

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS TÉCNICO Y REGULATORIO PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DEL MERCADO DE SERVICIOS
COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
ECUATORIANO.**

**DESARROLLAR UNA PROPUESTA TÉCNICA PARA LA
CREACIÓN DE UN MERCADO DE SERVICIOS
COMPLEMENTARIOS PARA EL ECUADOR.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

ANDRES ALEJANDRO ZAPATA PACHECO

DIRECTOR: Dr. GABRIEL SALAZAR

DMQ, Agosto 2022

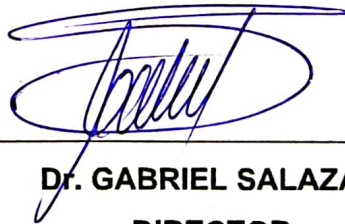
CERTIFICACIONES

Yo, ANDRES ALEJANDRO ZAPATA PACHECO declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



ANDRES ALEJANDRO ZAPATA PACHECO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por ANDRES ZAPATA, bajo mi supervisión.



Dr. GABRIEL SALAZAR
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

ANDRES ZAPATA

Dr. GABRIEL SALAZAR

AGRADECIMIENTO

Creo intensamente en que la vida no es más que un ciclo de interminables y repetidas situaciones donde nos pondremos a prueba una y otra vez, muchas veces saldremos victoriosos y otras no serán más que un día amargo en la historia de cada uno, pero, ¿qué sería de nosotros sin las derrotas de la vida?, sin haber probado el amargo sabor de batallar por algo y perderlo, tal vez nos volveríamos tan impasibles ante la victoria misma que no nos permitiésemos aprender de nuestras caídas, ni de valorar a las personas que estuvieron allí. Es por ello que hoy quiero agradecer a mis padres que con su inmenso amor han sabido ser ese apoyo incondicional en este largo camino, estando conmigo incluso cuando ni yo mismo lo estuve. Un reconocimiento especial a mi padre por haber tenido la sabiduría para poder guiarme, espero algún día ser tan buen padre como tú lo has sido conmigo. A mi madre todo se lo debo por haberme enseñado el valor del amor y la lealtad. Abrazar a mi hermana Pame que con su apoyo siempre ha sido pieza clave en mi vida. Y no puedo dejar de mencionar a quien fue mi apoyo y mi compañera en todo este transitar, Monse B., quien con su inocencia y amor me devolvió la esperanza en este mundo, que la vida te recompense cada muestra de amor.

Creo que no hay manera de poder influir en nuestro destino, ni de cambiarlo, a mi parecer, no estamos más que envueltos en este ciclo llamado vida, con un falso sentimiento de libertad de decisión, sin darnos cuenta que cada decisión ya está previamente influenciada por los acontecimientos dados por nuestra vida misma, y que la historia fue acabada hace mucho tiempo atrás. Sin embargo, siempre estaré agradecido por las personas que Dios incluyó en mi camino.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
AGRADECIMIENTO.....	III
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	IV
RESUMEN.....	VI
ABSTRACT.....	VII
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	1
1.1 Objetivo general.....	2
1.2 Objetivos específicos.....	2
1.3 Alcance.....	2
1.4 Marco teórico.....	3
1.4.1 Agentes participantes en un Mercado Eléctrico.....	3
1.4.2 Servicios complementarios en un Sistema Eléctrico.....	7
1.4.3 Servicios de Reserva.....	8
2 METODOLOGÍA.....	13
2.1 Escalas de tiempo de prestación de servicios de reserva.....	13
2.1.1 Provisión de servicios de reserva en fase de planificación a largo plazo.....	15
2.1.2 Provisión de servicios de reserva en la fase de programación operativa a mediano plazo.....	16
2.1.3 Provisión de Servicios de Reserva en Fase de Operación de Corto Plazo.....	18
2.1.4 Provisión de servicios de reserva en tiempo real en la fase de operación.....	20
2.1.5 Metodologías de provisión de los servicios de reserva.....	21
2.2 Mercado Servicios Complementarios Chile.....	23
2.2.1 Remuneración Servicios Complementarios en Chile.....	25
2.2.2 Control rápido de frecuencia.....	26
2.2.3 Control Primario de Frecuencia.....	26
2.2.4 Control secundario de frecuencia.....	27
2.2.5 Control terciario de frecuencia.....	27
2.2.6 Cargas Interrumpibles (CI).....	28
2.2.7 Control de tensión.....	28
2.2.8 Esquema de desconexión de Carga.....	28
2.3 Mercado de servicios Complementarios Ecuador.....	29

2.3.1	Agentes Sector Eléctrico ecuatoriano.....	29
2.3.2	Actuales Servicios Complementarios y su Remuneración.....	31
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	33
3.1	Resultados	33
3.1.1	Servicios de reserva	33
3.2	Servicios complementarios propuestos	34
3.3	Conclusiones.....	36
3.4	Recomendaciones	37
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	38

RESUMEN

La industria de la electricidad a nivel mundial fundamentalmente en el sector público está siendo reestructurada. Para el caso ecuatoriano dicha reestructuración comienza desde los años 90 a cargo del Instituto Nacional de Electrificación (INECEL), comienza desde la generación hasta la distribución, actualmente se encarga el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

El objetivo fundamental del sector eléctrico es de satisfacer las condiciones de confiabilidad, seguridad y calidad a los usuarios, pero la privatización y desregulación de ciertas funciones del sector discrimina los servicios. Por esto en mercados internacionales buscan el manejo adecuado de la industria de la electricidad, un método adecuado de manejo es los servicios complementarios ya que estos aseguran el suministro de energía.

Los servicios complementarios fundamentalmente ayudan al sistema a proveer del servicio a los consumidores o usuarios dicho servicio ayuda con condiciones de calidad y seguridad.

En Ecuador existe la regulación Nro. ARCERNNR-005/20, que según el artículo 21 trata sobre el tratamiento comercial de servicios complementarios, donde divide en regulación primaria y secundaria de frecuencia y reactivos en arranque-parada de unidades turbo-vapor. Sin embargo, no existe un mercado de servicios complementarios como tal.

Por lo que en el presente proyecto se estudiará la factibilidad técnica de un mercado de servicios complementarios en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, basado en un análisis de los modelos de mercados de servicios complementarios de diferentes regiones a nivel mundial.

PALABRAS CLAVE: Mercado de servicios complementarios, Servicios de reservas, Mercados eléctricos.

ABSTRACT

The electricity industry worldwide, fundamentally in the public sector, is being restructured. In the Ecuadorian case, said restructuring began in the 1990s under the responsibility of the National Institute of Electrification (INECEL), starting from generation to distribution, currently under the responsibility of the National Center for Energy Control (CENACE).

The fundamental objective of the electricity sector is to satisfy the conditions of reliability, safety and quality for users, but the privatization and deregulation of certain functions of the sector discriminate against services. For this reason, in international markets they seek the adequate management of the electricity industry, an adequate method of management is the complementary services since these ensure the supply of energy.

Complementary services fundamentally help the system to provide the service to consumers or users. Said service helps with quality and safety conditions.

In Ecuador there is regulation No. ARCERNNR-005/20, which according to article 21 deals with the commercial treatment of complementary services, where it divides into primary and secondary regulation of frequency and reactive start-stop of turbo-steam units. However, there is no market for complementary services as such.

Therefore, in this project, the technical feasibility of a market for complementary services in the Ecuadorian Electric System will be studied, based on an analysis of the models of complementary services markets of different regions worldwide.

KEYWORDS: Complementary services market, reservation services, electricity markets.

1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

Los servicios complementarios fundamentalmente ayudan al sistema a proveer del servicio a los consumidores o usuarios con condiciones de calidad y seguridad.[1] El sistema eléctrico se podría considerar compuesto por dos tipos de mercados: uno básico y uno complementario, pero se debe tomar en cuenta que ambos mercados son indispensables y necesarios entre sí. Existen diferentes tipos de servicios complementarios como son: servicios de programación y despacho del sistema, servicios de seguimiento de carga, servicios de desbalance de energía, servicios de protección de sistemas, servicios de control de potencia reactiva y voltaje y servicios de compensación de pérdidas; todos éstos son componentes necesarios para el funcionamiento confiable y seguro del sistema eléctrico.[2]

En Ecuador existe la regulación Nro. ARCERNNR-005/20, que es encargada de las transacciones comerciales en el Mercado Eléctrico [3]. Los Servicios Complementarios, según el artículo 21 que trata sobre el manejo comercial de servicios complementarios de divide en regulación primaria y secundaria de frecuencia y reactivos en arranque-parada de unidades turbo-vapor. La regulación primaria y secundaria de frecuencia (RPF Y RSF) es controlada por CENACE ya que este controla el porcentaje óptimo del requerimiento y se encarga de determinar las unidades para realizar el servicio complementario de control de frecuencia.[4]

Para el caso de potencia reactiva, se debe contar con generadores que tengan la capacidad de operar como compensador sincrónico y que en diferentes condiciones de operación aporten energía reactiva al SNI, con coordinación del CENACE, por esto recibirá una remuneración que cubrirá la demanda regulada y no regulada conectada en el SNI, en el caso de grandes consumidores o consumidores propios deberá evaluar el factor de potencia de acuerdo a la información mensual que se obtiene en CENACE.

Actualmente, la tecnología permite brindar más y mejores servicios complementarios entre los cuales constan: almacenamiento en baterías, mejores técnicas de compensación estática de voltaje, etc. Motivo por el cual se hace necesario la creación de un mercado de servicios complementarios, que permita, por un lado, contar con más y mejores servicios y, por otro, cuantificar y remunerar de forma equitativa y eficiente a quienes brinden estos servicios.

En el presente componente de trabajo de investigación curricular se realizará el estudio técnico para la implementación de un mercado de servicios complementarios en el sistema eléctrico ecuatoriano, incluyendo una descripción detalla de los beneficios técnicos que se

brinda al incorporar un mercado de servicios complementarios al sistema nacional Interconectado.[5] Para ello además se realizará un reconocimiento de los distintos tipos de actores que se encuentran en el mercado de servicios complementarios, así como costos y beneficiarios de los distintos servicios complementarios existentes, con el fin de brindar un claro panorama de la propuesta técnica que se piensa desarrollar y aplicar al Ecuador.

1.1 Objetivo general

Desarrollar una propuesta técnica para la creación de un mercado de servicios complementarios en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, en correlación con sus necesidades y su situación actual, utilizando como referencia diferentes mercados de servicios complementarios de otras regiones del mundo.

1.2 Objetivos específicos

1. Describir los beneficios técnicos del mercado de servicios complementarios aplicables para el sector eléctrico ecuatoriano
2. Caracterizar los distintos tipos de actores, costos y beneficiarios de los distintos servicios complementarios en un sistema eléctrico.
3. Proponer de forma detallada la creación de un mercado de servicios complementarios para el Ecuador.

1.3 Alcance

El alcance del proyecto queda definido a partir de los siguientes puntos:

Se realizará una recopilación bibliográfica relacionada con la implementación técnica de servicios complementarios en otros países, características técnicas de los mercados de servicios complementarios.

Se desarrollará un informe con los beneficios técnicos de los servicios complementarios que sean aplicables para el sector eléctrico ecuatoriano. Se destacará el ámbito de aplicación de cada servicio complementario (voltaje, frecuencia, almacenamiento, etc).

Se desarrollará un informe técnico con la caracterización de los distintos tipos de actores, costos y beneficiarios de los distintos servicios complementarios determinados en el punto anterior.

Se desarrollará una propuesta para la creación de un mercado de servicios complementarios para el Ecuador.

1.4 Marco teórico

En esta sección del documento se presentarán los diferentes conceptos bases para poder desarrollar el tema, así como, una recopilación técnica de los modelos de mercados de servicios complementarios en diferentes regiones del mundo, y de sus principales componentes, de las cuales, en secciones posteriores se profundizará con el fin de realizar un acercamiento a las características técnicas del sistema eléctrico ecuatoriano.

1.4.1 Agentes participantes en un Mercado Eléctrico

Debido al amplitud de factores que se debe tomar en cuenta a la hora de la planificación, coordinación y operación de las redes eléctricas interconectadas, se ha cuestionado la eficiencia los monopolios estatales que abarcaban el control absoluto, desde la generación hasta el suministro brindado a los consumidores, por lo que, en varias regiones del mundo se ha dado un proceso de separación de agentes en el sector eléctrico, promoviendo la competencia e incentivando a la inversión privada, a la par de mejorar la eficiencia económica del sector eléctrico. La reestructuración de estos agentes termina por diferenciarse en sectores dadas por sus actividades, siendo estas, generación, transmisión, distribución y comercialización. Es usual que varias de estas actividades se brinden por un solo agente.

En los sistemas eléctricos se puede diferenciar las actividades físicas como: la generación, operación del sistema, la transferencia de energía a niveles elevados de tensión, y la distribución en áreas de menor tamaño a niveles de voltaje reducidos. A continuación, se presenta un resumen de los agentes encargados de estas funciones físicas en el sistema.

Empresas de Generación: Dentro de los participantes en el sector de generación se incluyen las distintas entidades generadoras, y posibles vendedores que se encargan de vender el suministro eléctrico sin ser propietarios de las centrales ni los equipos que

intervienen en la generación, actuando únicamente como intermediarios entre las generadoras y el consumidor.

Empresas de Trasmisión: Su principal función es la trasmisión de energía eléctrica desde las unidades de generación, hasta las subestaciones de las distribuidoras o hasta grandes clientes, su transporte se realiza a niveles elevados de voltaje (mayor a 138kV para el caso de Ecuador). Debido al sentido del servicio y con el fin de garantizar el mismo sin carácter discriminatorio, es usual que las empresas de trasmisión sean reguladas y operadas bajo un Operador independiente del sistema.

Empresas de Operación física: Su principal función es la operación en tiempo real del sistema, asegurando la seguridad, estabilidad y confiabilidad del suministro. Su actuación es fundamental en el sistema eléctrico. Esta entidad puede ser a su vez una empresa de trasmisión de la red, tanto como un ISO (Operador Independiente del Sistema).

Sus principales actividades se pueden resumir en:

La coordinación del despacho económico de las unidades de generación, en base a la demanda del sistema.

La administración de las redes de trasmisión del sistema.

El control de los servicios complementarios del sistema, con el fin de mantener la estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica, mediante la comprobación en tiempo real de las variables del sistema, como lo son: voltaje en las barras del SEP, frecuencia de la red, monitorear los flujos por líneas, transformadores, y su cargabilidad, así como el equilibrio entre generación- carga.

Operación Económica del sistema: Se encarga principalmente de regular el mercado eléctrico, manteniendo una operación óptima y económica de los recursos disponibles en el sistema de potencia al menor costo de operación. Usualmente este organismo se encarga de la operación económica y de las transacciones comerciales del sistema entre los diferentes actores del sistema, como son: La facturación, liquidaciones diarias, semanales o mensuales, y el manejo de los recursos para asegurar el funcionamiento del mercado. Algunas regiones latinoamericanas integran el operador físico de la red y el operador comercial en una misma entidad. [6]

Empresas Distribuidoras: Su principal función es asegurar el transporte del suministro de energía al consumidor final, para ello utiliza redes a niveles de mediana y baja tensión. Se encargan tanto en la subdistribución de la energía a grandes centros de carga, como en el reparto por redes de distribución hasta los clientes finales. Estas empresas se

encuentran reguladas por sectores o áreas concesionadas. En algunas regiones estas entidades también hacen de comercializador.

Comercializadores: Se encargan de la compra y venta de energía en el mercado eléctrico a cierto tipo de usuarios finales. Por lo general la compra de energía se da a precios máximos en los mercados eléctricos, estos agentes deben cancelar costos de peaje a empresas distribuidoras y de transmisión por el uso de sus redes eléctricas.

Consumidores: Son aquellos consumidores finales, que adquieren energía eléctrica mediante un contrato con la comercializadora, distribuidora o directamente del mercado eléctrico dependiendo de sus necesidades. Se puede considerar a los consumidores dentro de dos grupos, siendo el primero formado por los usuarios finales de bajo consumo con la única posibilidad de adquirir el suministro eléctrico por la compra directa a las distribuidoras o comercializadoras. El segundo grupo se conforma por clientes con altas demandas de energía, generalmente dados por industrias con la posibilidad de adquirir también el servicio eléctrico directamente con las generadoras, mediante contratos bilaterales entre ambas entidades y regulados por la empresa de regulación y control.

Proveedor de los servicios complementarios: Se encarga de proporcionar servicios complementarios de soporte a la red, siendo necesarios para la cumplir con los estándares de confiabilidad, seguridad en la operación del Sep. Estos servicios pueden ser entregados a su vez por el Operador del sistema. Por ejemplo, en Estados Unidos la FERC, estipula que el Operador del sistema en su caso, el proveedor de la transmisión, sea quien esté a cargo de los servicios complementarios de manera desagregada, de manera que los clientes de transmisión tengan la posibilidad de auto suministrarse estos servicios; los cuales se resumen en 4 principales:

- Regulación
- Reserva de Giro
- Reserva no Sincronizada
- Balance Carga Generación.

En caso de que los usuarios finales no estén en la capacidad de auto suministrarse estos servicios, deberán obtenerlos del Operador del sistema. A su vez se dispone de la obligatoriedad en la adquisición de dos servicios complementarios brindados exclusivamente por el Operador, como lo son: Control de Voltaje y potencia reactiva, Control del sistema y redespacho.

Debido a que la liberación de la industria del suministro de electricidad se ha llevado de manera independiente en diferentes partes del mundo y dada las diferencias estructurales en los sistemas de energía, las definiciones técnicas de estos servicios y las reglas que rigen su comercio varían considerablemente.[7] Por ejemplo, por parte de la FERC de Estados Unidos se definen 6 servicios complementarios básicos, la cual aumento a 12 después de la comisión realizada en los Estados Unidos, con aporte de la NERC(National Electric Reliability Council), y el EPRI(Electric Power Research Institute), sin embargo para otras regiones puede ser una lista aún mayor.

Tabla 1.1. Principales Servicios complementarios según FERC Estados Unidos.

Servicio Complementario.		Descripción	Tiempo de actuación.
Provisos por el Operador del sistema y obligados a la compra por parte del cliente.	Control del Sistema	Programación despacho generación, supervisión y control del sistema en tiempo Real.	[segundos- horas]
	Control de Reactivos y Voltaje.	Control de la entrega de potencia reactiva de las unidades de generación del sistema, manteniendo los voltajes de las barras dentro de los límites de operación.	[Segundos]
Provisos por el trasmisor, sin obligatoriedad de compra por lo clientes (Terceros, autoabastecimiento)	Regulación de Energía.	Dispositivos de control en los generadores para mantener balance generación, carga.	[segundos - min]
	Reserva de Operación de Giro.	Reserva de potencia en las máquinas de generación sincronizadas con la red, para corrección inmediata de desbalances de energía.	[segundos -10 min]
	Reserva no Sincronizada.	Reserva de potencia en unidades de generación y carga no sincronizadas con la red, para corregir desbalances de energía.	[segundos – 10 min]

	Balance de Energía	Correcciones horarias en el despacho de generación en transacciones actuales y programadas	[horaria]
--	---------------------------	--	------------

1.4.2 Servicios complementarios en un Sistema Eléctrico

Los servicios complementarios dentro de un sistema eléctrico se encuentran asociados a la generación, transporte y distribución del suministro eléctrico, ya que permiten cumplir con estándares de calidad, seguridad y eficiencia determinadas por el ente regulador. Por lo que se consideran fundamentales para el respaldo y correcta operación manteniendo la confiabilidad del sistema de transmisión interconectado.[1]

Debido a las características propias de cada sistema eléctrico de potencia, el cumplimiento de estos estándares se encuentra limitado por sus características técnicas, dadas principalmente por condiciones ambientales, económicas, constructivas etc. De modo que, para cumplir con la continuidad y calidad del suministro eléctrico, se incorporan servicios complementarios los cuales deben estar a disponibilidad del operador del sistema, tanto en circunstancias donde sea necesario acciones correctivas como preventivas, de tal manera que si ocurriese una perturbación en el sistema eléctrico este pueda mantener la estabilidad y minimizar los impactos en el mismo. Es por ello que se debe implementar mecanismos separados de remuneración pudiendo estos ser cuantificados en relación tanto a su actuación como su disponibilidad.

De acuerdo con la región en donde se analice, la clasificación de los servicios complementarios asociados a los sistemas eléctricos de potencia puede variar, así como su remuneración y diferentes actores, por lo que, para este trabajo nos basaremos principalmente en el mercado de servicios complementarios en Chile, sin embargo, se analizará brevemente los mercados de Estados Unidos y del resto del mundo.

Los mercados eléctricos existentes de oportunidad para los servicios complementarios se refieren principalmente a los servicios de control de frecuencia y carga,(comúnmente denominados como reservas).[8]

Las reservas suelen clasificarse de acuerdo con sus características técnicas: plazo de respuesta en el que deben ser provistas, mecanismos de control que rigen su coordinación y tipo de evento al que deben responder. En primer lugar, los servicios de respuesta más rápida se califican como de mayor calidad y también se pueden ofrecer como más lentos.

En segundo lugar, las reservas pueden controlarse automáticamente o asignarse manualmente. El control automático se puede ejercer en un rango local utilizando el gobernador automático de las turbinas en una planta de energía, o en un rango zonal mediante el Control Automático de Generación (AGC, del inglés Automatic Generation Control) que coordina múltiples generadores en diferentes plantas de energía. Finalmente, las reservas pueden responder a diferentes tipos de eventos, como, por ejemplo, la pérdida de un generador o de una línea, o la corrección de la demanda, errores pronosticados en la generación solar o eólica

1.4.3 Servicios de Reserva

Los servicios de reserva son medios para establecer y mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de un sistema de energía eléctrica a fin de preservar la frecuencia en su valor objetivo ante una desviación significativa entre una condición real operativa y la programada.[9] Esta desviación podría derivarse de la generación intermitente y de las variaciones de la demanda del sistema. La base fundamental del marco normativo de un sistema eléctrico para clasificar los servicios de reserva es atender esta desviación de manera eficiente en el período de operación. A continuación, se revisa diferentes clasificaciones utilizadas para los servicios de reserva en varios artículos o manuales de funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia. Dentro de la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad (ENTSO-E, del inglés European Network of Transmission System Operators for Electricity) [10], los servicios de reserva se clasifican en cuatro niveles: control de frecuencia primario, secundario y terciario, y control de tiempo, como se muestra en la Figura 1.1.

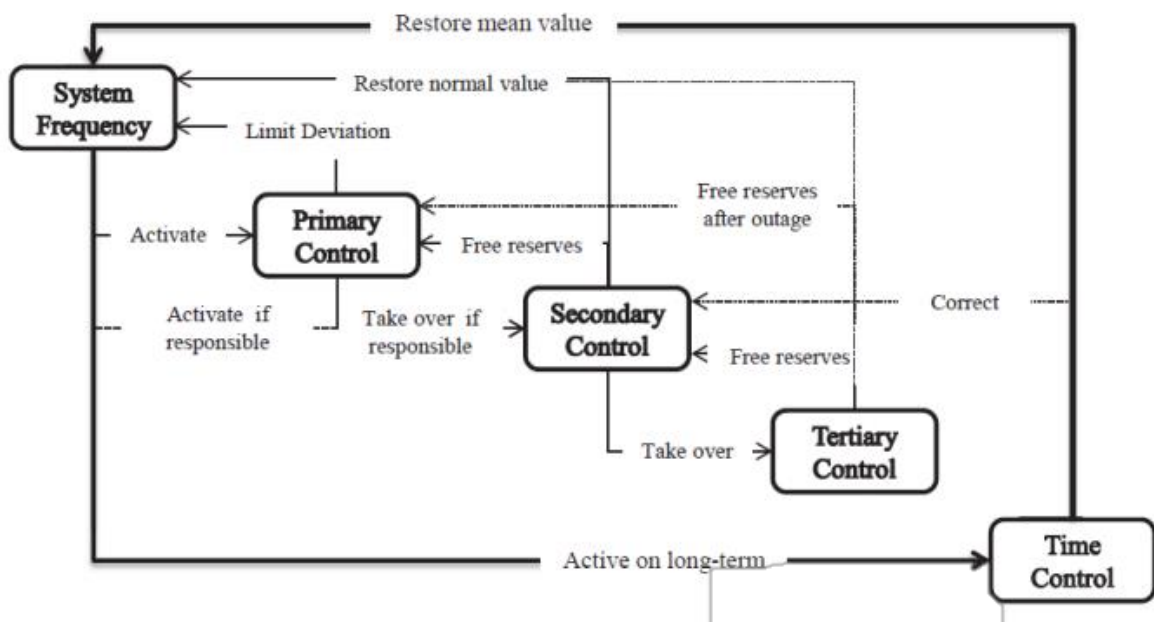


Figura 1.1. Diagrama de bloques que describe el control de frecuencia en el sistema ENTSO-E.[11]

Regulación Primaria de frecuencia

La regulación de frecuencia primaria de frecuencia corresponde a la acción de control de las unidades de generación mediante su regulador de velocidad, con el fin de balancear constante y automáticamente las pequeñas fluctuaciones en la frecuencia durante el intercambio de energía en tiempo real producidas por los desbalances entre generación y carga. De esta manera una vez detectado un cambio en la frecuencia actual del sistema y el valor referencial ajustado, y en caso esta desviación de frecuencia supere la banda muerta previamente asignada al regulador de velocidad de la máquina, el dispositivo de control se encargará de aumentar o disminuir la entrega de cierta cantidad de potencia activa según la reserva rodante disponible que haya sido determinada con antelación para cada unidad de generación.[12] Se la denomina como reserva más rápida, sin embargo no logra reponer la frecuencia a su valor nominal. Pueden aportar a su vez a la regulación primaria de frecuencia, sistemas de almacenamiento de energía que se encuentren habilitados para su operación.

Este control opera en un margen entre 1 y 15 segundos. Como se muestra en la figura 1.2, donde se ilustra la respuesta de la frecuencia en un sistema de potencia ante un evento de pérdida de generación. De manera inicial la inercia de la máquina resiste la caída de frecuencia, mientras que el regulador de velocidad realiza acciones de control y sube la potencia activa con el fin de corregir el error de frecuencia, siendo el primero en actuar el control primario de frecuencia, llevando la frecuencia a valores cercanos de la nominal,

mas no logra disminuir totalmente el error de frecuencia, dándole paso al AGC con el control secundario de frecuencia mediante las unidades de generación que previamente hayan sido asignadas por el Operador del sistema y de acuerdo a las reservas que se disponga.

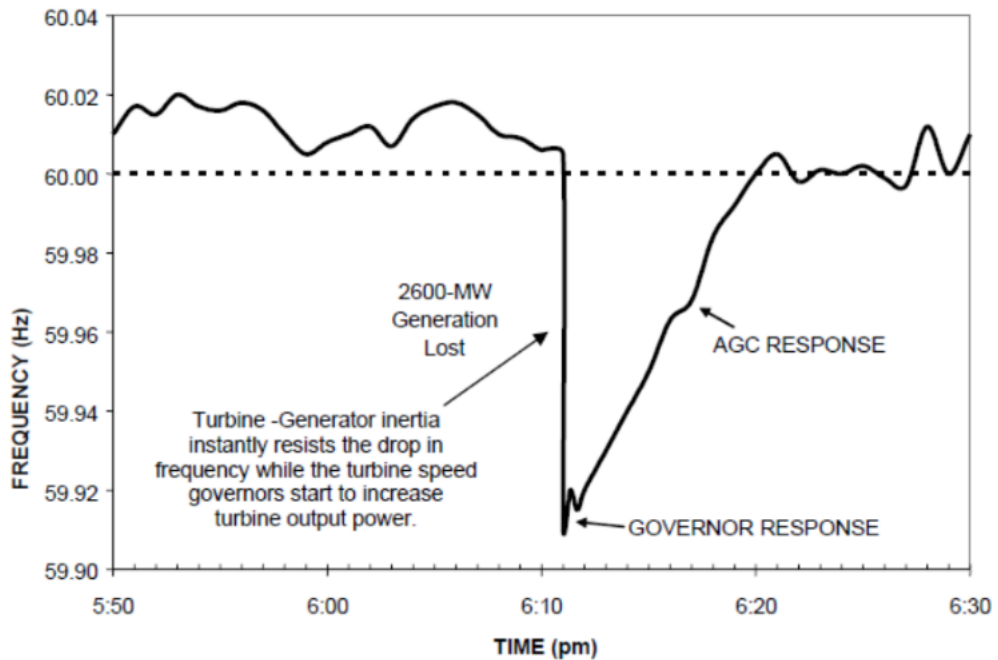


Figura 1.2. Respuesta de frecuencia ante un evento de Perdida de generación. [13]

Regulación Secundaria de frecuencia

La regulación secundaria de frecuencia tiene como objetivo llevar el valor de la frecuencia de la red a su valor nominal compensando el error final de frecuencia una vez actuada la regulación primaria de frecuencia, recuperando así la reserva de regulación primaria luego de que esta se encuentre agotada. Dichas acciones son realizadas automáticamente por el control automático de generación (AGC), que opera sobre un grupo de unidades de generación habilitadas para realizar la regulación secundaria. Dichas unidades de generación son previamente designadas por el Operador del sistema, su aporte se toma mediante la reserva rodante asignada para regulación secundaria. Se podrá a su vez aportar al sistema con regulación secundaria mediante sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías llamados (SAEB) habilitados para su operación. Este control tiene un margen de operación entre los 15 y 30 segundos hasta varios minutos. Como se muestra en la figura 1.2.

Contrariamente al control de frecuencia primaria, las reglas de la ENTSO-E imponen el cumplimiento de que solo los generadores ubicados en el área donde se originó el desbalance deben realizar acciones de control secundario, excluyendo las unidades generadoras del sistema eléctrico interconectado.[14]

Regulación terciaria de frecuencia

Se las denomina Regulación terciaria de frecuencia a las acciones de control manuales que se llevan a cabo por el operador del sistema, su principal objetivo es realizar un redespacho de las unidades de generación una vez solventada la perturbación en el sistema, con ello se logra volver a disponer de las reservas asignadas a regulación secundaria, y a su vez operar a los costos más bajos dados por el redespacho económico.[12]

Arranque en Negro

Se denomina arranque en negro o arranque autónomo a la capacidad de una unidad de generación de arrancar sin la necesidad de estar conectada al suministro de energía eléctrica de la red, por lo que pueden proporcionar energía eléctrica a sus respectivos servicios auxiliares dentro de la central, y arrancar generación, esto con el fin de restablecer el sistema luego de un posible colapso total o parcial. [15]

Reserva Rodante

Corresponde a la reserva de potencia activa de unidades de generación sincronizados con la red, o de sistemas de almacenamiento de energía conectados y habilitados en su operación para su aporte en regulación primaria de frecuencia o regulación secundaria de frecuencia. La reserva rodante es asignada por el operador del sistema para su actuación automática en casos de cambios de frecuencia, aumentando o disminuyendo la potencia inyectada a la red mediante el mecanismo de control de cada máquina.

Control de Voltaje y potencia reactiva

El servicio de control de voltaje se encarga de mantener el suministro de potencia reactiva conforme a la demanda del sistema, y de mantener los niveles de voltajes de operación de las barras del sistema de potencia dentro de los rangos establecidos como admisibles para cada nivel de tensión.

Para el control de voltaje en el sistema se lo realiza mediante dispositivos de cambio de tomas en los transformadores LTC, dispositivos de control de potencia reactiva como son

compensadores capacitivos, reactores, compensadores estáticos Var, generadores mediante el regulador automático de voltaje ya sea inyectando o absorbiendo potencia de acuerdo a las características propias de la curva de capacidad de cada unidad de generación. [4]

Esquemas de desconexión de Carga

En casos de pérdida de generación, se producirá cambios en la respuesta dinámica del sistema, generando variaciones en la frecuencia. Con el fin de estabilizar nuevamente la frecuencia del sistema a condiciones normales de operación, y evitar un colapso del sistema, se dispone de esquemas de control que realizan la desconexión manual o automática de carga en pasos. En las empresas de distribución y grandes consumidores, dependiendo del grado de desbalance de la frecuencia se dispone de pasos de desconexión. La desconexión de carga dispone de los siguientes esquemas:

Esquema de alivio automático de carga por baja frecuencia o bajo voltaje, que al producirse alguna condición anormal en frecuencia o voltaje en el sistema de potencia y que se encuentre dentro de la banda establecida, automáticamente desconecta cierta carga de las distribuidoras determinadas con anterioridad.

Esquemas de desconexión manual de carga, estos mecanismos de control se los opera manualmente desde el centro de control, con el fin de mitigar una condición de riesgo en el sistema eléctrico.

2 METODOLOGÍA

Este capítulo se centrará en el mercado eléctrico de servicios complementarios a nivel global, las escalas de tiempo en la prestación de los servicios, así como, en el actual mercado eléctrico ecuatoriano, esto se lo llevará a cabo mediante un enfoque cualitativo de adquisición de datos e información técnica con el fin de asentar y definir los posibles servicios complementarios a implementarse en el Ecuador.

Alrededor del mundo el mercado eléctrico se estructura de diferente manera dependiendo de la región en la que se analice. Previamente se comentó sobre los servicios de reserva y cómo estos son los principales componentes que se brinda en el mercado de servicios complementarios, de manera que en este capítulo se presentará un análisis de la actuación de cada servicio complementario en distintos mercados eléctricos.

2.1 Escalas de tiempo de prestación de servicios de reserva

En teoría, las unidades de generación son capaces de tomar participación en los tres niveles de control, (primario, secundario, y terciario). Sin embargo, en la operación real del sistema una unidad de generación es capaz de proporcionar únicamente un servicio, dos o ninguno de los servicios de reserva.

Tabla 2.1. Escalas de tiempo de reservas en diferentes sistemas. [16]

Sistema	Control de frecuencia	Tiempo de inicio	Disponibilidad completa	Tiempo final
California	Reserva de regulación min	Inmediata	≤ 10 min	$\geq 2h15$
	Reserva de contingencia	Sin recomendación	≤ 10 min	≥ 2 h
	Reserva de sustitución	Sin recomendación	≤ 1 h	Según lo acordado
	Reserva suplementaria	Sin recomendación	≥ 45 min y según lo acordado	Según lo acordado
ENTSO-E	Control primario	Inmediata	≤ 30 s	≥ 15 min

	Control secundario	≤ 30 s	≤ 15 min	Mientras sea necesario*
	Control terciario	Sin recomendación	≤ 15 min	Sin recomendación
Países bajos	Control primario	Inmediata	≤ 30 s	≥ 15 min
	Control secundario	De 30 s a 1 min	≤ 15 min	≥ 15 min y según lo acordado
	Control terciario	No especificado	Según lo acordado	Desde 15 min a 4 h
Alemania	Control primario	Inmediata	≤ 30 s	≥ 15 min
	Control secundario	Inmediata o ≤ 5 min	≤ 5 min	Mientras sea necesario
	Control terciario	Sin recomendación	≤ 15 min	Según lo acordado
Gran Bretaña	Control primario	Inmediata	≤ 10 s	≥ 30 s
	Control secundario	Inmediata	≤ 30 s	≥ 30 min
	Control terciario	Reserva rápida	≤ 2 min	Según lo acordado
	Arranque Rápido	Sin recomendación	≤ 5 o 7 min	≥ 4 h
	Reserva Permanente	Sin recomendación	≤ 20 min	≥ 2 h

La determinación de la cantidad requerida para cubrir los servicios de reserva que garantice un suministro es de vital importancia en un SEP. Para lo cual se puede diferenciar dos conceptos importantes definidos como capacidad estática y operativa. Siendo la capacidad estática aquella encargada con la evaluación largo plazo, mediante planificación dada por la expansión del sistema. Y la capacidad operativa, dirigida con la evaluación de las reservas a corto plazo, gestionando eficientemente la capacidad de las mismas para una demanda determinada.

Los servicios de reservas podemos clasificarlos de manera que nos permita dividir la capacidad de una unidad de generación, tal y como se lo plantea en la figura 2.1.

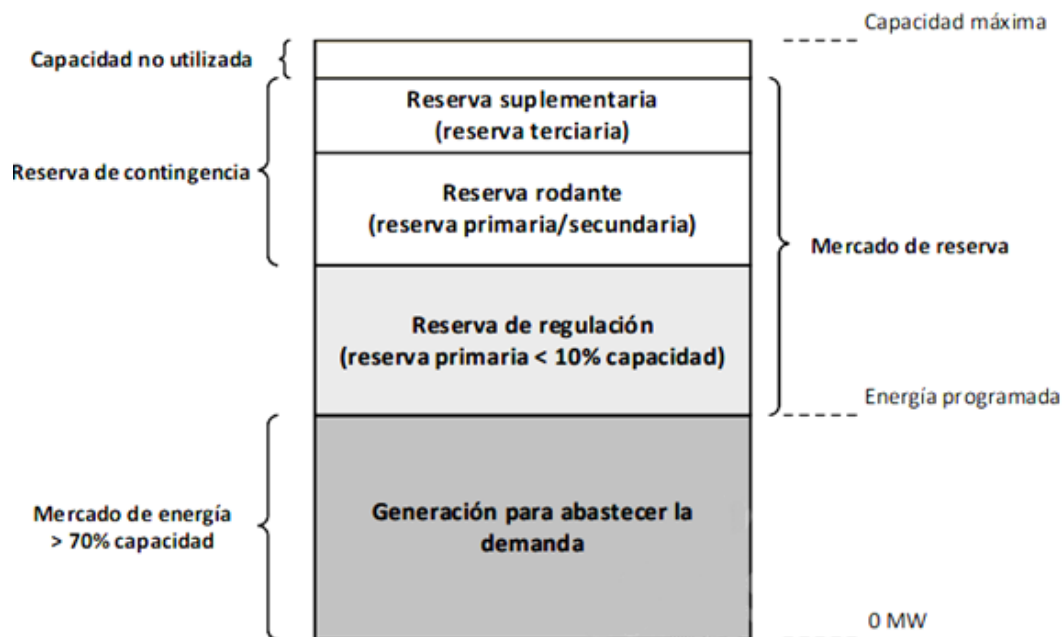


Figura 2. 1. Asignación de capacidad que interviene en los tres niveles de control de frecuencia. [17]

2.1.1 Provisión de servicios de reserva en fase de planificación a largo plazo

La provisión de servicios de reserva a largo plazo se establece en el problema de planificación de la expansión de la capacidad, mediante el cual se define la construcción de nuevas unidades de generación para que cumplan los requisitos de reserva. Es decir, en función de los requerimientos de los servicios de reserva primarios, secundarios y terciarios, se deberán instalar unidades de generación o recursos adecuados a fin de proporcionar capacidad en el largo plazo que pueda responder a contingencias del corto plazo.

Sin embargo, en la práctica dado el largo horizonte de planificación, y las incertidumbres técnicas, los servicios de reserva no se llegan a distinguir entre sí. Por lo que resulta difícil a la hora de planificar las reservas de un sistema, de manera que, varios autores consideran únicamente un servicio de reserva a largo plazo, “planning capacity reserve”. [18]

Dado que las unidades de generación para demanda base normalmente producen energía a una tasa esencialmente constante y suministran una parte determinada de la carga.

También, las unidades de generación para demanda punta se utilizan para abastecer la carga durante los períodos pico o cuando ocurren algunos eventos significativos en el sistema. Por ello se debe tener en cuenta que la categoría de unidades de generación para demanda punta puede incluir generadores de arranque rápido, unidades de reserva caliente y otras unidades que tengan la capacidad de participar en programas de control de frecuencia.

La reestructuración de las empresas de servicios eléctricos podría generar un entorno para inversión privada donde los inversionistas maximicen su ganancia en los horizontes de planificación, a la vez que los operadores del sistema programan una operación adecuada y segura del sistema eléctrico. Además de ello, para obtener una mejor expectativa del mercado de capacidad, los planificadores deberán aplicar técnicas dinámicas para analizar los distintos aspectos de la inversión, esto debido a que parte de la industria de generación energética no cumplen con los requisitos para asumir que el sistema permanece en una trayectoria óptima a largo plazo en todo momento. Se necesita tiempo para que el mercado de energía responda a una perturbación y se actualice a la nueva condición, como retrasos en la inversión bajo incertidumbre y en la construcción de nuevas plantas de energía, entre otros.

2.1.2 Provisión de servicios de reserva en la fase de programación operativa a mediano plazo

La provisión de servicios de reserva en la fase de planificación operativa de medio plazo corresponde a la capacidad requerida (primaria, secundaria y terciaria) del mercado de capacidad durante cada intervalo (una semana o un mes) del próximo año.

Para ello es primordial el establecimiento de un mercado de capacidades, el cual principalmente se encargue de entregar la capacidad adecuada de la reserva en función de incertidumbres, estrategias de diferentes empresas distribuidoras y de generación, y criterios de confiabilidad. Debido a que en general, los precios marginales del corto plazo no son suficientes para cubrir costos operativos y de capital de las empresas de generación, el mercado de capacidad puede ser un complemento a los mercados de corto plazo, cubriendo así el déficit generado, además de proporcionar incentivos de inversión para el aumento de las unidades de generación en lugares estratégicos.

Para un mercado de capacidades las empresas de distribución se encargan de presentar ofertas de compra y las empresas de generación por su parte entregan ofertas de venta. Mediante un contrato bilateral, se realiza la subasta de energía y reserva para un periodo considerado de tiempo, que usualmente suele ser de un año. Luego, el Operador del

sistema despeja el mercado de capacidad ejecutando el problema de planificación operativa con restricciones de seguridad. Dentro de estas restricciones el operador debe considerar la disponibilidad de las unidades, acorde a los requisitos de mantenimiento, limitaciones ambientales y energéticas.

Sin embargo, para un entorno reestructurado, los encargados de dichas tareas se vuelven las empresas de generación, en coordinación con el operador del sistema. Esto se realiza mediante el uso de señales técnicas y económicas provistas por el operador, y con el objetivo de maximizar los beneficios económicos en los mercados para determinar su disponibilidad de generación en un medio tiempo específico del futuro. Luego, ofrecerán su disponibilidad de generación al mercado de capacidad.

Además, las empresas de distribución realizan algunas tareas de optimización para establecer su estrategia en el mercado de capacidad en forma de programas de respuesta a la demanda, y también enviarán al operador sus pronósticos de carga de mediano plazo. En consecuencia, el Operador agrupa y trata las ofertas tanto de empresas de generación como de distribución para equilibrar el mercado de capacidad con el objetivo de minimizar el costo de la reserva de capacidad, satisfaciendo criterios de confiabilidad del sistema en la fase de mediano y corto plazo. El incumplimiento de los criterios de confiabilidad del sistema denota que las reservas de capacidad proporcionadas son insuficientes; así, el Operador proporciona a ambas empresas señales de seguridad para revisar la disponibilidad de generación ofrecida y la capacidad de respuesta a la demanda, respectivamente. El proceso de optimización iterativo continuará hasta que el problema alcance un punto de equilibrio. Este modelo de programación operativa con restricciones de seguridad se muestra en la Figura 2.2.

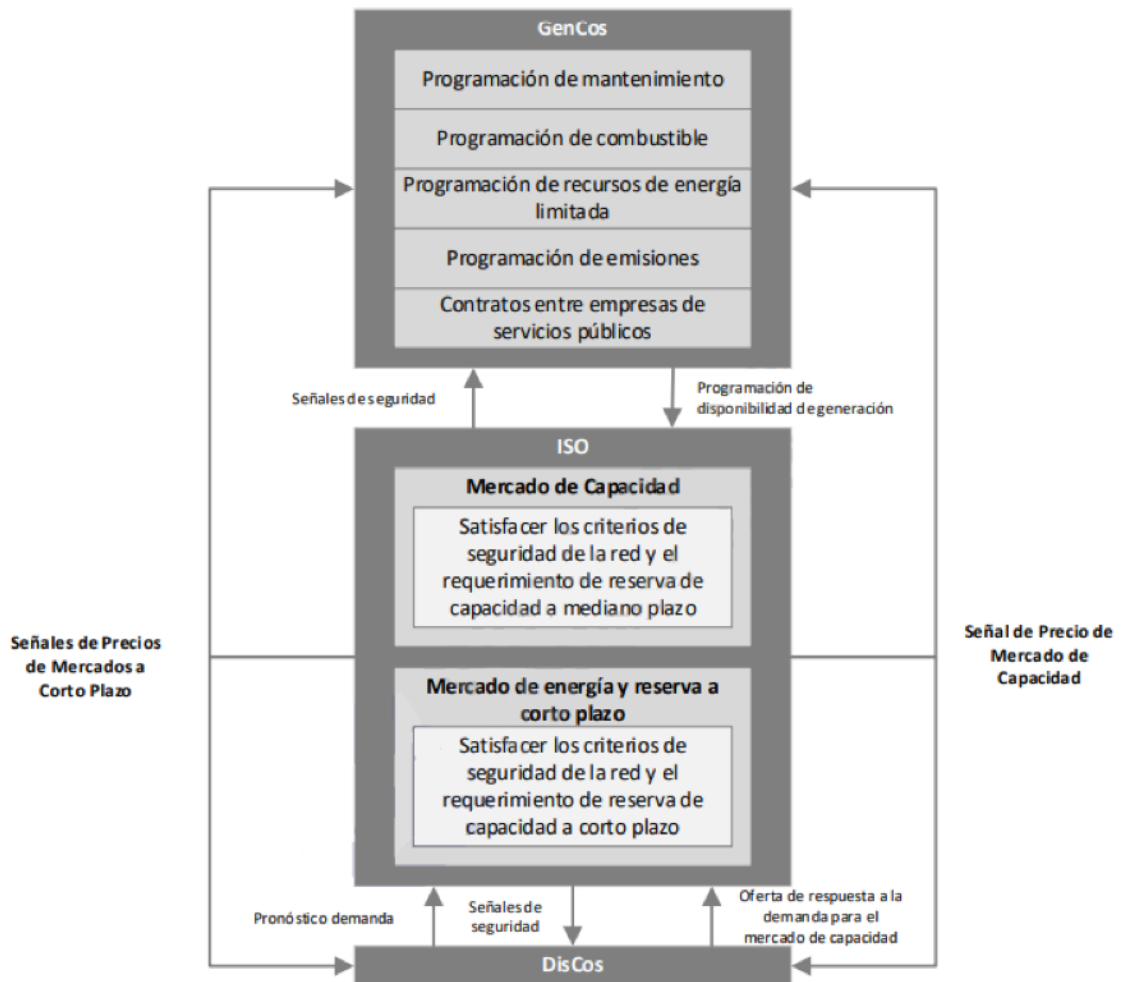


Figura 2.2. Modelo de planificación operativa de restricciones de seguridad [19]

2.1.3 Provisión de Servicios de Reserva en Fase de Operación de Corto Plazo

La prestación de servicios de reservas durante la fase de operación de corto plazo implica cómo proporcionar los distintos tipos de reservas (primarias, secundarias y terciarias) requeridas en las operaciones de corto plazo (semanales, diarias o intradiarias) para mejorar el mantenimiento de la seguridad en tiempo real. El objetivo principal es garantizar que el cronograma para la fase operativa a corto plazo sea físicamente factible y consistente con la operación confiable del sistema. En un SEP tradicional se decide proporcionar las reservas de control requerida concéntrese en optimizar los recursos de seguridad resolviendo el problema del compromiso de unidades con restricciones de seguridad (SCUC), con el fin de satisfacer la demanda con el menor costo y la seguridad

del sistema, manteniendo las reservas adecuadas en áreas menos concurridas de fácil acceso a las cargas.

Aunque después de la desregulación, los operadores de sistema, emplean el problema SCUC para determinar los diversos servicios de reserva requeridos, siendo diferente el SCUC de la industria eléctrica regulada puesto que el operador del SEP no tendría control sobre las ofertas de generación y demandas. En este novedoso entorno se han manifestado nuevos problemas denominados Price-Based Unit Commitment (PBUC) y Demand Response Strategy Assessment (DRSA) para que las empresas tanto de generación como distribución, respectivamente, puedan determinar estrategias de ofertas en los mercados de energía y reserva a fin de maximizar sus beneficios económicos. De hecho, cualquier empresa que hayan sido aceptados en el mercado de capacidad (programación operativa a mediano plazo) deben presentar de manera horaria sus ofertas de bloques de generación y demanda, y las restricciones físicas al Operador del sistema. Otros jugadores tienen la opción de ofertar en mercados del día anterior para el corto plazo. Una vez cerrado el proceso de ofertas, el ente Operador equilibra los mercados de energía y reserva con base en el problema SCUC y calcula el despacho del sistema y los precios de mercado. Para un despacho eficiente, al menos se deben considerar ciertas características físicas de las unidades de generación y de la carga, tales como niveles de operación (máximos y mínimos), límites de rampas, tiempos mínimos de subida y bajada, etc. Las señales de mercado de los Operadores, incluida la señal de precio y de seguridad, están disponibles para que los participantes del mercado reanalicen sus ofertas presentadas.

Es de gran importancia la coordinación entre la operación a corto plazo y en tiempo real, ya que el mercado de corto plazo se determinan puntos de ajustes (set-points) de operación previa a la perturbación, que se trasladan al mercado de tiempo real. Por lo tanto, los operadores de los SEPs simulan, a más de un SCUC para equilibrar el mercado a corto plazo, un flujo óptimo con restricciones de seguridad (SCOPF, Security Constraint Optimal Power Flow), que es consistente con el modelo de flujos de potencia que se usa en la operación del sistema en tiempo real. De esta manera se modela dicho acoplamiento.

Las capacidades de energía y reserva están físicamente vinculadas; por ejemplo, una unidad de generación debe proporcionar algo de energía para proveer reserva primaria. Por lo tanto, los mercados de energía y reserva también presentan un estrecho acoplamiento. Existen tres estrategias en la programación de energía y reserva en la estructura mercados eléctricos liberalizados.[20]

- Mercados Secuenciales
- Mercados de Compradores Racionales
- Mercados Simultáneos

El primer y más simple método utiliza el método de adquisición secuencial de reservas para programar los servicios de reserva (primario, secundario y terciario) en una serie de subastas que se ejecutan después de que se determina el programa de despacho de energía en un mercado separado. Los mercados de servicios de reserva se compensan en diferentes subastas sobre la base de minimizar el costo total de adquisición o el costo social neto en orden descendente desde el servicio de reserva de alta calidad (como el control primario) hasta los servicios de baja calidad (servicios terciarios).[21]

Sin embargo, se ha demostrado que este tipo de mercado puede tener inconvenientes, ya que el equilibrio del mercado secuencial puede conducir al problema de reversión de precios, donde la reserva de menor calidad recibe un precio más alto. Para ello, se rediseñó el modelo secuencial por uno de subasta de comprador racional, donde se permite la sustitución de un servicio de mayor calidad por uno de menor calidad, reduciendo así el mecanismo de reversión de precios, mas no eliminándolo. Esto se resuelve finalmente al implementar un mecanismo de subasta simultánea, que se enfoca en los precios marginales mediante una función objetivo.

2.1.4 Provisión de servicios de reserva en tiempo real en la fase de operación

Los servicios de reserva en operación de tiempo real se encargan de cubrir los remplazos de las unidades que por alguna razón llegaran a fallar saliéndose del despacho de generación programado el día anterior, o en caso de variaciones en la disponibilidad de energía de unidades de generación que dependen únicamente del recurso primario, como es el caso de centrales de generación eólicas o hidroeléctricas de pasada.

Para solucionar estas contingencias se establece el mercado de ajuste en tiempo real, donde el operador se encarga de controlar el sistema mediante acciones correctivas una vez ocurrido alguna perturbación, con el fin de minimizar las consecuencias de los eventos. Entre ellos está el redespacho de las unidades de generación, el uso de servicios de reserva rápida como son generadores de arranque rápido, esquemas de desconexión de carga, entre otros.

Existen dos formas de contratación de servicios de reserva en la operación en tiempo real. La primera forma es que el operador del sistema eléctrico obliga a los actores (unidades de generación y demandas) a prestar estos servicios y seguir sus instrucciones. La segunda forma es la provisión basada en el mercado, lo que significa que los jugadores normalmente deciden cuánto producir o consumir, pero, si es necesario, el operador del sistema solicita a un participante a cambiar la producción o el consumo. Los mercados de tiempo real en Noruega y Suecia y el mercado en tiempo real en California y PJM son ejemplos que caen dentro de esta estructura de mercado

2.1.5 Metodologías de provisión de los servicios de reserva

Debido a la variación de la demanda en un SEP, y las perturbaciones impredecibles que puedan ocurrir, como es el caso de la pérdida de unidades de generación, es fundamental se mantenga en reserva suficiente capacidad para que el sistema sea capaz de manejar estos eventos. Esto representa un gasto económico ya que algunas unidades de generación deben permanecer fuera de sus puntos de trabajo económicos, no entregando así su potencia nominal.

El operador del SEP es el encargado en determinar los servicios de reserva requeridos con base en algunos criterios que garanticen que el sistema será operado con un nivel de seguridad aceptable. Hay una serie de métodos de uso general para evaluar los requisitos de los servicios de reserva en un sistema de potencia. Estos métodos se pueden clasificar en tres categorías de enfoques deterministas, probabilistas e híbridos

Los enfoques deterministas establecen los servicios de reserva requeridos en una cantidad predefinida generalmente igual a la capacidad del generador en línea más grande, a algunas fracciones de la demanda máxima o a cualquier combinación de ambos, de modo que el sistema pueda tolerar cualquier salida simple de la generación o alguna desviación de la demanda sin causar ninguna violación. Luego de lo cual, el operador del SEP asigna una cantidad fija de servicios de reserva entre diferentes proveedores, de manera que se optimiza acorde una función objetivo distintiva. Los métodos difieren entre sí en el tipo de función objetivo, tipo de restricciones y tipo de métodos de resolución, principalmente, que se utilizan para asignar servicios de reserva deterministas entre varios proveedores. Algunos de estos enfoques deterministas adoptados por diferentes sistemas pueden ser encontrados en la Tabla 2.2.

Tabla 2.1. Criterios deterministas para requerimientos de reserva de varias regiones. [22]

Sistema	Criterio, (Reservas suplementarias)
Australia, Nueva Zelanda	$\max(u_i^t, p_i^t)$
BC Hydro	$\max(u_i^t, p_i^{\max})$
Bélgic	reglas UCTE, actualmente al menos 460 MW
Países Bajo	reglas UCTE, actualmente al menos 300 MW
California	$50\% \max(5\%P_{\text{hidro}}+7\%P_{\text{otras-fuentes}}, P_{\text{contingencia más grande}})+P_{\text{importación no firme}}$
España	entre $3(P_d^{\max})^{1/2}$ y $6(P_d^{\max})^{1/2}$
UCTE	La máxima recomendación es: $(10P_{d,\text{zone}}^{\max} + 150^2)^{1/2} - 150$
Ontario hydro	$90\% \max(u_i^t, p_i^{\max}) + \min(u_i^t, p_i^{\max})$ para plantas >6 motores
Alberta Power Ltd.	$\max(u_i^t, p_i^{\max})$ o $90\% \max(u_i^t, p_i^{\max}) + 10\%(\sum P_i^{\max})$ para sitios remotos
Florida	$25\% \max(u_i^t, p_i^t)$

Donde:

P_{hidro} : producción hidroeléctrica programada. $P_{\text{otras-fuentes}}$: generación programada de fuentes diferentes de hidroeléctricas.

$P_{\text{contingencia más grande}}$: valor de la potencia de desbalance debido a una contingencia severa.

$P_{\text{importación no firme}}$: total de todas las importaciones interrumpibles

Aunque las técnicas deterministas son fáciles de entender e implementar, no reflejan de manera clara y precisa los riesgos reales del sistema que enfrentan los operadores porque ignoran la naturaleza probabilística o aleatoria del comportamiento SEP y las fallas de los componentes y sus efectos. Además, estos métodos no tienen en cuenta el valor que los consumidores asignan a su nivel de seguridad deseado. Como resultado, pueden conducir a una planificación excesiva o insuficiente, lo que puede ser un desperdicio o poco confiable, respectivamente. Sin embargo, las técnicas probabilísticas pueden proporcionar evaluaciones de riesgo integrales y realistas al combinar la aleatoriedad y el comportamiento de la demanda de los componentes de SEP. Estos métodos pueden, de hecho, tener en cuenta los criterios de riesgo del sistema al proporcionar servicios de reserva. Es preciso mencionar que los criterios e índices probabilistas más utilizados en la provisión de servicios de reserva incluyen la probabilidad de pérdida de carga (LOLP, del

inglés Loss of Load Probability), la expectativa de pérdida de carga (LOLE, del inglés Loss of Load Expectation) y la energía esperada no suministrada (EENS, del inglés Expected Energy Not Supplied)

Sin embargo, estos métodos pueden ser antieconómicos, y se debería considerar su vez el valor económico de la confiabilidad y un análisis costo beneficio, de esta manera se asegura un nivel de reserva asignado para seguridad del sistema y se brinda servicios de reserva hasta un punto donde se justifique económicamente la potencia adicional.

2.2 Mercado Servicios Complementarios Chile.

De acuerdo al mercado de servicios complementarios en Chile, se consideran 4 categorías de acuerdo a la naturaleza de las prestaciones, siendo estas Control de frecuencia, Control de Tensión (CT), Control de contingencias y plan de recuperación de servicio, cada una con sus diferentes subcategorías como se presenta en la tabla 2.3.

Tabla 2.3. Resumen SSCC Chile.

Servicio Complementario	Categoría	Subcategoría
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia	Control Rápido de frecuencia por Subfrecuencia (CRF+)
		Control Rápido de frecuencia por Sobrefrecuencia. (CRF-)
	Control primario de frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF +)
		Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF +)
		Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF -)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia CTF+

		Control Terciario por Sobrefrecuencia CTF
	Cargas Interrumpibles	Cargas Interrumpibles
Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)
		DMC
	Desconexión de Generación	EDAG o ERAG (EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia y EDAG o ERAG por Contingencia Específica)
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)
		Plan de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)

Según la ley general de servicios eléctricos, el operador del sistema conocido como Centro de despacho económico de carga es el responsable a través de los servicios complementarios, de garantizar la seguridad del suministro, garantizando los costos mínimos de operación y calidad del servicio de acuerdo con la norma vigente. Es también responsabilidad del operador definir las condiciones de la prestación de cada servicio, especificaciones técnicas, parámetros de evaluación, y adjudicación de ofertas.

El mecanismo por el cual se logra materializar los servicios complementarios es a través de licitaciones o subastas, dependiendo de la duración del requerimiento, siendo de cortísimo plazo por un plazo menor a seis meses.

Por otra parte, es responsabilidad de los prestadores de los servicios complementarios, poner a competencia del Coordinador los recursos técnicos e infraestructurales para una correcta coordinación en operación.

2.2.1 Remuneración Servicios Complementarios en Chile.

El mercado eléctrico de servicios complementarios en Chile considera varios componentes para evaluar la remuneración de cada servicio prestado, como son:

- Componente Inversión
- Componente de operación y mantenimiento.
- Componente disponibilidad del servicio
- Componente de activación de los servicios.

Considerando en la remuneración los costos de disponibilidad de servicio, cuando este exista, los costos como son los de oportunidad y/o de habilitación e implementación del servicio respectivo.

Para el caso del componente de activación del servicio se considerará en cuanto se identifique costos variables o de oportunidad, y de mantenimiento adicionales.[23]

La estimación y remuneración de los Servicios complementarios prestados dependen del mecanismo por el cual se materializa la entrega y/o instalación de los servicios solicitados por el Coordinador en el informe de SSCC. Para los casos de subastas, la remuneración será conforme a las condiciones determinadas en la misma por el Coordinador, y en su valor se deberá considerar los siguientes elementos:

- Costo de Oportunidad Real
- Costos de operación a un costo variable mayor al costo marginal real
- Costo de operación adicional real
- Valor ofertado

Para el caso de licitaciones, el valor ofertado deberá considerar costos de oportunidad, costos de operación, costos de desgaste, costos de mantenimiento, costos de implementación, etc.

Para cuando se trate de remuneración por nuevas infraestructuras, dadas por procesos de instalación directa o licitaciones, este valor será financiado por los usuarios finales regido por un cargo de Servicios complementarios incorporado al cargo único. Este cargo estará presente ya sea durante la vida útil de la infraestructura, o bien durante el periodo de abastecimiento, respectivamente.[24]

Para el caso de que los usuarios finales brinden servicios Complementarios, la remuneración se la realiza mediante el agente que suministra la energía al usuario, la cual se encargará de traspasar al usuario final.

2.2.2 Control rápido de frecuencia.

Se denomina así a las acciones automáticas de control que se dan con el fin de responder a las fluctuaciones de la frecuencia de la red, ya sea por Subfrecuencia (CFR+) o Sobrefrecuencia (CFR-). Los tiempos de respuesta del servicio serán de 1 segundo, con un periodo de entrega de 5 minutos.

Remuneración: para el caso de CFR+, se consideran las componentes de disponibilidad ya que debe mantener habilitado el servicio en el tiempo requerido, y su valor depende de los procesos por el cual se adjudicó el servicio, ya sea subasta o licitación. Para el cargo asignado por componente de activación, ligado directamente a la prestación del servicio, se considerará la energía suministrada a la red por Subfrecuencia al coste marginal de la barra inyectada.

Para el servicio CFR-, su remuneración se lo asocia con la componente de activación del servicio, y su remuneración se determina al valor fijado en la subasta o licitación.

2.2.3 Control Primario de Frecuencia

Se subcategoriza en Control de Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+) y Control Primario de frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-). Los tiempos de respuesta asignados a este servicio serán de 10 segundos, con un periodo de entrega de 5 minutos.

La remuneración para el caso de CPF+, se consideran las componentes de disponibilidad ya que debe mantener habilitado el servicio en el tiempo requerido, y su valor depende de los procesos por el cual se adjudicó el servicio, ya sea subasta o licitación. Para el cargo asignado por componente de activación, ligado directamente a la prestación del servicio, se considerará la energía suministrada a la red por Subfrecuencia al coste marginal de la barra inyectada.

Para el servicio CPF-, su remuneración se lo asocia con la componente de activación del servicio, y su remuneración se determina al valor fijado en la subasta o licitación.

Para este servicio el coordinador podrá solicitar características de diseño, como el mínimo de reserva requerido, banda muerta de operación, estatismo de las máquinas y velocidad de respuesta.

2.2.4 Control secundario de frecuencia.

Se subcategoriza en Control secundario de frecuencia por Subfrecuencia (CSF+) y Sobrefrecuencia (CSF-). La actuación será responsabilidad de los sistemas de control asociados al AGC (Automatic generation Control). La estimación del valor máximo de reserva y de un valor máximo de remuneración será por parte del Operador, la cual se asigna por un porcentaje de la reserva conjunta.

Remuneración: CSF+, se asigna la remuneración por disponibilidad del servicio según los valores dispuestos en la licitación o subasta, en función de la valoración del coordinador. A su vez se considera para su remuneración componentes de activación del mismo, al costo marginal de la energía suministrada a la barra.

En caso de CSF-, su remuneración está dada por cuanto, a la activación del servicio, en valores dados por la licitación o subasta.

Se debe considerar cuando la reducción en el error de control de área, dado por el AGC, disminuya a cero, la activación del CSF+ se dará conforme a los costos variables de cada uno de los prestadores del servicio, en cuanto al CSF- ser realizará primero por los prestadores del servicio que cumplan con el menor costo de operación para el sistema.

El Coordinador será el encargado en solicitar los requerimientos de reserva, tiempos de activación etc.

2.2.5 Control terciario de frecuencia

Se subdivide en Control terciario de frecuencia por Sobrefrecuencia (CTF+) y Control terciario de frecuencia por Subfrecuencia (CTF-). Los tiempos de actuación de este servicio van desde los 5 min después de la orden del Coordinador, hasta tiempos de entrega de 1 hora.

La remuneración para el CTF+ toma en cuenta las componentes de disponibilidad para mantener habilitada la reserva por ese tiempo requerido, y activación del servicio, relacionada con la actuación del servicio, el valor viene dado por el costo marginal de la energía suministrada a la barra.

Para el caso del CTF-, se toma en cuenta únicamente remuneración por conceptos de activación del servicio, correspondientes al valor fijado en la subasta del servicio.

2.2.6 Cargas Interrumpibles (CI)

Se define como cargas interrumpibles a la desconexión de ciertas cargas del sistema con el fin de reducir la demanda neta, este procedimiento se realiza en coordinación con el operador del sistema en tiempo real en periodos específicos de alta demanda donde la generación no es capaz de abastecer las exigencias de energía del sistema, o bien en casos de prevención ante situaciones emergentes del sistema que obliguen al operador a precautelar la estabilidad del sistema eléctrico.

Sus tiempos de inicio de operación están entre los 30 min, con un mínimo de tiempo de abastecimiento del suministro de 2 horas, a partir de la orden del operador.

La remuneración del servicio de Cargas Interrumpibles toma en cuenta tanto la disponibilidad para mantener habilitada la reserva por ese tiempo requerido, y el concepto de activación del servicio relacionada con la actuación del servicio, ambas según el valor fijado en la subasta o licitación.

Se considera que los consumidores finales, ya sea individual o colectivamente podrán ofertar este servicio y es responsabilidad del coordinador definir el número máximo de veces que el servicio podrá ser requerido en su periodo de disponibilidad, así como tiempos entre activación.

2.2.7 Control de tensión

La remuneración para este servicio consiste en considerar los componentes de inversión, operación, mantenimiento, fijados por la subasta o licitación de dicho servicio.

Sera responsabilidad del Coordinador fijar las necesidades del requerimiento, como mínimo de reserva, Reguladores automáticos de voltaje (AVR), con el fin de mantener los valores de voltaje en ciertas barras del sistema.

2.2.8 Esquema de desconexión de Carga

Se dispone de esquemas de desconexión automático de carga (EDAC), por Subfrecuencia, por Subtensión y por contingencia específica, y de esquemas de desconexión de carga manual (DMC), siendo acciones dadas por el coordinador. Para la remuneración de servicios de desconexión automático de carga por Subfrecuencia y desconexión manual

de carga, se considera la componente de activación fijado por el valor de la subasta o licitación.

Para el caso de los servicios de EDAC por Subtensión y contingencia específica, se considera los componentes de inversión, operación, mantenimiento al rubro fijador en la subasta o licitación.

2.3 Mercado de servicios Complementarios Ecuador.

En este capítulo se realizará una revisión técnica del actual estado del mercado de servicios complementarios en el Ecuador, considerando cada uno de los servicios que actualmente se brindan con sus diferentes actores involucrados y la actual remuneración que establece la normativa regulatoria para cada uno de ellos, para los casos en cuales así lo considere. Se realizará una revisión breve de la normativa en la cual se basa el mercado de servicios complementarios del Ecuador, en base a estas consideraciones y mediante un análisis comparativo con los mercados de diferentes regiones previamente tratados y los servicios que se brindan en nuestra región, se plantea sugerencias para un mercado de servicios complementarios más competitivo.

2.3.1 Agentes Sector Eléctrico ecuatoriano.

A continuación, se presenta la estructura actual del sector eléctrico ecuatoriano al año 2021.



Figura 2.3. Estructura del Sector eléctrico ecuatoriano año 2021. [25]

Empresas de Generación:

Según la regulación ARCERNNR - 005/20 en el Ecuador se tiene la participación de empresa públicas, privadas, de economía popular y solidaria, y estatales extranjeras en la participación de generación, cada una con su normativa de habilitación del servicio.

Empresas de Trasmisión:

En Ecuador la trasmisión de energía se la realiza por cuenta del estado, mediante la empresa pública Transelectric, la cual es propietaria de las instalaciones del sistema nacional de trasmisión, y la encargada de la operación física, mantenimiento y expansión de las redes eléctricas del sistema.

Se dice que la empresa de trasmisión debe garantizar el libre acceso a todos participantes del mercado mayorista del sector eléctrico que cumplan con los requerimientos normativos vigentes.

Empresas de Distribución:

En el Ecuador las empresas distribuidoras que poseen un título habilitante para prestación del servicio público de energía, alumbrado público general a los clientes finales. Estas se encuentran repartidas por zonas de concesión alrededor del territorio ecuatoriano, teniendo el siguiente listado vigente:[26]

Tabla 2.4 Empresas Distribuidoras Ecuador.

Empresa Distribuidora.
CNEL-Bolívar
CNEL-EI Oro
CNEL-Esmeraldas
CNEL-Guayaquil
CNEL-Guayas Los Ríos
CNEL-Los Ríos
CNEL-Manabí
CNEL-Milagro
CNEL-Sta. Elena
CNEL-Sto. Domingo
CNEL-Sucumbíos
E.E. Ambato
E.E. Azogues

E.E. Centro Sur
E.E. Cotopaxi
E.E. Galápagos
E.E. Norte
E.E. Quito
E.E. Riobamba
E.E. Sur

2.3.2 Actuales Servicios Complementarios y su Remuneración.

Según la Regulación de la ARCERNNR 005/20, la cual es la normativa vigente que trata sobre el tratamiento comercial de los servicios complementarios en el sector eléctrico ecuatoriano se dispone de los siguientes servicios:

Regulación Primaria y secundaria de frecuencia (RPF Y RSF)

Para el cálculo de la reserva requerida para brindar el servicio de RPF y RSF, se establecerá mediante estudios técnicos por parte del organismo operador del sistema, CENACE. De la misma manera será el encargado en seleccionar las unidades que participen tanto en la RPF, como en RSF, así como de asignar la reserva necesaria para el control del sistema, según la normativa vigente de despacho y operación. En términos generales lo ideal sería que todas las máquinas aporten con la regulación primaria de frecuencia, lo cual no se da. En términos de su remuneración tanto la RPF, como RSF no es un servicio remunerado en el mercado eléctrico ecuatoriano. A pesar de ello para el caso de los generadores públicos, se considera un rubro dentro del cargo fijo determinado en el Análisis de Costos del Servicio de Energía Eléctrica.

Control de Reactivos

Para el control de reactivos, se considerará a los generadores que posean la capacidad de funcionar como compensadores sincrónicos, inyectando potencia reactiva a la red en coordinación con el operador, CENACE. La remuneración prevista para este servicio contempla un pago horario a través del cargo variable de reactivos. Actualmente este concepto es cubierto por la demanda regulada o no regulada conectada al sistema Nacional Interconectado. En el caso de grandes consumidores y consumos propios se facturará en función al factor de potencia medido por la empresa de distribución.

Arranque y Parada de unidades Turbo – Vapor

Los conceptos generados por este tipo de servicio serán considerados dentro de los cargos fijos de la central de generación, por lo que no existe una remuneración adicional por la prestación de dicho servicio.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados

Una vez realizado un análisis de los mercados de servicios complementarios de diferentes regiones, así como sus principales componentes y determinación de servicios de reserva, y después de una revisión actual del mercado eléctrico ecuatoriano, se plantea una propuesta que se considera acorde a la realidad nacional. Para ello se tomará en cuenta los modelos ya antes tratados en conjunto con términos de seguridad y confiabilidad del sistema. Sin embargo, debido a la extensión del tema, se pretende realizar un resumen principal de la prestación de estos servicios, dejando para otra ocasión un análisis más detallado de la implementación y modelación de cada uno de ellos.

Antes que nada tal y como lo hemos visto en otras regiones se debe definir al ente coordinador de la provisión de servicios complementarios, generalmente suele ser el responsable de determinar la capacidad óptima para los servicios de reserva, así como escoger cada uno de los proveedores o unidades adecuadas para la provisión de cada servicio, para el caso del Ecuador el ente conocido como operador independiente del sistema, quien a su vez coordina las transacciones comerciales del mercado eléctrico es el CENACE. Por lo que, para nuestra región, se considera apropiado que el Cenace sea el organismo encargado de la coordinación para la provisión de los servicios complementarios.

3.1.1 Servicios de reserva

Tal y como se ha visto, para la asignación de los servicios de reserva se dispone de métodos tanto probabilísticos como determinísticos. Actualmente la asignación de reserva se la realiza en base a la capacidad del generador en línea más grande, y aunque las técnicas determinísticas se puedan implementar de manera más sencilla y directa, no reflejan de manera directa el posible riesgo real del sistema, ya que se ignora la naturaleza probabilística y estocástica del SEP. Sin embargo, el dilema asociado con la falta de suficiente información para determinar los índices probabilísticos y las dificultades en la interpretación del índice de riesgo imposibilita la aplicación de métodos probabilísticos en nuestro sistema.

A diferencia del método de provisión de reservas basado en estadísticas, se dispone a su vez de la metodología basada en optimización incorpora indicadores de confiabilidad (por ejemplo, EENS y LOLP) en un problema de programación matemática, mediante el cual se

determina la cantidad óptima de reserva. Cabe indicar que los indicadores de confiabilidad se pueden incorporar en un procedimiento de equilibrio de mercado de tres maneras diferentes. El primero es imponer límites superiores a los indicadores de confiabilidad como una restricción de desigualdad. Esta restricción de desigualdad obliga al operador del sistema a contratar servicios de reserva en un período de programación tal que se cumpla el objetivo de riesgo preestablecido. La segunda forma es agregar una función de penalización, creciente monótonamente con EENS, a la función objetivo del problema de equilibrio del mercado a través del llamado costo de déficit (VOLL, del inglés Value of Lost Load). El tercer criterio es solo una combinación de los dos anteriores.

También vale la pena mencionar que algunos artículos proponen que los servicios de reserva requeridos se proporcionen mediante un enfoque determinista, pero asignados entre diferentes proveedores en función del enfoque probabilista para satisfacer un criterio de confiabilidad.

De manera que se deja abierto a un estudio para la implementación de técnicas implícitas o explícitas para la determinación correcta de la capacidad de reservas en nuestro sistema.

3.2 Servicios complementarios propuestos

Las principales características de diseño del mercado de servicios complementarios deben asentarse sobre varios factores, como lo son el promover niveles aceptables de flexibilidad a corto y largo plazo, de manera que se promuevan la inserción de nuevas empresas en el sector eléctrico ecuatoriano mediante el uso de estrategias de mercado para la asignación de Servicios complementarios y de red. El mejoramiento de los diseños de los mercados eléctricos, incorporando mercados intradiarios. Un adecuado dimensionamiento de servicios complementarios, acorde a criterios de confiabilidad y seguridad al menor costo.

Para ello en la siguiente tabla se presenta un resumen de los servicios complementarios de posible implementación en el sistema ecuatoriano y su posible remuneración, que para algunos servicios se pretende tener en consideración de costos tanto por operación como por disponibilidad.

Tabla 3.1 Servicios complementarios propuestos para Ecuador.

Categoría	Servicio	Componente	Proveedores	Remuneración
Balance	-Regulación Primaria de frecuencia. -Regulación Secundaria de frecuencia. -Regulación Terciaria de frecuencia.	-Reservas (primaria, secundaria y terciaria). -Cargas interrumpibles.	-Centrales de generación hidráulica, térmicas. -Sistemas de almacenamiento de energía. -Demanda desconectable.	-Costos de Uso y disponibilidad del servicio.
Control de Voltaje	-Regulación de Voltaje	-Compensación energía reactiva -Control de voltaje	-Unidades de generación. -Bancos de Capacitores. -Reactores. -Sistemas de almacenamiento.	-Costos de inversión, operación y mantenimiento determinados por licitaciones.
Restablecimiento del servicio	-Control ante contingencias	-Esquema de desconexión automático de generación. -Esquema de desconexión automático de carga -Arranque y parada de unidades de turbo – vapor.	-Operadores de Subestaciones. Operador nacional. -Empresas de distribución. Generadores.	-Costos de activación del servicio para EDAG y EADC. -Costos de inversión, operación y mantenimiento para Arranque y parada de unidades turbo - vapor.

Por cuanto se ha analizado los diferentes tipos de mecanismos de provisión de cada uno de los servicios complementarios, así como la importancia de cada uno de ellos en contexto al aporte que realizan al sistema, se plantea los posibles servicios que se podría implementar al sistema eléctrico ecuatoriano, considerando la realidad del mercado y la topología misma de la red. Para ello es de vital importancia se realicen la modificación del marco regulatorio, permitiendo así la creación de un mercado de servicios complementarios.

3.3 Conclusiones

Se ha realizado una revisión bibliográfica acerca de varias metodologías sobre la provisión de los servicios de reserva que podrían implementarse en el mercado eléctrico ecuatoriano, así como un análisis comparativo entre los distintos mercados de servicios complementarios de otras regiones, caracterizados por su alto desarrollo en los últimos años. En búsqueda de cumplir con los objetivos planteados en el presente trabajo de integración curricular y de manera que se pueda disponer de variedad de análisis y amplia posibilidad de soluciones adoptadas en la implementación de estos mercados a nivel mundial.

En el presente trabajo se realizó un análisis comparativo y descriptivo, destacando aspectos técnicos y económicos de la provisión de cada uno de los servicios complementarios, con el fin de establecer un marco teórico que nos permita llevar a la práctica, en un futuro próximo, un modelo de mercado de servicios complementarios acorde a nuestro país.

Se pudo comprobar los beneficios técnicos que proporcionan los servicios de reserva, así como, cada uno de los servicios complementarios analizados en un Sistema eléctrico, aportando a la confiabilidad y seguridad del sistema. Y como la creación de un mercado de servicios complementarios fortalecería el mercado eléctrico ecuatoriano, promoviendo la incorporación de nuevos actores, aportando al crecimiento y desarrollo del sector eléctrico asegurando su expansión a mediano y largo plazo.

Por lo cual después del presente análisis técnico comparativo, se logra describir a grandes rasgos la situación actual del mercado eléctrico ecuatoriano y la normativa vigente para los servicios complementarios que en la actualidad se encuentran considerados. Con el propósito de tratar de establecer una propuesta general de la implementación de varios de los servicios complementarios que previamente se definió y su posible remuneración.

De tal manera los principales aportes de este trabajo se centran en un análisis de los mercados de servicios complementarios en otras regiones del mundo, así como los mecanismos de provisión de los mismos. Definiendo con claridad cada uno de ellos, tanto actores involucrados en la prestación de cada servicio, como mecanismos de remuneración y asignación de reservas. Brindando una visión clara del panorama global, del cual se puede tomar en referencia para la aplicación a nuestro mercado eléctrico. Y, en segundo lugar, una propuesta preliminar a la creación de un mercado de servicios complementarios en nuestra región, a partir de las implementaciones realizadas en regiones que cuentan ya con mecanismos desarrollados para la asignación de cada uno de ellos, tanto técnica como económicamente. Por lo mismo se deja sentado una base para el siguiente análisis con el fin de establecer mediante simulaciones, dentro de los mercados posibles, el mercado acorde a en nuestra región, que este acorde a la estructura del mercado actual, brinde un enfoque adecuado a las necesidades reales del sistema eléctrico ecuatoriano.

3.4 Recomendaciones

Mediante dicho análisis, se ha determinado la variabilidad en la provisión de los mismos dependiendo de la situación de cada uno de los mercados, el numero actores involucrados y de la realidad topológica de la red. Por lo cual, se recomienda la creación de una hoja ruta a fin de poder realizar simulaciones y establecer los tipos de mercados que podrían implementarse en Ecuador, acorde a la norma vigente, y las posibles alternativas regulatorias que se deberían añadir.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. Hirst and B. Kirby, "Creating Competitive Markets for Ancillary Services," *Dep. Energy*, 1997.
- [2] J. Ignacio and V. Correa, "ASPECTOS TÉCNICOS Y REMUNERATIVOS DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN SISTEMAS ELECTRICOS DESREGULADOS," *Pontif. Univ. Catol. CHILE*, 2000.
- [3] ARCERNNR, "Regulacion-005_20-Transacciones-Comerciales." .
- [4] J. C. Plazarte Achig, "Servicios Complementarios En La Administración Técnico - Comercial Del Mercado Eléctrico Mayorista," *Univ. Politéc. Nac.*, pp. 52–89, 2001, [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5598/1/T1702.pdf>.
- [5] Di - Avante and PSR, "Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)- Informe final Completo - Revisión 2," p. 356, 2018, [Online]. Available: <https://www.acolgen.org.co/wp-content/uploads/documentos/ESTUDIO%0ASERVICIOS%0ACOMPLEMENTARIO S.pdf>.
- [6] J. Lozano, J. Luyo, and Y. P. Molina Rodriguez, "El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización," *Rev. Tec.*, vol. 28, no. 1, 2018, doi: 10.21754/tecnica.v28i1.188.
- [7] P. González, J. Villar, C. A. Díaz, and F. A. Campos, "Joint energy and reserve markets: Current implementations and modeling trends," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 109, no. April 2014, pp. 101–111, 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2013.12.013.
- [8] R. Raineri, S. Ríos, and D. Schiele, "Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry: an international comparison," *Energy Policy*, vol. 34, no. 13, pp. 1540–1555, Sep. 2006, doi: 10.1016/J.ENPOL.2004.11.015.
- [9] Y. Rebours, D. Kirschen, and M. Trotignon, "Fundamental Design Issues in Markets for Ancillary Services," *Electr. J.*, vol. 20, no. 6, pp. 26–34, Jul. 2007, doi: 10.1016/J.TEJ.2007.06.003.
- [10] ENTSO-E, "Network Code on Load-Frequency Control and Reserves," vol. 6, no. February 2012, pp. 1--68, 2013, [Online]. Available: http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf
[38](http://networkcodes.entsoe.eu/wp-</div><div data-bbox=)

content/uploads/2013/08/130628-NC%7B_%7DLFCR-Issue1.pdf.

- [11] “UCTE | Resources | Publications | operation handbook.”
<https://www.ucte.org/resources/publications/op handbook/> (accessed Aug. 02, 2022).
- [12] AMANDA PAZ VALENZUELA SILVA, “Revisión De Los Mecanismos De Remuneración De Servicios Complementarios Ante Alta Penetración De Energía Renovable De Fuente Variable En El Sistema Eléctrico Nacional.” UNIVERSIDAD DE CHILE FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, 2018.
- [13] E. Ela, M. Milligan, and B. Kirby, “Operating Reserves and Variable Generation,” *Contract*, no. August, pp. 1–103, 2011, [Online]. Available:
http://www.researchgate.net/profile/Brendan_Kirby/publication/255245795_Operating_Reserves_and_Variable_Generation/links/54294fc00cf2e4ce940c9d60.pdf%5Cnhttp://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51978.pdf%5Cnhttp://www2.econ.iastate.edu/te sfatsi/OperatingReserves.
- [14] Z. Zhou, T. Levin, and G. Conzelmann, “Survey of U.S. Ancillary Services Markets,” p. 59, 2016.
- [15] S. Ximena and C. Quintero, “Análisis de servicios complementarios en sistemas de potencia eléctricos en ambientes de mercados,” Universidad Nacional de Colombia, 2013.
- [16] M. Saleh Ebn Sharif, M.-U.-T. Chowdhury, M. Janatul Ferdous, M. Moniruzzaman, M. Monower Zahid Khan, and M. Monower Zahid Khan An Overview, “An Overview of Frequency Control as a Criterion of Power System Reliability and International Survey of Determining Operating Reserve,”
<http://www.sciencepublishinggroup.com>, vol. 3, no. 5, p. 101, 2017, doi: 10.11648/J.AJME.20170305.14.
- [17] A. Banswar, N. K. Sharma, Y. R. Sood, and R. Shrivastava, “An international experience of technical and economic aspects of ancillary services in deregulated power industry: Lessons for emerging BRIC electricity markets,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, pp. 774–801, Jul. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2018.03.085.
- [18] A. Reimers, W. Cole, and B. Frew, “The impact of planning reserve margins in long-term planning models of the electricity sector,” *Energy Policy*, vol. 125, pp. 1–8, Feb. 2019, doi: 10.1016/J.ENPOL.2018.10.025.

- [19] A. Ahmadi Khatir, "Reserve services management in multi-area power system under uncertainty," EPFL, 2013.
- [20] R. Baldick, U. Helman, B. F. Hobbs, and R. P. O'Neill, "Design of efficient generation markets," *Proc. IEEE*, vol. 93, no. 11, pp. 1998–2012, 2005, doi: 10.1109/JPROC.2005.857484.
- [21] F. D. Galiana, F. Bouffard, J. M. Arroyo, and J. F. Restrepo, "Scheduling and pricing of coupled energy and primary, secondary, and tertiary reserves," *Proc. IEEE*, vol. 93, no. 11, pp. 1970–1982, 2005, doi: 10.1109/JPROC.2005.857492.
- [22] M.-U.-T. C. M. J. F. M. M. M. Z. K. Md Saleh Ebn Sharif, "An Overview of Frequency Control as a Criterion of Power System Reliability and International Survey of Determining Operating Reserve," <http://www.sciencepublishinggroup.com>, vol. 3, no. 5, p. 101, 2017, doi: 10.11648/J.AJME.20170305.14.
- [23] C. Comisión nacional de energía, "Informe de Definición de Servicios Complementarios," pp. 151–156, 2020.
- [24] C. N. de E. CNE, "Norma Técnica de Servicios Complementarios," *Com. Nac. Energía*, 2019, [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/NT-SSCC.pdf>.
- [25] DNRTSE, "Mapa Normativo E Institucionalidad Del Sector Eléctrico Ecuatoriano," pp. 1–1, 2021, [Online]. Available: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2021/03/2021_03_16-Mapa-normativo-V4pro2.pdf.
- [26] D. de E. e I. del S. Eléctrico and DEISE, "Plan Anual de Operación Estadística PAO 2021 Coordinación Técnica de Regulación Y Control Electrico," 2021.