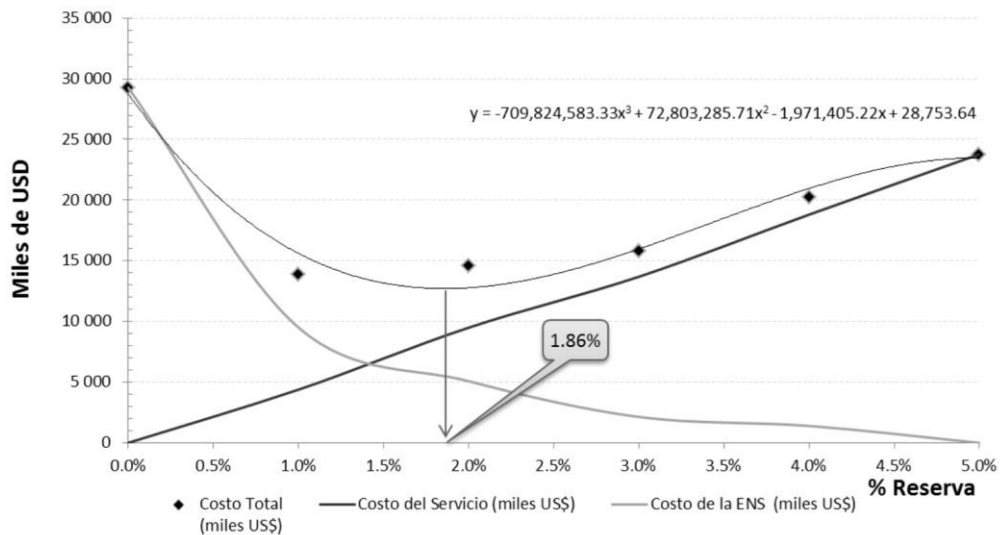
Todos estos costos se obtendrán de las simulaciones de la operación utilizando la metodología establecida para la programación de mediano plazo y se estimará el sobre costo respecto a un escenario base sin reserva.

Para finalizar se incrementa en un 1 % la reserva rodante y se inicia nuevamente con el cálculo de los costos mencionados. Donde se minimiza la suma de estos tres costos, en ese punto se determina el porcentaje de reserva rotante que se asignara a la RPF.

Con cada uno de los costos hallados se graficará la curva de costos versus reserva en porcentaje; y se graficará, también, el costo total; luego se ubicará el

valor porcentual de la reserva que signifique el menor costo como se puede ver en la figura 6.

Figura 6. **Costo versus reserva del sistema**



Fuente: Informe de Aprobación del Margen de Reserva Rodante para la Regulación Primaria de Frecuencia del SEIN 2014.

2.2. España

El funcionamiento del sistema eléctrico español está supervisado por dos entidades independientes pero interactivas: Operador de Mercado (OM) y el Operador de Sistema (OS). La gestión económica del sistema eléctrico está encomendada de manera completa al primer agente, el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMEL), por el cual se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que es responsable de la gestión de los mercados diarios e intradiarios, de la solución de restricciones técnicas en colaboración con el OS, de la obtención del precio final de la energía para cada

agente, de la liquidación y facturación de todos los mercados y procesos. La matriz de generación del Sistema Eléctrico Español se presenta en la Tabla III.

Tabla III. **Generación por tecnologías sistema eléctrico de España 2014**

	GWh						
	Registro especial a mercado	Nuclear	Internacionales	Hidráulica	Carbón	Ciclo combinado	Fuel-gas
Ene	10 674	4 559	479	3 891	1 238	251	300
Feb	9 429	4 703	127	5 259	108	210	250
Mar	9 249	5 281	381	5 088	322	285	
Abr	8 103	5 063	150	4 694	280	272	
May	8 810	4 350	356	2 871	2 333	433	
Jun	8 021	3 455	111	2 146	4 669	692	
Jul	8 781	4 326	86	1 980	4 695	812	
Ago	7 817	4 292	77	1 746	4 208	991	
Sep	6 334	4 855	150	1 716	5 685	1 378	
Oct	7 641	5 193	96	1 776	4 189	974	
Nov	8 935	4 375	48	2 228	2 571	1 045	
Dic	8 744	4 765		2 710	3 114	1 100	

Fuente: Operador del Mercado Ibérico de Electricidad.

La operación del sistema, función ejercida por la empresa Red Eléctrica de España S.A., tiene a su cargo las actividades necesarias para garantizar la seguridad y continuidad del sistema eléctrico, así como la correcta coordinación entre la producción y el transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en la normativa vigente.

En el sistema eléctrico peninsular la demanda se cubre mediante un mercado de energía eléctrica denominado Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) que está conformado por:

- Los generadores: presentan ofertas de venta de toda la energía disponible con la que cuentan al precio que consideran conveniente.
- Las empresas comercializadoras: presentan sus ofertas de compra de energía al precio que estimen conveniente según sus previsiones hechas.
- Los sujetos usuarios de las interconexiones internacionales: acuden a comprar o vender la energía con previa autorización y que pactan intercambios internacionales.
- Los consumidores directos: grandes usuarios que acuden a comprar la energía directamente al MIBEL.

El mercado diario es gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) que se encarga de establecer los programas de producción y consumo por período horario del siguiente día, son despachados los generadores que hayan ofertado los precios más bajos, los generadores de precios altos son descartados, el precio del mercado diario se establece con la última oferta casada en cada hora, a estos programas también se añaden los contratos bilaterales que fueron pactados entre vendedores y compradores de energía.

Con el programa diario hecho, el OS realiza simulaciones para verificar que se pueda operar con las condiciones previstas, o si en algún caso, no sea posible poner en marcha dicho programa; por situaciones de riesgo o condiciones del sistema. Al finalizar el análisis, si no es técnicamente posible realizar el programa,

el OS lo modifica para que sea factible desde el punto de vista de la seguridad del sistema.

El sistema eléctrico español cuenta con un mercado intradiario, donde el operador de mercado convoca a sesión cada cuatro horas para que las empresas generadoras pueden retirar su oferta de energía que ya ha sido programada en el mercado diario por distintos motivos, que los generadores que están fuera del programa pueden presentar su oferta de venta de energía y que los agentes comercializadores también puedan comprar más energía eléctrica o a deshacerse de la que habían comprado, si se diera el caso que no tuvieron una buena proyección de demanda. El mercado intradiario funciona exactamente igual que el mercado diario y siempre verificando que sea viable ejecutarlo sin poner en riesgo el sistema eléctrico.

Cuando surgen fallas en los generadores o los consumidores necesitan más energía de la pactada y no se pueden esperar las cuatro horas hasta que el operador del mercado convoque a sesión, el operador del sistema realiza un ajuste al programa diario y surge un nuevo mercado: el mercado de gestión de desvíos.

En la normativa española se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia que permita al OS hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo.

El sistema español define las siguientes reservas para regulación de frecuencia:

- La regulación primaria: que se define como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de

forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad; si se produjera un desvío de frecuencia, este margen de reserva es obligatorio y no tiene retribución.

- La regulación secundaria: trata de fijar un valor intermedio entre la potencia nominal y el mínimo técnico de un determinado número de generadores para que puedan variar su producción en tiempo real de forma automática para que el equilibrio entre generación y demanda se conserve, por esta regulación los generadores sí reciben retribución económica.
- La regulación terciaria: está constituida por la variación máxima de potencia a subir o bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que pueda ser mantenida al menos durante dos horas consecutivas, con el objeto de reconstruir la reserva de regulación secundaria.

Antes del 31 de diciembre de cada año, el OS comunicará a todos los agentes productores y a los responsables de las zonas de regulación secundaria los requerimientos de reserva de regulación primaria asignados por la UCTE (*Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*) al sistema eléctrico peninsular español para el año siguiente. La reserva de regulación primaria deberá completar su actuación antes de 15 segundos desde el instante del desequilibrio generación-demanda si este es de valor menor o igual a 1500 MW. En caso de contar con un valor superior a 1500MW, la actuación del 50 % de la reserva de regulación primaria deberá producirse antes de 15 segundos desde el momento del incidente y alcanzar linealmente el 100 % de actuación antes de 30 segundos. La regulación primaria deberá mantenerse durante un tiempo de

15 minutos hasta que la actuación de la regulación secundaria recupera las consignas iniciales y restablezca la reserva primaria utilizada.

Ante un desequilibrio instantáneo generación-demanda de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío instantáneo de frecuencia en régimen transitorio será inferior o en el límite igual a 800 mHz en valor absoluto. Tras la actuación de la regulación primaria ante un desequilibrio de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío cuasi-estacionario de frecuencia no excederá en valor absoluto de 180 mHz, considerando un efecto autorregulador de la carga de 1 % / Hz (reducción del 1 % de la demanda por cada hercio de reducción del valor de la frecuencia.) Cada uno de los sistemas interconectados ha de colaborar a la reserva de regulación primaria establecida para el conjunto, en función de un coeficiente de participación, que se establece anualmente para cada uno de dichos sistemas. De este modo, para cada una de las áreas de control establecidas en el sistema europeo interconectado de la UCTE la reserva de regulación primaria exigida (RP), en un año concreto, viene determinada por la siguiente expresión:

$$RP = \frac{E}{E_T} * RP_T \text{ (MW)}$$

Siendo:

- E = energía producida el año anterior por el correspondiente sistema nacional (incluidas las exportaciones y la energía producida en programa por los grupos participados).
- E_T = energía total producida el año anterior en el conjunto de los sistemas que componen el sistema síncrono interconectado europeo.

- RP_T = reserva mínima de regulación primaria establecida para el conjunto del sistema europeo interconectado.

La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser lo más reducida posible, y en todo caso inferior a ± 10 mHz, y la banda muerta voluntaria nula.

2.3. Chile

Existen cuatro sistemas independientes en Chile y se presentan a continuación:

2.3.1. Sistema Interconectado del Norte Grande

El Sistema Interconectado del Norte Grande abarca el territorio de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, Decimoquinta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente; y cubre una superficie de 185,142 km², equivalente a 24,5 % del territorio continental.

Tabla IV. **Generación por tecnologías Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)**

	GWh								
	Carbón	Cogeneración	Diesel	Diesel + fuel oil	Eólico	Fuel oil 6	Gas natural	Hidro	Solar
Enero	1 168,10	2,30	111,51	0,00	11,36	25,93	115,92	7,69	0,55
Febrero	1 084,55	4,13	64,00	0,00	15,66	19,61	131,39	7,07	0,77
Marzo	1 229,83	10,30	69,54	0,00	14,64	21,07	139,87	7,56	1,38
Abril	1 021,50	11,60	133,35	0,39	14,41	27,16	228,49	5,20	4,15
Mayo	1 197,90	12,05	71,66	1,36	17,53	19,93	166,81	6,86	6,04
Junio	1 217,80	10,22	25,68	0,95	18,00	15,38	172,52	6,38	6,28
Julio	1 131,01	11,57	64,97	1,99	18,55	20,36	201,20	6,41	6,70
Agosto	1 139,15	12,23	66,28	0,96	18,73	6,94	210,91	6,23	7,24
Septiembre	1 215,40	12,04	50,60	0,81	19,70	7,74	129,98	6,67	7,65
Octubre	1 263,66	12,02	73,63	0,61	20,37	6,35	134,49	6,66	7,43
Noviembre	1 171,41	11,84	102,27	0,79	22,11	5,64	172,53	6,72	9,05
Diciembre	1 235,20	11,88	104,11	0,42	24,23	4,33	162,76	7,28	29,75

Fuente: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile.

2.3.2. Sistema Interconectado Central (SIC)

El Sistema Interconectado Central de Chile (SIC), está compuesto por: centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión troncal, subtransmisión y adicionales, subestaciones eléctricas y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios, que operan interconectados desde Taltal por el norte (Región de Antofagasta), hasta la isla grande de Chile por el sur (región de Los Lagos). El SIC es el mayor de los cuatro sistemas eléctricos que suministran energía al país con una cobertura de abastecimiento que alcanza a cerca del 92,2 % de la población nacional.

Tabla V. **Generación por tecnologías Sistema Interconectado Central**
2014

	GWh			
	Hidroeléctricas	Térmicas	Eólicas	Solares
Enero	1 914,67	2 444,10	58,09	5,25
Febrero	1 417,41	251 604,00	63,67	18,37
Marzo	1 418,86	2 935,37	59,64	32,17
Abril	1 431,66	2 626,37	64,01	27,42
Mayo	1 654,91	2 634,72	53,31	22,57
Junio	1 687,09	2 617,04	78,48	23,19
Julio	1 589,94	2 805,93	111,11	26,18
Agosto	2 504,95	1 825,44	106,26	32,27
Septiembre	2 318,76	1 699,07	130,07	37,41
Octubre	2 608,47	1 652,96	140,51	43,74
Noviembre	2 522,80	1 587,63	177,61	43,25
Diciembre	2 399,98	1 867,66	167,79	61,91

Fuente: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central.

Figura 7. **Sistema Interconectado Central a mayo 2014**



Fuente: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central.

2.3.3. Sistema eléctrico de Aysén

En la zona de Aysén existen 5 sistemas eléctricos aislados abastecidos principalmente por pequeñas centrales hidroeléctricas.

Su capacidad instalada a noviembre de 2012 alcanza los 50 MW (potencia bruta, no se descuentan consumos propios de las centrales), constituido en un 55 % por centrales termoeléctricas, 41 % hidroeléctrico y 4 % eólico.

Opera en él una sola empresa, EDELAYSEN S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 40 000 clientes.

2.3.4. Sistema eléctrico de Magallanes

El sistema de Magallanes está constituido por cuatro subsistemas eléctricos: Punta Arenas, Puerto Natales, Puerto Williams y Puerto Porvenir, en la XII región. La capacidad instalada de estos sistemas a noviembre del año 2010, es de 101 MW constituido con 14 % por derivados del petróleo, 83 % por gas natural y 3 % eólico.

Magallanes abastece exclusivamente a la región XII de Magallanes y Antártica Chilena.

La lejanía geográfica de la zona de Magallanes con el resto del país ha condicionado la configuración de su actual sistema eléctrico. Entre las características que posee, se cuenta su condición de sistema aislado con respecto al resto de los sistemas eléctricos nacionales. Asimismo, su amplia extensión e irregularidad geográfica dificultan la conexión entre sus principales

centros poblados, lo cual se ha traducido en que cada localidad deba disponer de sistemas eléctricos aislados entre sí, cada sistema tiene además cuatro etapas:

- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Consumo

En cuanto a control de frecuencia la norma técnica de seguridad y calidad de servicio presenta los estudios para la programación y coordinación del control de frecuencia.

Define que todas las unidades generadoras que participen del control primario de frecuencia deberán estar en condiciones de tomar o reducir carga de forma automática por acción del gobernador de su máquina motriz o mediante equipos de compensación de energía activa, ante una variación de frecuencia en el sistema interconectado, siempre y cuando estén habilitados por la Dirección de Operación del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) y disponibles para cumplir dicha función.

El nivel de reserva requerido para el control primario de frecuencia con el sistema interconectado operando en estado normal que permite cumplir con los estándares de seguridad y calidad de servicio será el que resulte consistente con la reserva óptima en ámbito económico; es decir, aquella que surge de una solución que considere los mayores costos de producción derivados de la operación de las unidades generadoras fuera del óptimo económico para mantener suficiente reserva para el control primario de frecuencia y los costos evitados de energía no suministrada de corta duración, en los que se incurriría

de no contar con esa reserva, este estudio incluye las siguientes consideraciones:

- Utilizar un modelo probabilístico que simule la falla de las instalaciones del sistema interconectado y las variaciones intempestivas de la demanda que esté respaldado por los registros obtenidos por la Dirección de Peajes del CDEC. Luego, en función de la disponibilidad de las unidades generadoras y para un nivel de reserva dado, se calculará la energía no suministrada de corta duración causada por fallas aleatorias en las unidades generadoras.
- Se calcula el costo de falla de corta duración y el costo de operación correspondiente al nivel de reserva considerado.
- Se repite el cálculo para diferentes niveles de reserva, calculando en cada caso el costo de falla de corta duración y el costo de operación correspondiente. Cuanto mayor sea la reserva, mayor será la desviación del despacho óptimo sin reserva y mayor el costo de operación resultante, pero menor el costo de falla de corta duración.
- Con los resultados obtenidos se construye la curva que relaciona los distintos niveles de reserva para control primario de frecuencia, con el incremento en el costo de operación más el costo de falla de corta duración.
- El nivel óptimo de reserva para control primario de frecuencia, expresado como porcentaje de la capacidad de las unidades

generadoras, será aquel para el cual el costo total sea mínimo; es decir, que minimice la suma del costo de operación más el costo de falla de corta duración.

En el estudio de control de frecuencia y determinación de reservas para la determinación de la reserva óptima para el control primario de frecuencia, la Dirección de Operaciones del CDEC deberá evaluar la conveniencia de asignar ese porcentaje de reserva de manera uniforme a todas las unidades generadoras que estén participando del control primario de frecuencia, o bien, distribuirlo en un conjunto restringido de unidades generadoras del sistema interconectado.

En esta normativa se acepta que algunas unidades generadoras aporten su porcentaje de reserva a través de recursos propios o a través de la sustitución que puedan realizar otras unidades generadoras. La sustitución podrá ser realizada siempre y cuando se asegure en cada zona del sistema interconectado una asignación adecuada de reserva para control primario de frecuencia, conforme lo determine el estudio de control de frecuencia y determinación de reservas.

2.4. Argentina

Tabla VI. **Generación por tecnologías Sistema Argentino de Interconexión 2013**

	GWh						
	Hidro	Nuclear	Ciclos combinados	Turbovapores	Turbinas de Gas	Motores Diesel	Eólico + Solar
Enero	3 391,00	579,00	4 787,00	1 239,00	1 211,00	220,00	30,00
Febrero	2 515,00	522,00	4 195,00	1 173,00	1 469,00	263,00	28,00
Marzo	2 928,00	471,00	4 438,00	1 215,00	859,00	139,00	32,00
Abril	2 814,00	385,00	3 934,00	1 232,00	1 152,00	122,00	23,00
Mayo	3 021,00	388,00	4 212,00	1 275,00	1 421,00	243,00	31,00
Junio	2 968,00	591,00	4 397,00	1 450,00	1 124,00	126,00	36,00
Julio	3 710,00	590,00	4 563,00	1 574,00	913,00	171,00	37,00
Agosto	3 567,00	584,00	4 598,00	1 565,00	764,00	133,00	52,00
Septiembre	4 257,00	580,00	3 387,00	1 506,00	705,00	137,00	40,00
Octubre	3 690,00	379,00	4 261,00	1 077,00	836,00	128,00	50,00
Noviembre	3 622,00	243,00	4 138,00	1 228,00	819,00	159,00	47,00
Diciembre	3 846,00	420,00	4 751,00	1 688,00	1 605,00	351,00	55,00

Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

Antes de la Ley 24 065, el sector eléctrico argentino se encontraba estructurado en un esquema de integración vertical, las empresas involucradas participaban en todos los segmentos de la industria eléctrica, a partir de esta ley el sector se presentó en tres segmentos de la actividad eléctrica independientes: generación, transporte y distribución.

Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes.

El operador del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), estará a cargo del Despacho Nacional de Cargas (DNDC), órgano que se constituirá bajo la forma de una sociedad anónima.

El regulador será el Ente Nacional Regulador de la Electricidad y que deberá llevar a cabo todas las medidas necesarias para proteger los derechos de los usuarios, promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y promover las inversiones para asegurar el suministro a largo plazo, entre otros objetivos.

Otro organismo importante del mercado eléctrico es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad Sociedad Anónima (CAMMESA). Creada en 1992, sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Interconectado Nacional. Se trata de una empresa de gestión privada con propósito público, las compras de electricidad se realizan entre los generadores, distribuidores y grandes usuarios, las empresas que se despachan primero son las de menor costo marginal, por tanto las más eficientes para el sistema. El objetivo principal es realizar un despacho técnico económico al mínimo costo para el abastecimiento de la demanda, incurriendo con el volumen y la calidad de oferta de energía disponible.

En el procedimiento técnico número 9 establecido por CAMMESA de participación de generadores en el servicio de regulación de frecuencia del mercado eléctrico mayorista se indican los criterios generales de la operación y los requerimientos básicos que deben cumplir los sistemas de regulación de velocidad, potencia y frecuencia de los grupos generadores, atendiendo a la

necesidad de lograr una respuesta adecuada de los mismos durante las variaciones habituales de carga en la red y ante contingencias, posibilitando un adecuado control de frecuencia en el sistema interconectado, y una distribución equilibrada de la potencia regulante entre los grupos generadores participantes en la regulación de frecuencia del SADI.

Requisitos de rangos de frecuencia admisibles de operación de generadores

- Sin la actuación de relés instantáneos de desconexión propios del mismo entre 47,5 Hz y 52 Hz.
- Para un período mínimo de 10 segundos entre 47,5 y 48 Hz, y entre 51,5 y 52 Hz.
- Para un período mínimo de 20 segundos entre 48 y 49 Hz, y entre 51 y 51,5 Hz.
- Sin límite de tiempo entre 49 y 51 Hz.

Para que un generador pueda participar en la regulación primaria de frecuencia (RPF) del SADI debe de cumplir con los siguientes requisitos:

- Estatismo permanente ajustado entre el 4 % y 7 %.
- Banda muerta inferior al 0,1 ($\pm 0,025$ Hz).
- Tiempo de establecimiento (necesario para ingresar en la banda del ± 10 % del valor final) del lazo de regulación de velocidad del orden de 30 segundos como máximo para máquinas térmicas y 60 segundos para máquinas hidráulicas. De ser mayores queda a criterio del operador su aceptación y aplicación de eventuales condicionamientos para su inclusión en el despacho de RPF.

La frecuencia de referencia coincidirá con la nominal (50 Hz) salvo circunstancias especiales en que el Centro de Control de Operaciones (COC) del SADI ordene un valor distinto, los límites de operación dentro de los cuales deberá mantenerse la frecuencia serán de $\pm 0,2$ Hz alrededor de la Frecuencia de referencia.

La RPF se operará en forma automática y participarán en ella las unidades generadoras habilitadas para RPF del SADI en un tiempo menor a 30 segundos, el COC realizará el despacho de generación teniendo en cuenta que la potencia asignada a cada unidad generadora $\pm$ el porcentaje de regulación despachada esté comprometida entre su potencia máxima y mínima operable, esta regulación estará destinada a equilibrar las diferencias respecto al despacho previsto.

Si debido a limitaciones externas, la potencia operada de la central resulta menor que la suma de las potencias máximas generables por sus máquinas generando, se considera que esta limitación se reparte dentro de la central restringiendo la reserva disponible de las máquinas en el orden dado por el costo variable de producción decreciente.

Cuando un generador presenta su solicitud de habilitación para prestar RPF, puede indicar la reserva regulante máxima que oferta en las máquinas térmicas y centrales hidráulicas que solicita habilitar para RPF, las máquinas que no presenten dicho dato el Organismo Encargado del Despacho asigna el 5 % para una máquina térmica y el 10 % para una central hidroeléctrica, las centrales que no están habilitadas se les asigna un porcentaje cero.

Cada generador al ser habilitado adquiere un compromiso de aporte horario a la reserva para RPF dado por el requerimiento óptimo para regulación primaria (ROR) del área de despacho en que se ubica, este compromiso lo debe de

cumplir cada máquina hora por hora, ya sea suministrando la reserva por ella misma o pagando por la reserva requerida que no aporta. Si la reserva regulante despachada para el área de una máquina es mayor que el ROR, la máquina puede vender este excedente.

Se realiza una importación de reserva regulante en un área de despacho cuando se compra reserva regulante perteneciente a otras áreas de despacho que cuenten con excedentes, luego de cumplir con el correspondiente porcentaje estacional para regulación primaria de la demanda de su área. La reserva regulante que la máquina de un área de despacho aporta a otra área a la que no pertenece es remunerada al precio de la RPF en el área importadora.

El OED debe realizar un estudio evaluando el porcentaje de reserva para RPF por debajo del cual se pierde el control de la operación del sistema eléctrico ante la imposibilidad de responder en tiempo y controlar los desbalances instantáneos.

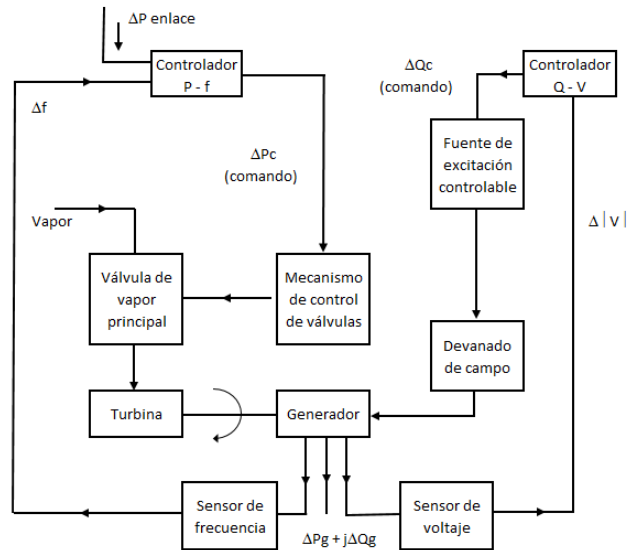
3. MODELO BÁSICO Y COMPONENTES PARA EL CÁLCULO DE RESERVA RODANTE REGULANTE

3.1. Modelos básicos de regulación

Al ocurrir una perturbación en el sistema eléctrico de potencia o debido a las fluctuaciones normales aleatorias de la demanda, se deben producir respuestas en los sistemas de control para lograr nuevas condiciones de equilibrio y que se mantenga la igualdad entre generación y demanda dentro de los límites de calidad del servicio. Las nuevas condiciones operativas se inician desde la fuente de energía primaria y finalizan en los procesos de conversión de energía realizados por el generador, tomando en cuenta los controles involucrados.

La figura 8 muestra los dos grandes lazos de control presentes en todas las unidades generadoras, en este caso, se muestran los lazos de control de una central térmica. El lazo del regulador de voltaje ($Q - V$) controla la magnitud del voltaje terminal V . La señal de voltaje es censada en forma continua y comparada con un voltaje de referencia V_{ref} ; con estos dos valores se obtiene una señal de error resultante, esta señal es amplificada y enviada al excitador el cual finalmente modifica el voltaje de campo del generador.

Figura 8. Diagrama lazos de control P – F y Q – V



Fuente: elaboración propia.

El lazo de control de frecuencia ($P - f$) regula la potencia de salida y la velocidad del generador. Este lazo presenta más complicaciones que el lazo de regulación de voltaje una retroalimentación relativamente rápida responde a la desviación de la velocidad la cual indica de manera indirecta la medida del balance de potencia. La acción se realiza a través del gobernador de velocidad y de las válvulas de control de flujo de vapor o de agua, según sea el tipo de tecnología.

Un lazo secundario realiza los ajustes finos para mantener la frecuencia en un valor nominal y toma las acciones apropiadas para controlar un nivel de flujo en los enlaces de interconexión. Esta acción es poco sensible a cambios rápidos de la carga, debe existir una banda muerta donde no exista reacción a estos cambios para evitar el desgaste de las válvulas de control.

Entre los lazos de control $P - f$ y $Q - V$ existe cierto acoplamiento. Las acciones de control del lazo $(Q - V)$ son mucho más rápidas que la del lazo $(P - f)$. Así, la dinámica del lazo $(Q - V)$ tiende a desaparecer antes que las acciones del lazo de control $(P - f)$ se presenten significativamente.

Entre los componentes que son necesarios para obtener modelos y que intervienen en el lazo de control $P - f$, se tienen:

- Sistema de gobernación de velocidad
- Turbina
- Generador
- Carga

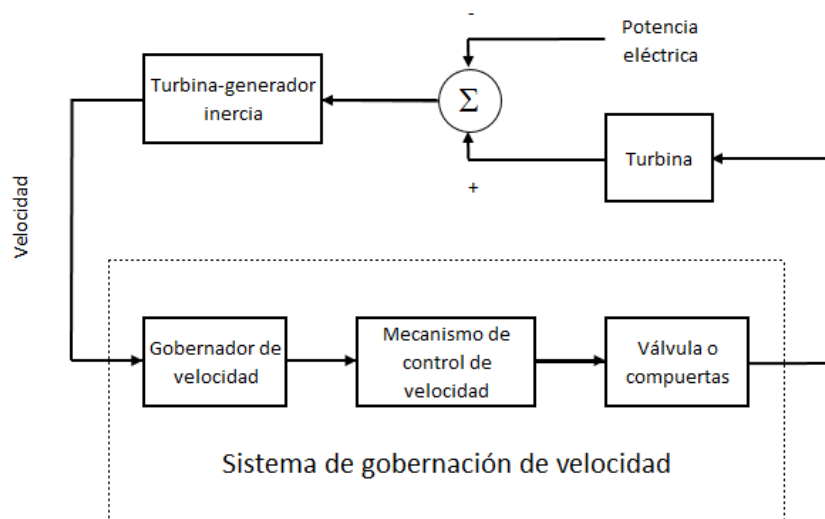
Los modelos de simulación son de gran utilidad para definir estrategias de operación y para elaborar diseños de controladores sin poner en riesgo la operación del sistema o incurrir en grandes costos.

3.1.1. Sistema de gobernación de velocidad

Este primer componente de control ajusta la posición de las válvulas de admisión de vapor de la turbina o de la compuerta de agua de la turbina hidráulica para conseguir que la potencia eléctrica demandada al generador coincida con la potencia mecánica generada por la turbina. Recibe como entrada la señal de velocidad de la máquina y la compara con la velocidad de referencia; si son iguales no se produce una señal de error; si existe diferencia el gobernador debe generar cambios en las condiciones de operación abriendo o cerrando las válvulas de admisión según sea el caso. En la figura 9 se muestra el lazo $(P - f)$ de un sistema de potencia elemental asociado a la turbina, resaltando en un

cuadro con líneas punteadas las componentes que integran al sistema de gobernación de velocidad.

Figura 9. **Diagrama del lazo de control P – f de un gobernador**



Fuente: elaboración propia.

Si la potencia eléctrica demandada aumenta y no existen cambios en las válvulas de admisión para aumentar la potencia mecánica de la turbina, los generadores frenarían liberando parte de su energía cinética de rotación. En consecuencia, la frecuencia disminuye ya que esta es proporcional a la velocidad de giro de los generadores.

$$Velocidad = \frac{120 * frecuencia}{Número\ de\ polos}$$

El valor de la frecuencia entonces es un medio para conocer los desequilibrios que existen entre producción y consumo.

En períodos transitorios, el sistema de gobernación de velocidad debe mantener los valores de frecuencia en su valor nominal. El control de generación es útil en condiciones normales de funcionamiento; es decir, cuando los cambios de potencia eléctrica demandada no son muy bruscos, lo cual se debe a que la respuesta no es suficientemente rápida para cuando se produzcan grandes desequilibrios de potencia.

Actualmente se han desarrollado nuevos sistemas de control de carga y regulación de velocidad que integran de una manera más sencilla estrategias de control con un grado de complejidad muy alto. Anteriormente el dispositivo sensible al cambio de velocidad era el gobernador centrífugo que se utiliza como sensor de velocidad. Su principio de operación se basa en dos esferas de cierto peso que se mueven radialmente hacia afuera y que giran a la velocidad marcada por la turbina; si la carga disminuye, la turbina tiende a aumentar su velocidad de giro por lo cual las bolas se desplazan hacia afuera, consecuencia de la mayor velocidad de giro por efecto de la fuerza centrífuga. Si aumenta la carga se obtiene el efecto contrario y se abre la posición de la válvula. En este mecanismo se presenta una banda muerta; es decir, la velocidad debe cambiar una cierta cantidad antes que la válvula comience a operar, debido a la fricción y retroceso mecánico. El tiempo que toma la válvula principal de vapor para moverse, ocasionado por los retrasos en la válvula hidráulica piloto y sistema del servomotor, es del orden de 0,2 a 0,3 segundos.

En el generador se cuenta con la posibilidad de modificar la consigna de potencia en el lazo de control $P - f$, tal como se muestra en la figura 8; de esta manera cualquier variación que ocurra en la potencia de referencia, en régimen permanente, se verá reflejada en cambios de la apertura de la válvula de admisión y como consecuencia en una variación de la potencia de salida del generador.

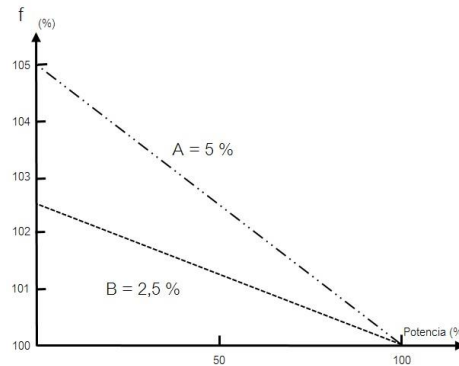
Recientemente se ha generalizado el uso de gobernadores electro-hidráulicos en lugar de los gobernadores mecánico-hidráulicos convencionales; funcionalmente su operación es similar. En este caso la medición de velocidad y la característica de regulación de velocidad son realizadas en forma electrónica. La señal de velocidad opera una válvula piloto y el servomotor de la válvula principal. Un control de velocidad electro-hidráulico proporciona mayor flexibilidad y sensibilidad al utilizar circuitos electrónicos en lugar de componentes mecánicos. Cuando son usados en unidades hidráulicas tienen características especiales por requerimientos de estabilidad.

El estatismo permanente determina la velocidad del generador en estado estable en función de la potencia entregada, esta es la variación de velocidad de cuando la unidad generadora pasa de vacío a plena carga. Es la relación entre el delta de frecuencia (velocidad) y delta de potencia pu.

$$R[\%] = \frac{\Delta f}{\Delta P}$$

Con el estatismo se establece el aporte o disminución de potencia ante las variaciones de frecuencia; por lo tanto, es un parámetro importante en la regulación de frecuencia.

Figura 10. **Característica de regulación de velocidad en estado estable**



Fuente: elaboración propia.

La característica en estado estable del gobernador generalmente se presenta en gráficas de velocidad contra potencia de salida como se muestra en la figura 10. Los valores típicos de la característica de regulación R son del 3 al 10 %.

En la figura 10 se tiene que:

$$\Delta f = -R \Delta P$$

Donde ΔP y Δf son los cambios en porcentaje o en valores por unidad, de potencia y frecuencia respectivamente, para un valor de R en % (p.u.) dado. En general, la característica de regulación de estado estable permite determinar la contribución total de cada máquina ante un cambio de frecuencia en el sistema.

Durante transitorios eléctricos, la diferencia entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica del sistema origina un cambio en las velocidades y en la frecuencia del sistema. El mecanismo de control de velocidad intentará ajustar la

salida de acuerdo a su característica de regulación. Tratando de modificar el par mecánico de acuerdo a los cambios en velocidad. En este proceso se introducen ciertos retardos de tiempo asociados a cada uno de los elementos del sistema de control de velocidad y turbina; de ahí que la respuesta dinámica de la potencia mecánica puede ser apreciablemente diferente a la indicada por la característica de regulación en estado estable.

En la figura 10 la característica de regulación en estado estable para la unidad A es del 5 % lo cual significa que, en operación aislada, la unidad incrementará su velocidad 5 % (de 60 Hz a 63 Hz) como consecuencia de un cambio en la posición de válvulas y en la potencia eléctrica, de plena carga a operación en vacío.

La característica de regulación de un grupo de generadores operando en paralelo sigue los mismos principios usados para controlar potencia eléctrica entre varias máquinas. En la figura 10 se presentan dos máquinas, la máquina A con regulación del 5 % y la máquina B con el 2,5 %. Si se considera que ambas máquinas son de la misma capacidad, para un cambio en la carga del sistema, la unidad B tendrá una aportación dos veces mayor que la unidad A.

Si estas máquinas fueran las únicas unidades en el sistema, y la carga que se pierde es tal que la frecuencia final del sistema es del 101 % entonces, la unidad A disminuiría su salida de potencia a un 80 % mientras que la unidad B llegaría a un valor del 60 %.

Cabe mencionar que la regulación total de un sistema de potencia puede ser considerablemente diferente de sus valores promedio, especialmente si algunas de las unidades no están bajo el control del gobernador debido a la acción del limitador de posición de válvulas.

3.1.2. Turbinas

Las turbinas son los dispositivos encargados de convertir la energía primaria obtenida del agua, vapor, gas y aire en energía mecánica, éstas se encuentran acopladas al rotor del generador.

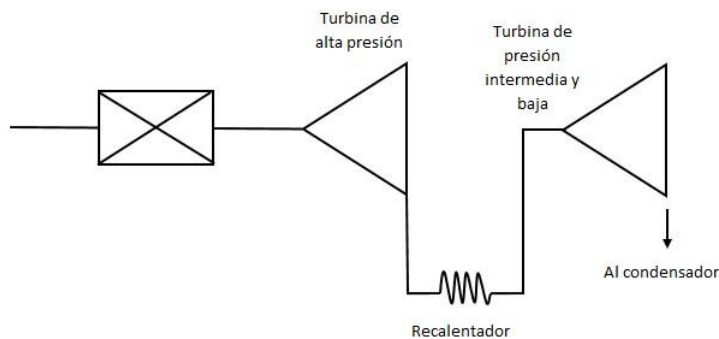
La salida del sistema de regulación de velocidad es un cambio de posición de las compuertas, que a su vez será la señal de entrada a la turbina. La salida de la turbina produce un cambio en la potencia mecánica. El modelo que representa la relación entre la señal de error del sistema de regulación y el cambio en la energía mecánica producida por la turbina varía según sea su tipo. Es posible realizar análisis en campo para cada turbina para determinar su comportamiento dinámico.

3.1.2.1. Turbina térmica

Las centrales térmicas de vapor convierten la energía contenida en un combustible (carbón, petróleo, gas natural) en energía eléctrica a través del uso de un generador eléctrico que se encuentra acoplado a una turbina de vapor. Las turbinas de vapor son dispositivos diseñados para extraer la energía almacenada en el vapor de alta presión y convertirla en energía mecánica. Los tipos de turbina de vapor responden a dos tipos constructivos de álabes, la turbina de álabes de impulso que utiliza la energía cinética del vapor que impacta sobre los álabes móviles de la turbina y les ocasiona un movimiento hacia adelante. La turbina de álabes de reacción, donde la tobera donde se expande el vapor gira junto con el eje de la turbina, aplicando un torque mecánico que imprime el movimiento. Existen turbinas que cuentan con etapa de impulso y etapa de reacción.

Según la configuración de la turbina, se tienen las siguientes etapas: alta presión (HP), presión intermedia (IP) y baja presión (LP). Pueden ser del tipo con recalentamiento o sin recalentamiento; el recalentamiento consiste en que el vapor que sale de la sección de alta presión retorna a la caldera para pasar por el recalentador y luego ingresar a la etapa de presión intermedia, con el recalentamiento se mejora la eficiencia del ciclo térmico.

Figura 11. **Representación funcional de una turbina con recalentamiento**



Fuente: elaboración propia.

Para realizar simulaciones dinámicas existen distintos modelos, si se utiliza sólo una etapa de la turbina se tiene una turbina sin recalentamiento. Desde el punto de vista de respuesta este tipo de turbina es muy simple. Una vez que las válvulas de control cambian su posición se inicia la expansión del vapor y la producción de potencia mecánica.

En el caso de turbinas con recalentamiento se puede tener diversas combinaciones de módulos de alta, intermedia y baja presión. El caso más sencillo es que se muestra en la figura 11.

3.1.2.2. Turbina hidráulica

Las turbinas hidráulicas por su principio de funcionamiento se dividen: turbinas de acción que utilizan la energía cinética del agua para su funcionamiento; y las turbinas de reacción que utilizan fundamentalmente la energía potencial del agua. Las características transitorias de las turbinas hidráulicas están determinadas por la dinámica del flujo de agua en la tubería de presión.

La dinámica del agua fluyendo a través de la tubería de presión da lugar a un fenómeno interesante en las turbinas hidráulicas. Al abrir las compuertas, aumenta el caudal entrante a la turbina y, por lo tanto, se presenta una disminución transitoria abrupta de la presión, el resultado es que el cambio inicial en la potencia es opuesto al cambio deseado en un período corto de tiempo, seguidamente aumenta hasta alcanzar el valor deseado. Este efecto es inherente en las turbinas hidráulicas ya que la acción de respuesta depende de la inercia del agua.

El tipo de turbina se selecciona verificando las particularidades del lugar donde se va a instalar. En los paquetes de software es posible encontrar distintos modelos para gobernadores de centrales hidráulicas. En la tabla se muestran los modelos disponibles en la librería del PSSE, los mismos varían en complejidad y por lo tanto, en sus requisitos de datos. En general se pueden agrupar como modelos lineales y no lineales.

Tabla VII. **Modelos de hidro-gobernadores en el software PSSE**

Nombre del modelo	Descripción
HYGOV	Modelo de gobernador de turbina hidráulica estándar
HYGOV2	Modelo de gobernador de turbina hidráulica linealizado
HYGOVM	Modelo de gobernador de turbina hidráulica con parámetros concentrados
HYGOVT	Modelo de gobernador de turbina hidráulica con onda viajera
HYGOVRU	Modelo de gobernador de turbina hidráulica de cuarto orden adelanto-atraso
IEEEG2	Modelo gobernador de turbina de propósito general linealizado.
IEEEG3	Modelo gobernador de turbina de propósito general linealizado.
PIDGOV	Modelo gobernador turbina hidráulica para plantas con tubería forzada
TURCZT	Modelo gobernador turbina propósito general
TWDM1T	Modelo gobernador turbina hidráulica con una depresión de agua muy alta
TWDM2T	Modelo gobernador turbina con PID y depresión de agua.
WEHGOV	Modelo gobernador turbina electrohidráulica
WPIDHY	Modelo gobernador turbina hidráulica PID
WSHYDD	WECC modelo doble gobernador turbina hidráulica derivada
SWHYPG	Modelo gobernador de turbina tipo WECC
HYGOV4	Modelo gobernador de turbina

Fuente: PSSE Software.

Los sistemas de gobernación de velocidad mecánico hidráulicos para una turbina hidráulica consisten de un gobernador de velocidad, una válvula piloto, un servomotor, una válvula de distribución y un servomotor de las compuertas. Los sistemas de gobernación de velocidad para las turbinas hidráulicas están fuertemente influenciados por los efectos de la inercia del agua, requiriendo un lazo de retroalimentación transitorio para lograr un comportamiento estable. Cuando la posición de la compuerta cambia se desarrolla una característica de regulación transitoria para oponerse a cambios rápidos en dicha posición.

3.1.3. Generador

Una vez que se aplica en el rotor del grupo turbina – generador un cambio de potencia mecánica, mediante el proceso de conversión de energía a través de campos magnéticos, se obtiene un cambio en la potencia eléctrica de salida del generador.

Para los casos de la modelación realizada se utilizan escenarios de demanda mínima ya que es donde existen menos generadores sincronizados al Sistema Nacional Interconectado y en consecuencia se cuenta con menor inercia, se modela el escenario más crítico.

3.1.4. Constante de inercia

Dimensionalmente la constante de inercia (H) se expresa en segundos y se puede interpretar como el tiempo que tardaría en pararse el rotor, si se aplicara al generador una carga constante de valor P_n , y no se aplica potencia mecánica. Otra interpretación más directa de H se tiene al analizar una pérdida de carga total, en este caso toda la energía se utiliza para acelerar el rotor, la constante de inercia se puede expresar en función del tiempo que tardaría el rotor en llegar a una velocidad sobre del 10 %, si la potencia mecánica no cambiara.

El rango de valores típicos para H en turbogeneradores es de 2 a 5 y para generadores en plantas hidráulicas es de 2 a 7. Es importante hacer notar que, si bien esta normalización mantiene un rango muy estrecho para la gran mayoría de generadores, no tiene una interpretación directa del tamaño o capacidad de las unidades. Existen cantidades, como los MW-segundos de las máquinas, que sí proporcionan una medida cuantitativa directa de la inercia de cada unidad. De esta manera, el uso de estas cantidades debería tener mayor aceptación.

Conviene insistir en que los rangos dados para H son los valores típicos y son útiles para juzgar valores reales; sin embargo, esto no quiere decir que no haya máquinas que por especificación presenten un valor de H fuera de estos rangos.

La constante de inercia H representa la energía cinética total de los generadores la cual disminuirá al cambiar la velocidad. La rapidez de cambio de la velocidad de los generadores es inversamente proporcional a esta constante. Así, valores grandes de H se traducirán en una rapidez de cambio menor de la frecuencia para una sobrecarga dada.

3.1.5. Carga

El modelo para cargas es fundamental en estudios dinámicos para la representación de un sistema de potencia; en general, la carga varía tanto en su parte activa como reactiva cuando hay cambios de frecuencia y voltaje, su representación fiel es un problema complejo.

El efecto de variación de la carga con la frecuencia es una propiedad física inseparable del sistema eléctrico que representa la cantidad en MW que aumentará la carga ante un aumento del 1 % de la frecuencia. Esto se puede explicar fácilmente cuando se ven los tipos de carga con los que cuenta un sistema eléctrico de potencia; al existir cargas mecánicas que son impulsadas por motores de inducción, por ejemplo, un ventilador está en función de la frecuencia, es decir que, si la frecuencia disminuye la velocidad de los motores desciende y, por lo tanto, disminuye la potencia mecánica requerida para mover la carga a una menor velocidad.

3.1.6. Perturbaciones

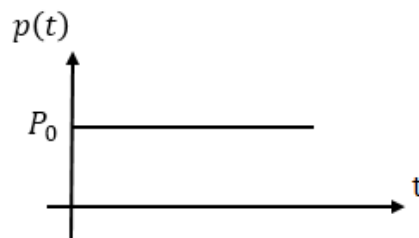
Un sistema en condiciones normales de funcionamiento será sometido a entradas aleatorias. El estudio experimental del sistema necesitará la aplicación de tales entradas y la utilización de teorías estadísticas. Sin embargo, la descomposición en series de Fourier permite considerar cualquier entrada como la superposición de entradas típicas. La respuesta de un sistema lineal a una entrada dada puede ser considerada como la superposición de respuestas a entradas típicas.

Las perturbaciones típicas que se modelan en los estudios de control de generación son escalones o rampas. En el caso de pérdidas de generación o de separación de sistemas se debe tener presente el cambio de inercias que afectará la rapidez del abatimiento de la frecuencia.

Escalón: es una función definida por:

$$\begin{aligned} p &= 0 & \text{para } t < 0 \\ p &= P_0 & \text{para } t \geq 0 \end{aligned}$$

Figura 12. **Escalón de potencia**



Fuente: elaboración propia.

Si se considera la función unitaria $u(t)$, el escalón por ejemplo de potencia tendrá la ecuación:

$$p(t) = P_0 u(t)$$

La representación en el dominio de Laplace de un escalón de potencia aplicado en $t = 0$ es:

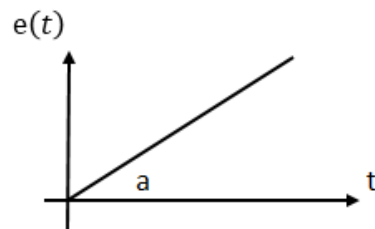
$$\mathcal{L}[p(t)] = \frac{P_0}{s}$$

Someter un sistema a un escalón equivale a cambiar instantáneamente su entrada, de un valor constante (0) a otro valor (P_0). En el sistema de potencia esto puede ocurrir al tener un cambio de carga por contingencia o bien la pérdida de un generador.

Rampa: Es una función definida por:

$$\begin{aligned} e &= 0 & \text{para } t < 0 \\ e &= a t & \text{para } t \geq 0 \end{aligned}$$

Figura 13. **Función rampa**



Fuente: elaboración propia.

En este caso se considera que la variable de entrada cambia constantemente de posición respecto al tiempo. La representación en el dominio de Laplace de la función rampa aplicada en $t = 0$ es:

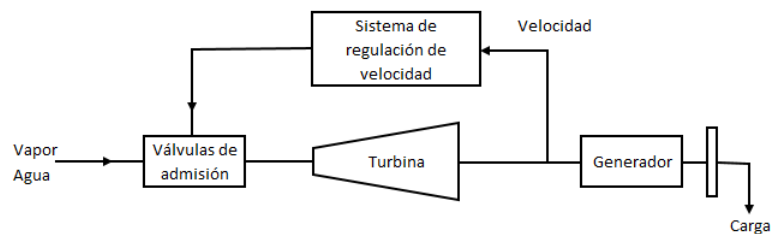
$$\mathcal{L}[e(t)] = \frac{a}{s^2}$$

Si se somete un sistema a cualquiera de las entradas anteriores, después de la desaparición del régimen transitorio, la salida será del mismo tipo que la entrada: la salida será constante para un escalón y tendrá una velocidad constante para una rampa.

3.2. Comportamiento de la frecuencia en sistemas básicos

Para iniciar el estudio del comportamiento de la frecuencia en un sistema se utilizará una máquina con todos sus elementos de control de velocidad. En el caso elemental se considera que no existe una red eléctrica y que la demanda se suministra en terminales del generador de acuerdo al diagrama de la figura 14.

Figura 14. Componentes del sistema básico



Fuente: elaboración propia.

El análisis de este problema permite ilustrar los conceptos básicos del control de generación y el efecto de diferentes parámetros en la respuesta del sistema.

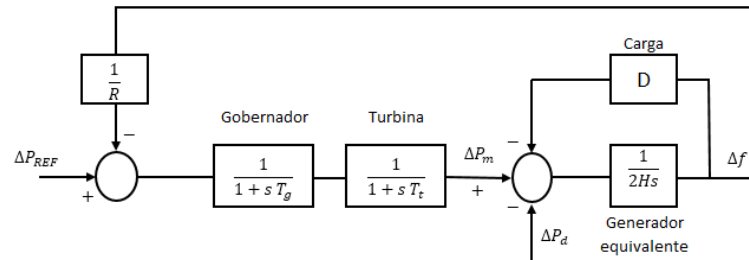
Se resalta la importancia del comportamiento dinámico de la frecuencia, según la respuesta de los elementos de control y el efecto final en estado estable, cuando el proceso se estabiliza en una condición de operación diferente.

3.2.1. Aspectos conceptuales

Al ocurrir un disturbio se perturba el equilibrio entre la potencia eléctrica que se suministra a la carga y la potencia mecánica que produce el primotor. El resultado es una desviación de la frecuencia alrededor de su valor nominal. Esta variación la detecta el gobernador de velocidad y como resultado se produce un cambio de posición en las válvulas de admisión a la turbina. Esta acción finalmente producirá un cambio en la producción de potencia mecánica tratando de lograr el equilibrio entre potencias.

La interacción de efectos se puede evaluar utilizando el diagrama de bloques de la figura 15 donde se integran los elementos de control de velocidad del generador y la representación de las ecuaciones de movimiento (oscilación) de la máquina.

Figura 15. **Diagrama de bloques del sistema de control**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 15 las perturbaciones se modelan a través de la variable ΔP_d , la cual representa cambios en la potencia eléctrica del sistema.

Se debe señalar que la producción de potencia mecánica dependerá de las constantes de tiempo del sistema de gobernación de velocidad (T_g) y de la turbina (T_t). El desbalance entre la potencia eléctrica y mecánica, en el tiempo, da lugar al comportamiento dinámico de la frecuencia.

En la figura 15 también se muestra la señal de referencia en el gobernador (ΔP_{REF}) que permite realizar cambios en la generación de la unidad por un proceso de decisión independiente de la frecuencia, es una señal de regulación secundaria.

3.2.2. Comportamiento dinámico de la frecuencia

Las perturbaciones en un sistema pueden involucrar cambios en la carga, pérdida de generadores o la pérdida de enlaces, los cuales alteran el equilibrio de las unidades generadores. Este es el mecanismo que inicia la respuesta dinámica de las máquinas, es de origen eléctrico y su efecto depende de la

ubicación del disturbio en el sistema. Es una respuesta natural de la red que no puede ser controlada. En la figura 15 la detección del disturbio se efectúa comparando la potencia mecánica (ΔP_m) y la potencia eléctrica (ΔP_d).

Es importante señalar que independientemente del cambio de carga o la pérdida de generación en el sistema, la demanda se debe seguir suministrando. Así, al integrar en el tiempo el desbalance de potencia se requiere de energía la cual se suministra de la energía cinética almacenada en el rotor del grupo turbina-generador; de esta forma al utilizar la energía del rotor se tendrá un cambio en la velocidad de la máquina.

La rapidez con que cambia la frecuencia (velocidad del generador) dependerá de la magnitud del disturbio y de la inercia de la máquina (H).

En forma de ecuación se tiene:

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{\Delta P_m - \Delta P_d}{2H}$$

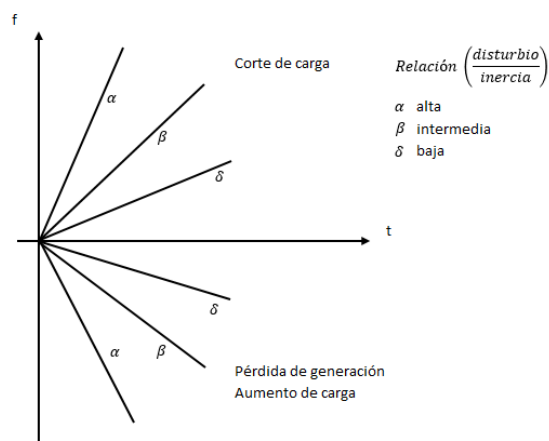
La ecuación anterior representa la dinámica del generador y evalúa la razón de cambio de la frecuencia. El cambio inicial de la frecuencia dependerá solo de la potencia eléctrica ya que el cambio en la potencia mecánica es cero.

$$\frac{d\Delta f}{dt} = -\frac{\Delta P_d}{2H}$$

Esta es la primera caracterización del comportamiento de la frecuencia y es independiente de los controles que se tengan en el sistema.

De esta manera, si el disturbio es pequeño, comparado con la inercia del sistema, la frecuencia tendrá una pendiente baja y un cambio reducido en el tiempo. En el caso contrario, se tendrá una variación rápida de la frecuencia con desviaciones importantes en tiempos breves.

Figura 16. **Comportamiento inicial de la frecuencia**



Fuente: elaboración propia.

3.2.3. Regulación primaria

Se define como regulación primaria a la respuesta de los generadores como resultado de la acción de sus reguladores de velocidad ante cambios en la frecuencia del sistema. El servicio de regulación primaria de frecuencia en Guatemala es obligatorio para todas las unidades generadoras del SNI con el margen de reserva establecido por el AMM. La acción del control se inicia al retroalimentar la señal de velocidad y tener la respuesta del gobernador de velocidad. A esta reacción del sistema de control tendiente a producir cambios

en la potencia mecánica se le conoce como regulación primaria. Esta es la primera línea de defensa para contrarrestar el efecto de los disturbios.

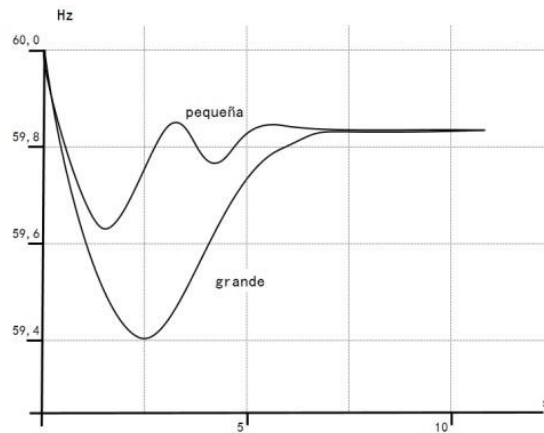
Tradicionalmente la regulación primaria se evalúa con índices del comportamiento del sistema en estado estable; sin embargo, hay conceptos importantes involucrados en la respuesta dinámica de un sistema que hacen necesario un tratamiento detallado de la regulación primaria en el tiempo. Uno de estos aspectos es la rapidez con que se puede producir la potencia mecánica; lo cual dependerá de los mecanismos utilizados para accionar válvulas y del tipo de turbinas empleadas. Si el retardo de tiempo es grande la frecuencia cambiará de acuerdo a la ecuación:

$$\frac{d\Delta f}{dt} = -\frac{\Delta P_d}{2H}$$

Durante un lapso de tiempo mayor, la frecuencia llegará a valores extremos más altos (máximos o mínimos), impactando así la respuesta del sistema.

En la figura 17 se presenta el comportamiento de la frecuencia para un aumento de carga, se trata de dos sistemas idénticos excepto, en la rapidez para producir potencia mecánica.

Figura 17. **Efecto de constantes de tiempo en la frecuencia del sistema**



Fuente: elaboración propia.

Al analizar la figura 17 se observa lo siguiente:

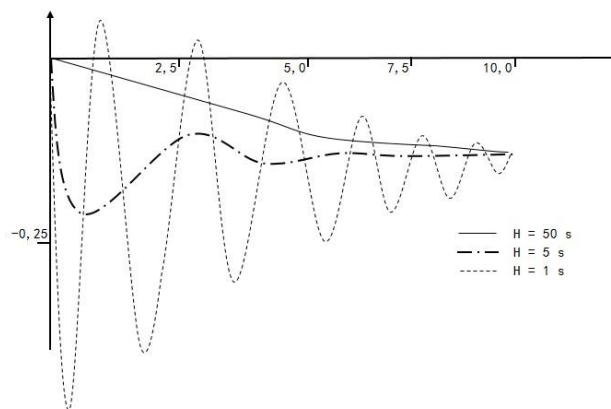
- El valor final de la frecuencia es el mismo para ambos casos.
- La frecuencia en estado estable después de la perturbación no es la nominal.
- El valor mínimo de la frecuencia es diferente en cada caso.
- El tiempo en que ocurre el mínimo de frecuencia es mayor para el caso de una respuesta lenta.

Al ilustrar el efecto de diferentes parámetros en el comportamiento de la frecuencia se presentan casos con parámetros iguales excepto uno que se varía al realizar la comparación.

3.2.3.1. Inercia del sistema

La inercia define el comportamiento inicial de la frecuencia debido a que las acciones de control tardan tiempo en manifestarse. La perturbación causa la conversión de energía de movimiento a energía eléctrica. El cambio de velocidad para obtener la energía necesaria dependerá de la constante de inercia. En la figura 18 se muestra la respuesta del sistema a diferentes valores de inercia.

Figura 18. Efecto de la inercia en la frecuencia



Fuente: elaboración propia.

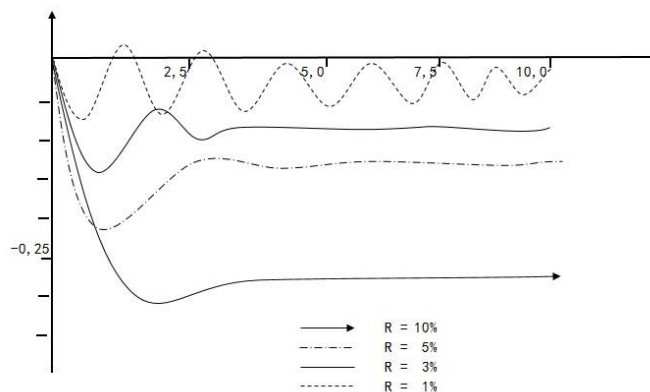
Es interesante notar en la figura 18 que el valor final de la frecuencia es el mismo en todos los casos, pero el comportamiento dinámico es muy diferente.

Un sistema con una inercia pequeña se mueve fácilmente y su comportamiento es oscilatorio. En cambio, si la inercia es grande la respuesta es sobrearmortiguada y con desviaciones menores de frecuencia.

3.2.3.2. Característica de regulación

La característica de regulación en estado estable (R) también tiene un impacto importante en el comportamiento dinámico de la frecuencia y en el valor final en estado estable. En la figura 19 se observa que la constante $1/R$ es una ganancia en el esquema de control. Se puede interpretar como un coeficiente de sensibilidad que relaciona los cambios de potencia con la variación de frecuencia. A medida que se tiene un valor de R más pequeño se tendrá una mayor ganancia y una sensibilidad más alta a los cambios de frecuencia.

Figura 19. Efecto de la característica de regulación



Fuente: elaboración propia.

En la figura 19 se presenta la comparación del comportamiento de la frecuencia para casos con diferentes características de regulación.

El análisis de los casos de la figura 19 muestra que:

- Los valores finales de frecuencia son diferentes.
- El mínimo de la frecuencia es diferente en cada caso.

- Al tener una regulación más pobre (R más alta) el valor mínimo de la frecuencia es más bajo.
- Los tiempos en que ocurren los mínimos de frecuencia son diferentes.
- Al tener un valor de R más pequeño (mejor regulación) la respuesta es más oscilatoria.
- Si se tiene una regulación pobre, la respuesta es más estable pero más lenta.

3.2.4. Límites operativos

El AMM es el encargado de operar el SNI dentro de los niveles de calidad que se especifican en las normas técnicas definidas por la CNEE.

Todos los agentes y participantes del mercado mayorista deberán integrarse a los esquemas de control suplementario (ECS), bajo los criterios que el AMM considere necesarios para implementar con el fin de preservar la seguridad del SNI. Estos esquemas podrían ser, entre otros: esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia (EDACBF), esquema de desconexión automática de carga por bajo voltaje (EDACBV), esquema de desconexión automática de transmisión por alto voltaje (EDATAV), esquema de disparo automático de generación (EDAG) y esquema de separación controlada en islas (ESCI).

La frecuencia nominal del SNI es de 60 Hz y permanecerá constante mientras exista el balance exacto entre la generación y la demanda más las pérdidas. La frecuencia del SNI deberá mantenerse dentro de los límites establecidos en las normas técnicas para condiciones normales y de emergencia. En tanto la CNEE no defina estos valores, los límites serán en condiciones normales 59,9 Hz y 60,1 Hz y en condiciones de emergencia 59,8 Hz y 60,2 Hz.

Todas las unidades generadoras deberán operar con sus gobernadores desbloqueados, salvo autorización en contrario del AMM. El estatismo debe ajustarse a niveles establecidos por el AMM que se comprenden entre el 2 y 6 %.

3.3. Desconexión de carga por baja frecuencia

Un sistema eléctrico de potencia está expuesto a sufrir cambios que alteran el equilibrio que debe existir entre generación y demanda. Entre las perturbaciones comunes están los cambios constantes de la demanda, pérdidas de generación, disparos de líneas de transmisión y otras diversas situaciones, si no existe este equilibrio se producen variaciones en la frecuencia.

Una depresión en el valor de la frecuencia es un indicador de que existe una sobrecarga, cuando existe una variación pequeña, esta puede ser corregida por los subsistemas de control de frecuencia. Si la variación es muy grande el abatimiento de la frecuencia es muy rápido, aún con reserva rodante, debido a la lentitud de los cambios en la potencia mecánica; la frecuencia continúa disminuyendo hasta llegar a un proceso irreversible que produce un apagón general en el sistema eléctrico de potencia.

En situaciones de alto déficit de generación para evitar un colapso en el sistema se reestablece el equilibrio entre demanda y generación mediante cortes selectivos de carga. Cabe destacar que, si la variación es muy rápida y no se cuenta con el tiempo suficiente para la reacción del grupo generador, se necesita contar con etapas que desconecten carga en función de la variación de la frecuencia respecto al tiempo.

A fin de asegurar el balance entre generación y demanda en condiciones de emergencia, por lo menos el 45 % de la carga del SNI debe estar controlada

por equipos de desconexión automática por baja frecuencia. Únicamente las cargas esenciales como los hospitales, comisarías de policía, aeropuertos, estaciones de radio y televisión, estaciones de bomberos y otras instalaciones de seguridad pública no formarán parte del esquema de desconexión automática por baja frecuencia.

El diseño de esquemas de desconexión automática de carga se basa en una serie de análisis dinámicos del sistema y del conocimiento de la dinámica del problema. El diseño de estos esquemas se considera un reto técnico importante.

El objetivo principal de un esquema de desconexión de carga por baja frecuencia es controlar el abatimiento de la frecuencia y lograr su recuperación a un nivel de operación sostenida aceptable.

3.3.1. Conceptos básicos de la dinámica de la frecuencia

El comportamiento dinámico de la frecuencia es el reflejo de un desbalance entre la energía mecánica y la energía eléctrica en los generadores. En un sistema eléctrico el desbalance se puede visualizar como un déficit o un exceso de energía; el disparo de generación lleva a un déficit y el disparo de carga a un exceso. En fenómenos físicos siempre se debe cumplir la ley de conservación de la energía.

3.3.2. Magnitud del disturbio

La otra variable importante, la cual va a servir de base para definir el diseño del esquema de desconexión de carga, es la magnitud del disturbio. Como la configuración del sistema tiene pocos cambios y por consiguiente las variaciones

de la constante de inercia son mínimas, mientras mayor sea el desbalance, mayor será el abatimiento de la frecuencia.

Generalmente la potencia de disturbio (ΔP_{disp}) se especifica como una sobrecarga, o sea la relación que existe en porcentaje, entre la generación y la carga, después de haber ocurrido el disturbio.

$$\% \text{ Sobrecarga} = \frac{\text{Carga} - \text{Generación}}{\text{Generación}} * 100$$

En la ecuación anterior, el numerador representa el desbalance entre potencia eléctrica (carga) y potencia mecánica (generación). Si el disturbio involucra pérdida de generación sólo se debe incluir la generación que queda disponible.

3.3.3. Relevadores de baja frecuencia

Cuando se diseña un esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, es necesario conocer las características de los relevadores de protección usados para ese propósito. Las características de estos relés son importantes desde el punto de vista de exactitud, rapidez y la influencia de variables externas.

Los relés de baja frecuencia pueden ser divididos en tres tipos principales:

- Relés electromecánicos lentos: operan bajo el principio de disco de inducción.
- Relés electromecánicos rápidos: su principio de operación es el cilindro o copa de inducción.

- Relés digitales en estado sólido: que utilizan componentes de estado sólido o semiconductores como los Triacs y los SCRS para la conmutación.

Los relés de baja frecuencia de disco de inducción han sido aplicados durante años y aún están en servicio en algunos lugares, la tendencia es hacia una aplicación mínima. Estos relevadores son lentos, su tiempo de operación es función del cambio de la frecuencia; son altamente sensibles a las variaciones de voltaje y algunos de ellos a la temperatura ambiente, no es posible coordinar estos relevadores con relés electromecánicos de alta velocidad o digitales de estado sólido. A una frecuencia de disparo de 59,0 Hz, el tiempo de operación del relé varía entre 0,75 segundos y 1,9 segundos para rangos de decaimiento de la frecuencia entre 6 y 0,5 Hz/s.

Su uso principal es en sistemas aislados con equipo de generación hidráulico o térmico antiguo. La adición de nuevas tecnologías en la parte de la generación, las cuales son más sensitivas a operar con bajas frecuencias, hace necesario el uso de relevadores de alta velocidad de operación.

Un relé de estado sólido es un dispositivo completamente electrónico que no cuenta con partes mecánicas móviles, realiza funciones de aislamiento y conmutación; estos relés cuentan con larga vida útil y con alta velocidad de respuesta.

4. METODOLOGÍA Y CÁLCULO

El modelo utilizado para la optimización del despacho es el NCP (nuevo corto plazo), software que permite elaborar despachos semanales y diarios determinando la programación óptima de las centrales modeladas, que es la necesaria para abastecer la demanda distribuida en los distintos puntos de la red, cumpliendo con la atención de los usuarios demandantes con alta confiabilidad de suministro. El NCP permite modelar los valores de Reserva Rodante Regulante para cada central con el porcentaje que le defina el usuario. La base de datos utiliza los valores técnicos de las centrales habilitadas en el mercado mayorista, estos datos se encuentran publicados en el sitio web del AMM.

A continuación, se presenta un resumen de las centrales modeladas disponibles para el SNI aislado.

Tabla VIII. **Generación modelada por tecnología**

	Cantidad	Potencia total [MW]
Hidroeléctricas	30	939,7
Geotérmicas	2	34,0
Turbinas de vapor	33	643,4
Turbinas de gas	4	117,2
Motores Reciprocantes	25	663,0

Fuente: elaboración propia.

La metodología utilizada para determinar la magnitud de reserva para regulación primaria de frecuencia toma en cuenta los mayores costos de operación, esto por disponer de un margen de potencia adicional para proveer este servicio, tomando en cuenta todos los beneficios que esto conlleva. Se utilizan variables técnicas y económicas de todas las unidades conectadas al Sistema Nacional Interconectado.

El valor límite inferior de la frecuencia se fija en 59,3 Hz, estado mínimo estable que debe alcanzarse en el SNI después de 30 segundos de ocurrido un evento, para compensar déficit de generación tendrá en cuenta las fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen salidas de generación y la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.

La interconexión con México, interconexión con Honduras y las dos interconexiones con El Salvador se modelan fuera de servicio. De esta manera se asegura que el SNI se encuentra en las condiciones más desfavorables con una baja inercia y una pendiente alta en la caída inicial de la frecuencia. Para los efectos de la simulación no se consideran los esquemas de desconexión por baja frecuencia ya que es necesario verificar únicamente la respuesta de los gobernadores de cada generador conectado a la red en el momento de la falla.

Con cada valor de Reserva Rodante Regulante se obtiene un valor de frecuencia a los 30 segundos, se calculan los valores de demanda que son necesarios desconectar para retornar al valor límite inferior de frecuencia fijado (59,3 Hz).

La metodología utiliza el 1 % del valor de la demanda total como valor inicial de Reserva Rodante Regulante. Para determinar el valor óptimo de Reserva

Rodante Regulante para la regulación primaria de frecuencia se encuentra el porcentaje donde se incurre en el mínimo costo de la sumatoria de:

- Costos operativos adicionales por aumento de Reserva Rodante Regulante.
- Costo de la energía no servida por pérdida de generación.
- Costo de la energía no servida por variación de la demanda.

Para el análisis realizado no se calculan los costos de la energía no servida por variación de la demanda ya que actualmente la conexión intempestiva posible de demanda más grande interconectada al SNI es el horno de arco eléctrico que consume aproximadamente 45 MW, por lo tanto, al tener una variación de la demanda de tal magnitud se cuenta con la reserva rodante. A continuación, se presentan los datos de RRR y RRO, utilizando el valor de demanda mínima esperada de 941,8 MW que se encuentra publicado en la programación de largo plazo del año 2015:

Tabla IX. **Valores de reserva rodante demanda mínima**

Reserva Rodante Regulante		Reserva rodante operativa		Total reserva rodante
%	MW	%	MW	MW
0	0,00	4	37,67	37,67
1	9,42	4	37,67	47,09
2	18,84	4	37,67	56,51
3	28,25	4	37,67	65,92
4	37,67	4	37,67	75,34
5	47,09	4	37,67	84,76
6	56,51	4	37,67	94,18
7	65,93	4	37,67	103,6

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar a partir del 1 % de RRR y tomando en cuenta que en demanda mínima la RRO es del 4 % según la normativa vigente; la reserva rodante cubre la variación de mayor magnitud que el SNI puede experimentar y por lo tanto el valor de frecuencia no se deprime hasta alcanzar la desconexión de carga por baja frecuencia. De esta manera se define que no existirán costos de energía no suministrada por variación de la demanda.

4.1. Cálculo de costos operativos adicionales por aumento de RRR

Para realizar los cálculos de costos operativos adicionales por aumento de RRR se realizan simulaciones de despacho económico utilizando el software NPC. Se aumenta el porcentaje de RRR desde el 0 % hasta el 7 % en días típicos de demanda y se obtienen los costos operativos de cada despacho obtenido.

Para el análisis que se presenta a continuación se toman en cuenta: potencia máxima, potencia mínima, número de arranques y disponibilidad de las unidades. Cada aumento en el porcentaje de RRR tiene como consecuencia la conexión de generadores más caros al SNI, de esta manera el sistema se va alejando de su óptimo en cuanto a la consigna de operar al mínimo costo operativo.

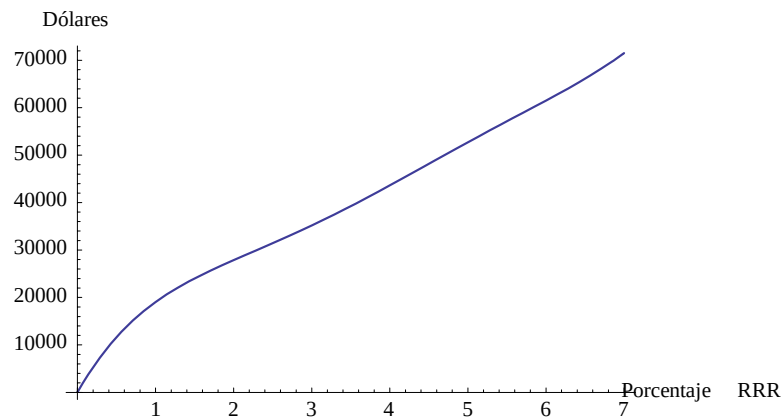
A continuación, se muestra el promedio de sobre costos obtenidos aumentando los valores de RRR.

Tabla X. **Sobrecostos operativos por Reserva Rodante Regulante**

Porcentaje de RRR [%]	Sobrecostos por aumento de RRR [\$]
1	19298,30
2	27 529,60
3	35045,60
4	44507,49
5	51 740,31
6	61 975,36
7	71 417,05

Fuente: elaboración propia.

Figura 20. **Curva de Sobrecostos operativos por Reserva Rodante Regulante**



Fuente: elaboración propia.

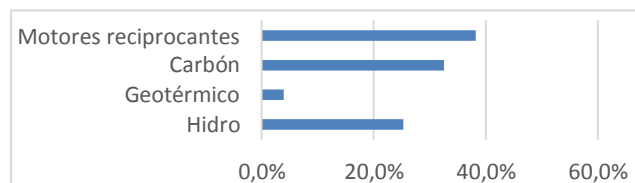
4.2. Cálculo de los costos de energía no suministrada

Los costos de energía no suministrada se refieren a la valorización en dinero de la carga que no estará siendo suministrada en cada porcentaje de RRR por pérdida de generación y por conexión intempestiva de carga. Para que la frecuencia vuelva al valor límite inferior como mínimo, es necesario desconectar carga para restablecer el balance entre demanda y generación, de esta manera la carga que será desconectada es la no suministrada y es valorizada al costo de energía no suministrada CENS.

4.2.1. Costo de la energía no servida por pérdida de generación

Se realiza la simulación dinámica con el Software PSSE en la versión 33, simulando un escenario de demanda con el SNI aislado, la simulación se realiza en demanda mínima ya que en ese momento el sistema se encuentra con la menor cantidad de generadores sincronizados y, por lo tanto, la inercia del sistema es muy baja. La matriz de generación modelada toma un escenario promedio de los últimos dos años en donde se ha tenido un invierno muy desfavorable y se han utilizado mucho más las tecnologías como el carbón y los motores recíprocos:

Figura 21. Matriz de generación modelada por tecnología



Fuente: elaboración propia.

Para elegir la falla modelo se realiza el análisis de los eventos que implican un desbalance significativo entre generación y demanda, entre las cuales se pueden mencionar los siguientes:

- Evento 1: falla en 3, 4 o 5 unidades simultáneamente de la central generadora Chixoy. Cada unidad cuenta con 55 MW.
- Evento 2: falla de la central generadora San José que actualmente cuenta con una capacidad de 133 MW.

Al realizar la revisión del histórico de fallas de los dos eventos mencionados, se presenta lo siguiente:

Tabla XI. Falla de 3 a 5 unidades en simultáneo de la central Chixoy

No.	Fecha	Evento	Potencia
1	16/03/2005	Disparo de las unidades 1, 2, 4 y 5	185,00
2	07/04/2005	Disparo de las unidades 1, 2, 3 y 5	152,00
3	16/10/2006	Disparo de las unidades 1, 2, 3 y 5	257,00
4	21/10/2006	Disparo de las unidades 1, 2 y 3	145,14
5	11/04/2007	Disparo de las unidades 1, 2, 3, 4 y 5	242,72
6	14/04/2007	Disparo de las unidades 1, 3 y 4	129,36
7	21/08/2007	Disparo de las unidades 1, 2, 3 y 5	263,68
8	04/12/2011	Disparo de las unidades 1, 2, 4 y 5	110,00
9	14/12/2011	Disparo de las unidades 1, 2, 4 y 5	157,00
10	07/02/2015	Disparo de las unidades 1, 2, 4 y 5	180,00
11	26/08/2015	Disparo de las unidades 1, 2, 3, 4 y 5	204,00

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

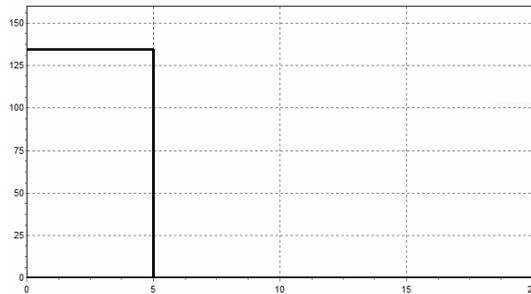
Tabla XII. **Falla de la central generadora San José**

No.	Fecha	Evento	Potencia
1	19/02/2005	Disparo de la central generadora	96,00
2	27/11/2005	Disparo de la central generadora	128,20
3	29/03/2006	Disparo de la central generadora	132,00
4	22/09/2006	Disparo de la central generadora	95,00
5	01/02/2007	Disparo de la central generadora	128,50
6	24/05/2007	Disparo de la central generadora	128,50
7	14/07/2007	Disparo de la central generadora	128,20
8	11/08/2008	Disparo de la central generadora	128,50
9	27/09/2008	Disparo de la central generadora	128,50
10	02/03/2009	Disparo de la central generadora	119,90
11	09/03/2009	Disparo de la central generadora	124,20
12	17/09/2009	Disparo de la central generadora	131,00
13	20/11/2009	Disparo de la central generadora	82,07
14	04/02/2010	Disparo de la central generadora	128,31
15	19/02/2010	Disparo de la central generadora	127,30
16	10/07/2010	Disparo de la central generadora	127,31
17	26/09/2010	Disparo de la central generadora	127,31
18	01/11/2010	Disparo de la central generadora	107,63
19	12/11/2010	Disparo de la central generadora	90,00
20	28/11/2010	Disparo de la central generadora	127,31
21	09/01/2011	Disparo de la central generadora	127,31
22	11/03/2011	Disparo de la central generadora	127,31
23	24/05/2011	Disparo de la central generadora	127,31
24	15/05/2012	Disparo de la central generadora	129,60
25	27/05/2012	Disparo de la central generadora	129,60
26	22/07/2012	Disparo de la central generadora	128,60
27	29/11/2012	Disparo de la central generadora	133,33
28	30/11/2012	Disparo de la central generadora	133,33
29	03/06/2013	Disparo de la central generadora	133,33
30	04/06/2013	Disparo de la central generadora	133,33
31	04/07/2013	Disparo de la central generadora	60,00
32	09/11/2014	Disparo de la central generadora	72,00
33	19/11/2014	Disparo de la central generadora	133,33
34	16/01/2015	Disparo de la central generadora	96,00
35	16/08/2015	Disparo de la central generadora	118,00
36	22/09/2015	Disparo de la central generadora	133,33

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

Como se puede observar en las tablas IX y X, la falla tiene más probabilidad de ocurrencia en el mismo intervalo de tiempo analizado, donde la central generadora San José se dispara y se pierden 133,33 MW aproximadamente del SNI instantáneamente.

Figura 22. **Perturbación simulada en el SNI aislado**

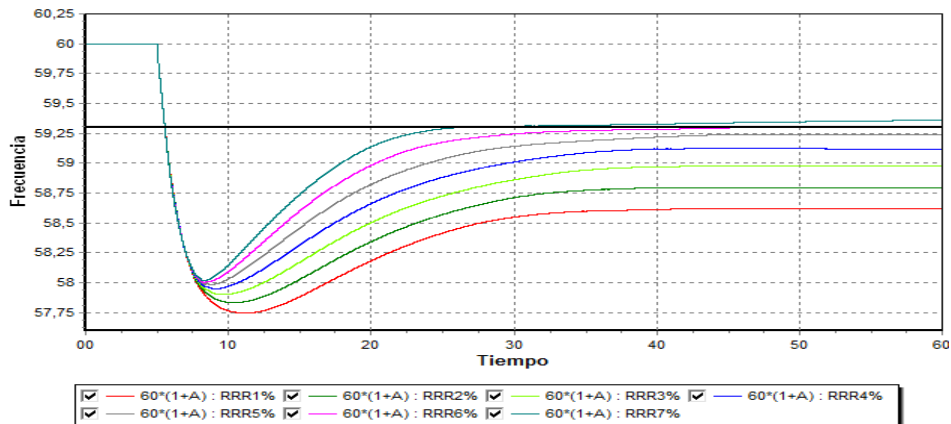


Fuente: elaboración propia.

En la figura 22 se muestra el comportamiento inicial de la central generadora elegida como falla modelo, transcurridos 5 segundos se produce la falla que causa la salida completa de la central generadora y se pierden 133 MW del SNI.

Se realizan simulaciones de la falla modelo con el 1 % de RRR hasta el 7 % sucesivamente. La respuesta en frecuencia con cada valor de reserva modelado se muestra en la figura 23.

Figura 23. **Valores de frecuencia del SNI aislado aumentando los valores de Reserva Rodante Regulante**



Fuente: elaboración propia.

Con cada valor de RRR modelado se obtiene un valor de frecuencia a los 30 segundos de ocurrido el evento, por lo tanto, se realizan nuevas simulaciones desconectando la carga que sea necesaria con cada valor de RRR para que la frecuencia regrese al límite inferior fijado (59,3 Hz), los resultados se muestran en la Tabla XIII.

Tabla XIII. **Valores de carga desconectada**

Porcentaje de RRR [%]	Carga desconectada [MW]
1	28,200
2	23,619
3	19,430
4	14,199
5	11,209
6	7,639
7	0,000

Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la figura 23, para el 7 % de RRR no es necesario desconectar carga ya que el valor de frecuencia sobrepasa al 59,3 Hz. El CENS es calculado trimestralmente según la Norma de Coordinación Comercial No. 4 que indica que dicho valor es diez veces el cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda de la ciudad de Guatemala. Según la programación de largo plazo publicada en el sitio web del AMM el valor del CENS es de 1 881,52 [\$/MWh].

Al realizar el producto entre la carga desconectada, el CENS y el tiempo de toma de carga que se considera para este caso, como una hora. Se obtienen los resultados de la tabla XIV.

$$CEND[\$] = CD * CENS * t$$

CEND: costo de la energía no despachada

CD: carga desconectada

CENS: costo de la energía no suministrada

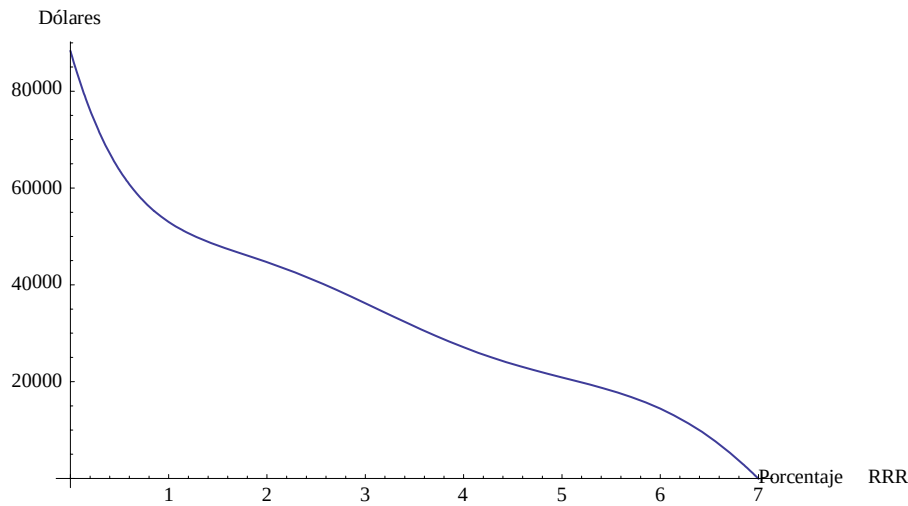
t: tiempo

Tabla XIV. **Costo de la carga desconectada**

Porcentaje de RRR [%]	Costo de la energía no despachada [\$]
1	53058,86
2	44 439,24
3	36 558,50
4	26 715,89
5	21 090,52
6	14 372,37
7	0,00

Fuente: elaboración propia.

Figura 24. **Curva de costos de energía no despachada**



Fuente: elaboración propia.

4.3. **Cálculo de la Reserva Rodante Regulante**

Para encontrar el valor óptimo de Reserva Rodante Regulante se busca el valor mínimo de la sumatoria de los sobre costos operativos adicionales por aumento de RRR según tabla X, más los costos de la energía no servida por pérdida de generación según tabla XIV. Los resultados se presentan en la tabla XV.

Tabla XV. **Costos operativos adicionales por aumento de RRR más los costos de la energía no servida por pérdida de generación**

Porcentaje de RRR [%]	Sobrecostos por aumento de RRR [\$]	Costo de la energía no despachada [\$]	Total
1	19298,30	53 058,86	72 357,16
2	27 529,60	44 439,24	71 968,84
3	35 045,60	36 558,50	71 604,10
4	44 507,49	26 715,89	71 223,39
5	51 740,31	21 090,52	72 830,83
6	61 975,36	14 372,37	76 347,73
7	71 417,05	0.00	71 417,05

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la tabla XIV, donde la suma se hace mínima es en el valor del 4 % de RRR. Por lo tanto, según la metodología sugerida el valor óptimo de RRR para el SNI aislado es de 4 %.

CONCLUSIONES

1. Al aumentar los porcentajes de Reserva Rodante Regulante, las respuestas son muy semejantes en los porcentajes altos; esto se debe a la capacidad del sistema de gobernación de velocidad de las máquinas y los parámetros que limitan el mismo.
2. Si se asigna a la máquina responder de una manera brusca y rápida aumentando el estatismo, se estaría causando desgaste y fatiga en los equipos, lo que representaría un costo adicional en el mantenimiento de las plantas que globalmente será reflejado en el costo operativo del sistema.
3. La Reserva Rodante Regulante calculada del 4 % corresponde a la mínima reserva requerida para operar técnica y económicamente el sistema, minimizando la actuación de los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia si se considera la probabilidad de ocurrencia de las fallas de alta magnitud en el SNI.
4. Se puede observar que, si se realiza un análisis técnico del valor óptimo de reserva sin tomar en cuenta las condiciones económicas, los porcentajes de Reserva Rodante Regulante a estudiar serían únicamente donde la frecuencia no sobrepase el límite inferior de estado estable definido.

RECOMENDACIONES

- 1 Se considera necesario realizar un estudio de RRR cuando se detecten cambios significativos en la matriz energética del SNI para que este valor vaya acorde a las necesidades del sistema o realizar el mismo por lo menos cada 10 años.
- 2 Se debe crear un sistema de verificación para la prestación del servicio complementario de RRR el cual le corresponde al operador del sistema ponerlo en marcha para que todos los generadores cumplan con la obligatoriedad de este servicio según lo indica la normativa vigente.
- 3 El estatismo debe ir acorde al porcentaje de RRR ya que, si el estatismo es muy bajo y el porcentaje de RRR alto, tendría que transcurrir más tiempo para que la unidad generadora alcance su valor máximo y la respuesta no sería efectiva para el SNI.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Normas de Coordinación Comercial*. NCC1 – NCC14. Guatemala: AMM, 2007.
2. _____. *Programación de largo plazo versión definitiva*. [En línea].
<http://www.amm.org.gt/pdfs2/programas_despacho/03_PROGRAMAS_DE_LARGO_PLAZO/2015-2016/02_PLP20150501_VD.pdf>.
[Consultas: octubre 2015 - diciembre de 2015.]
3. _____. *Informes de despacho diario*. [En línea].
<http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=145>. [Consultas:
diciembre de 2015 - abril 2016.]
4. _____. *Informe de capacidad instalada sistema eléctrico nacional marzo 2016*. [En línea].
<http://www.amm.org.gt/pdfs2/2016/Capacidad_Instalada_2016.xls>. [Consulta: mayo de 2016.]
5. _____. *Modelo NCP, Manual de usuario. Versión 5.13*. Brasil: PSR, 2014. 92 p.
6. GÓMEZ EXPÓSITO, Antonio. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. España: McGraw Hill, 1996. 261 – 309 p.

7. LEAL CANTÉ, Elvis Noé. *Despacho económico de carga considerando restricciones en la red de transporte con el uso de técnicas de programación lineal*. Trabajo de graduación de Ing. Mecánica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, 2005. 113 p.
8. MIRANDA ORDOÑEZ, Rodmy. *Análisis de la regulación primaria de frecuencia del sistema eléctrico de la paz mediante la representación simplificada del control de frecuencia y potencia*. Universidad Mayor de San Andrés, 2012. 9 p.
9. MIRANDA PARRA, Maximiliano. *Determinación técnica económica de reserva óptima para control primario de frecuencia*. Director: Hugh Rudnick Van de Wyngard. Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, 2007. 109 p.
10. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Guatemala. *Ley General de Electricidad*. 21 de noviembre de 1996, núm. 93-96.
11. _____. *Reglamento de la Ley General de Electricidad*. 21 de marzo de 1997, núm. 256-97.
12. _____. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. 25 de mayo de 1998, núm. 256-97.
13. PSR. *Modelo NCP, Manual de metodología*. Versión 5.13. Brasil: PSR, 2014. 47 p.