

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**

**ANÁLISIS DE PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DEL MERCADO DE SERVICIOS
COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
ECUATORIANO.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO/A EN
ELECTRICIDAD**

Mayra Alejandra Zagal Sánchez

mayra.zagal@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR. Gabriel Benjamín Salazar Yépez

gabriel.salazar@epn.edu.ec

DMQ, Abril 2023

CERTIFICACIONES

Yo, Mayra Alejandra Zagal Sánchez 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.



Mayra Alejandra Zagal Sánchez

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Mayra Alejandra Zagal Sánchez, bajo mi supervisión.



Dr. Gabriel Benjamín Salazar Yépez
DIRECTOR

Certificamos que revisamos el presente trabajo de integración curricular.

NOMBRE_REVISOR1
REVISOR1 DEL TRABAJO DE
INTEGRACIÓN CURRICULAR

NOMBRE_REVISOR2
REVISOR2 DEL TRABAJO DE
INTEGRACIÓN CURRICULAR

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 institución al 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.

DEDICATORIA

El presente trabajo de integración curricular va dedicado especialmente a Dios por darme la sabiduría y fortaleza para mis estudios, a mis abuelitos Ildfonso Zagal y Carmen Chuquimarca ya que ellos con su ternura y su carisma han dado una esperanza a mis días malos, también a mi Padre Walter y Madre Jaqueline quien ha estado al transcurso de la carrera, también por su paciencia y sabias palabras en el momento adecuado de mi vida. También Judith Zagal mi tía ya que para mí es un ejemplo de lucha porque venció el cáncer.

AGRADECIMIENTO

“No temas porque yo estoy contigo; no te asustes, pues yo soy tu Dios, que te doy fuerzas; siempre te ayudare, siempre te sustentare con mi diestra victoriosa “Isaías 41:10

Agradezco a Dr. Gabriel Salazar por su paciencia y por sus conocimientos impartidos en las aulas como en el desarrollo del este trabajo.

Agradezco a Dios por siempre tenerme de su mano y no soltarme en momentos de angustia, también a mi hermano Javier Zagal que con su carisma y su carácter me ayudo académicamente y emocionalmente también por sus palabras sabias y coherentes en momentos de angustia.

A Dr. Gabriel Salazar por la paciencia y el conocimiento impartido en clase y a lo largo de la realización del trabajo de integración curricular.

A mi hermana Karla Zagal por acompañarme en aquellas noches de desvelos con sus chistes y sus manualidades.

A mis padres Walter y Jaqueline porque siempre estuvieron allí conmigo y en especial a mi padre por dirigirme en esta bella profesión ya que desde pequeña siempre le bromeaba diciendo que de grande seria como él.

A mis abuelitos Idefonso y Carmen que supieron regalarme una sonrisa de esperanza en esos días malos.

A mi tía Judith por ese aprecio y cariño que siempre recibo de su parte y apoyo económico para mis estudios.

A mi tía Sonia Sánchez que a pesar de su discapacidad siempre tenía la buena voluntad de querer ayudarme en lo que pueda y por las sonrisas compartidas por su mente tan imaginativa.

A mi mejor amigo Kevin Paucar por el apoyo incondicional en todo momento y por su frase típica “me lo dices como amigo o como jefe” que me sacaba siempre una sonrisa en cualquier ocasión.

A mi amigo Lenin Plazas por el apoyo que recibí de el a lo largo de la carrera.

1.4.1.2	Servicios de control de Voltaje	8
1.4.1.3	Servicios de recuperación de servicios	9
1.4.1.3.1	Partida autónoma (PA).....	10
1.4.1.3.2	Aislamiento rápido (AR)	10
1.4.1.3.3	Equipos de vinculación (EV)	10
1.4.2	Almacenamiento.....	11
1.4.2.1	Propietarios de la transmisión	12
1.4.2.2	Negociador de la Energía.....	12
1.4.2.3	Operador Independiente del Sistema(OIS).....	13
1.4.2.3.1	Planificación y programación	13
1.4.2.3.2	Despacho	14
1.4.2.3.3	Control y Monitoreo	14
1.4.2.3.4	Análisis de seguridad de la red.....	14
1.4.2.3.5	Administración del Mercado.....	15
1.4.2.3.6	Recursos de Transmisión	15
1.4.2.4	Proveedor de los Servicios Complementarios	15
	17
1.4.2.5	Comparación de los servicios complementarios.....	18
1.4.2.5.1	Aspectos Generales para la provisión	18
1.4.2.6	Aspectos Técnicos.....	24
1.4.2.7	ASPECTOS ECONOMICOS	29
1.4.3	Servicios complementarios en Ecuador	31
1.4.3.1	Regulación Primaria de Frecuencia(RPF)	32

1.4.3.1.1	Sobrecosto de operación	32
1.4.3.1.2	Costo de la energía no servida por variación de la demanda 33	
1.4.3.1.3	Costo de energía no servida por pérdida de oferta.....	33
1.4.3.1.4	Requisitos de RPF para la participación en el SIN	34
1.4.3.1.5	Regulación de frecuencia primaria en condiciones normales 34	
1.4.3.1.6	Regulación primaria de frecuencia en condiciones anormales 34	
1.4.3.2	Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)	35
1.4.3.2.1	Requisitos de RSF para participar en el SIN.....	35
1.4.3.2.2	Regulación secundaria de frecuencia en condiciones normales 36	
1.4.3.2.3	Regulación secundaria de frecuencia en condiciones anormales 36	
1.4.4	Servicios Complementarios a gran escala	37
1.4.4.1	Servicios complementarios en España	37
1.4.4.1.1	Estructura de la Industria Eléctrica en España.....	37
1.4.4.1.2	Funcionamiento del Mercado.....	40
1.4.4.1.3	Servicios Complementarios Españoles	43
1.4.4.2	Servicios Complementarios en Colombia	48
1.4.5	Actual Sistema Eléctrico Ecuatoriano.....	56
1.4.5.1	Descripción del Sector Eléctrico Ecuatoriano	56
1.4.5.2	Principales sistemas Eléctricos Interconectados en Ecuador	56

1.4.5.3	Grandes Consumidores.....	57
1.4.5.4	Mercado Eléctricos en Ecuador	57
1.4.5.5	Oferta energética	58
2	METODOLOGÍA.....	59
2.1	Diferencia de servicios complementarios en diferentes países	59
2.2	Comparación de servicios complementarios en los diferentes países	60
2.2.1	Coordinación de provisión	60
2.2.2	Coordinación Organizacional.....	61
2.2.3	Principales Servicios	62
2.3	Solución Propuesta	63
3	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	65
3.1	Conclusiones.....	65
3.2	Recomendaciones	65
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	67

RESUMEN

Una parte fundamental del funcionamiento de un sistema de energía es el control de frecuencia y voltaje, pero desde la liberación de la industria de suministro de electricidad, los recursos necesarios para lograr el control es mediante servicios que el operador del sistema obtiene de otros participantes de la industria, desde la liberación de la industria en todo el mundo existen diferentes definiciones técnicas de estos servicios y reglas que rigen este comercio, este comercio permanece en constante variación.

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

PALABRAS CLAVE: Servicios complementarios, Confiabilidad, Regulación de frecuencia, Mercado Complementario.

ABSTRACT

A fundamental part of the operation of a power system is the control of frequency and voltage, but since the liberation of the electricity supply industry, the resources necessary to achieve control are through services that the system operator obtains from other participants in the system. the industry, since the liberation of the industry throughout the world there are different technical definitions of these services and rules that govern this trade, this trade remains in constant flux.

Complementary services fundamentally help the system to provide the service to consumers or users with quality and safety conditions. The electricity system could be considered made up of two types of markets: one basic and one complementary, but it must be taken into account that both markets are indispensable and necessary to each other. There are different types of complementary services, such as: system programming and dispatch services, load monitoring services, energy imbalance services, system protection services, reactive power and voltage control services, and loss compensation services; all of these are necessary components for the reliable and safe operation of the electrical system.

KEYWORDS: Complementary services, Reliability, Frequency regulation, Complementary Market.

1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

El objetivo fundamental del sector eléctrico es satisfacer las condiciones de confiabilidad, seguridad y calidad a los usuarios, pero la privatización, desregulación de ciertas funciones del sector y el posterior giro hacia un estatismo han hecho que desaparezcan ciertos servicios o que no se brinden de la manera más eficiente y transparente. Por esto, en mercados internacionales buscan el manejo adecuado de la industria de la electricidad, garantizando la continuidad del servicio, la calidad y la confiabilidad del mismo; para ello se han creado mercados de servicios complementarios en donde se valoran y se adquieren servicios de control de voltaje, frecuencia, almacenamiento de energía, arranque de generadores en islas, etc.

Los servicios complementarios se los define como fundamentales los de arranque autónomo, control de tensión y control de la frecuencia. Para el caso del sistema ecuatoriano se tomará en cuenta los servicios complementarios de control de frecuencia y control de tensión, el sistema de control de frecuencia se analizará el control de frecuencia primaria y secundaria.

Para un estudio factible de implementación de servicios complementarios en el sistema eléctrico ecuatoriano se realizará un estudio teórico de implementación de los servicios en diferentes países a gran escala, luego esto se analizará la constitución de la república y leyes eléctricas ecuatorianas.

1.1 Objetivo general

Realizar el estudio del marco legal y regulatorio para factibilidad de implementación de un mercado de servicios complementarios en el sistema eléctrico ecuatoriano.

1.2 Objetivos específicos

Caracterizar de forma detallada, los principales servicios complementarios que se pueden implementar en un sistema eléctrico, destacando sus aplicaciones y beneficios.

1. Detallar los tipos de servicios, mercados, formas de evaluar y formas de remunerar servicios complementarios en otros países, destacando las similitudes y diferencias entre cada país.
2. Realizar recomendaciones para la implementación de ciertos servicios complementarios en el Ecuador.

1.3 Alcance

Se realizará e informara sobre los avances de análisis legal y regulatorio en Ecuador y leyes internacionales para la implementación de servicios complementarios también se entregará un informe técnico desarrollado con la caracterización de los principales servicios complementarios que se pueda implementar en un sistema eléctrico así destacando sus principales aplicaciones y beneficios.

1.4 Marco teórico

En el mundo se ha producido una gran reorganización en el Mercado Eléctrico con cambios en la estructura en los diferentes servicios y funciones con el objetivo de alcanzar una eficiencia adecuada y que la competitividad se mas grande. Dentro del contexto de reorganización la confiabilidad toma un papel importante ya que es una característica fundamental dentro de la operación del sistema, con la confiabilidad adecuada en el sistema esta garantizara niveles de seguridad y calidad de energía altos, al enfrentarse a nuevos desafíos como es el mercado de servicios complementarios que se encuentra que

es paralelo al mercado básico de energía en el cual participan diferentes elementos como son los generadores, distribuidores, transmisores y los consumidores.

Se debe hacer relevancia que el mercado eléctrico posee una descomposición de mercado eléctrico básico y de servicios complementario.

En el mercado básico de energía es necesario un mercado complementario ya que los dos mercados son indispensables en la desagregación funcional que será implementada con nuevas reformas en el sector eléctrico, esta estructuración fue aceptada por varios países entre ellos se encuentra Ecuador.

1.4.1 Qué son los servicios complementarios

En la actualidad no se tiene una definición acertada sobre que son los servicios complementarios ya que depende de la evolución del sistema eléctrico y de los diferentes lugares que se puedan implementar. Se puede definir de una manera general que la reestructuración del sistema eléctrico a llevado a implementar servicios complementarios ya que no solo se buscaba que exista confiabilidad en el sistema sino se busca también que el sistema sea seguro, tenga calidad y eficiencia económica[1]. A continuación, se presenta un cuadro figura 1.1 en el cual se muestra de una manera gráfica en que se enfoca los servicios complementarios.

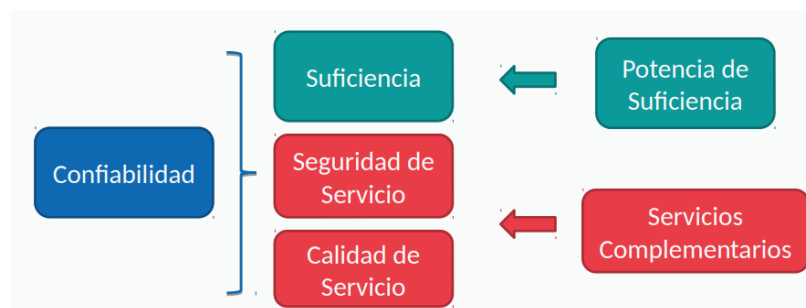


Figura 1.1. Beneficio del incremento de servicios complementarios [2].

Las propiedades principales de los servicios complementarios son:

- Se dividen de acuerdo con las necesidades que son seguridad, confiabilidad, calidad de servicio, eficiencia operacional[3].
- Se proveen dependiendo de generadores, transmisores o de distribuidores.
- Existen correlaciones los servicios primarios con los servicios complementarios.

Los servicios complementarios se dividen según la orden N°888 de la Federal Energy Regulatory Commission en que se encuentra la división dependiendo de la naturaleza de sus prestaciones, estos aspectos son:

- Servicios de Balance.
- Servicios de Control de Tensión.
- Servicios de Recuperación de Servicio[4].

1.4.1.1 Servicios de balance

Los servicios de balance también son llamados Regulación de frecuencia, para que una red tenga equilibrio debe mantenerse en una frecuencia constante ya que si existe un cambio de frecuencia algunas máquinas pueden salir de sincronismo y así producir falla. La demanda es estimada por las centrales, pero existe un factor que no puede casi controlarse que la frecuencia para ello es necesario instalar equipos de regulación de frecuencia, estos equipos ayudan a mantener el equilibrio entre la demanda y la generación del sistema[1].

Existen dos tipos de regulación de frecuencia que son según su duración y según la cantidad de energía a entregarse, estos son:

- Regulación primaria de frecuencia.
- Regulación secundaria de frecuencia.
- Regulación terciaria de frecuencia[1].

1.4.1.1.1 Regulación primaria de frecuencia

El funcionamiento de las maquinas depende de sus características y del control de acción. Según las necesidades es indispensable tener una reserva en giro para poder inyectarlo, por lo general esta inyección será dentro de los 10 segundos y deberán ser capaz de mantenerse durante 5 minutos[5].

Su función particular es la corrección de desequilibrios instantáneos entre carga y generación, así generando una variación de potencia en los generadores para la actuación de los reguladores, el control de acción permite modificar la potencia activa en equipos o en generación así corrigiendo desviaciones de frecuencia. La activación de la regulación primaria de frecuencia deberá ser de manera automática y de forma local, en circunstancias de condiciones normales o eventos provocados del sistema.

Se observa en la figura 1.2 que el control actúa sobre la válvula de admisión de combustible esta válvula permite la regulación de flujo de combustible que entra a la turbina, en cuanto la potencia mecánica aportara al generador sincrónico.

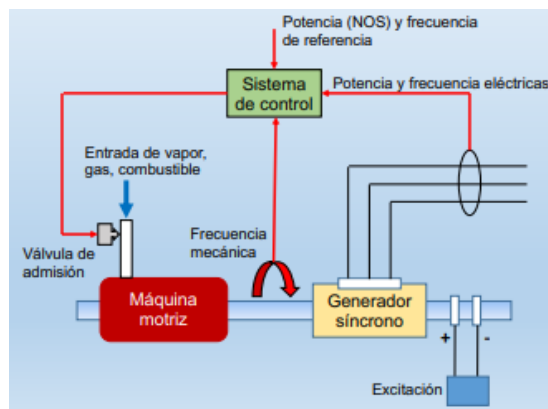


Figura 1.2. Esquema de control primario de frecuencia [6].

La regulación primaria de frecuencia en un generador puede modificar su potencia de referencia, para esto es necesario inducir una orden de potencia en el lazo de la regulación, así cualquier variación que se produzca en la referencia de la potencia se tomara como apertura en la válvula de admisión y por lo tanto ante una variación se produciría la salida del generador.

En los generadores al estar frente a una regulación primaria de frecuencia actúa de acuerdo a su estatismo este ayudara a dar el aporte de potencia de acuerdo a la variación que presente la frecuencia, se debe mencionar que el estatismo genera errores en la frecuencia en su régimen permanente, el error se corrige mediante la regulación secundaria de frecuencia. En la figura 1.3 se observa cómo se encuentra delimitada la regulación primaria de frecuencia que es mediante la frecuencia nominal y la potencia de referencia en presencia de estatismo.

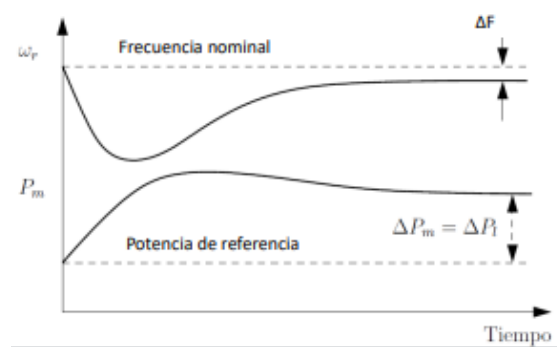


Figura 1.3. Regulación primaria de frecuencia con estatismo [6].

1.4.1.1.2 Regulación secundaria de frecuencia

Su finalidad es mantener la frecuencia en su valor nominal para así recuperar la reserva de la regulación primaria de frecuencia, su activación es mediante la acción de control que consiste en reestablecer la frecuencia a sus valores nominales, esta debe ser de forma centralizada y automática, tendrá un tiempo entre los 10 segundos luego de pasar por la regulación primaria de frecuencia debe mantener dentro de los 15 minutos.

En la figura 1.4 se observa que la estructura del diagrama se asemeja a la de control de frecuencia primaria agregado un control de potencia de la unidad.

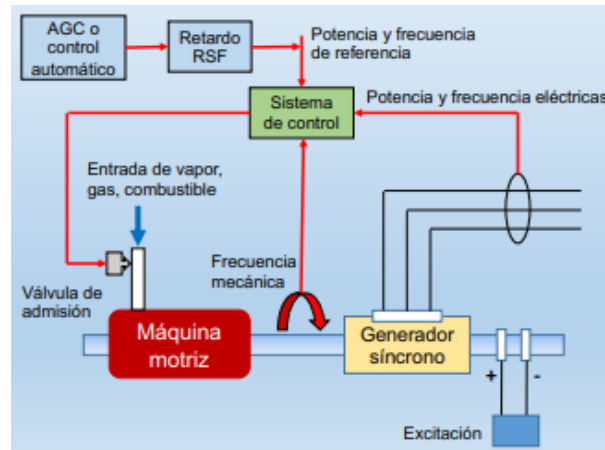


Figura 1.4. Diagrama de regulación secundaria de frecuencia [6].

1.4.1.1.3 Reserva rodante para contingencias (Spinning reserve)

Para entender de mejor manera que es reserva rodante, primero se debe entender que es reserva rodante, la reserva rodante es una porción de la capacidad de la unidad generadora que se encuentra sincronizada en el sistema de potencia pero que no está designada para la producción de energía, su propósito es ayudar a la unidad generadora en la participación de la regulación primaria y secundaria de frecuencia, su magnitud en reserva va desde 3% -5% en cada hora de la generación.

La reserva rodante para contingencias ayuda a mantener la estabilidad del sistema luego del evento, su magnitud normalmente es función de los generadores más grandes de la red, da una respuesta rápida en la red. Se debe compara con el control secundario de frecuencia ya que en su tiempo de reacción es más lento y se utiliza en un perímetro de 15 minutos después del evento.

Los generadores sincrónicos tienen reservas de potencia las cuales tienen un tiempo de respuesta inmediata y son activadas mediante el operador de la red, esta se utiliza únicamente para corregir caídas de frecuencia[6].

La pérdida de la demanda para retomarla se requiere controladores de respuesta lenta como son de respuesta primaria y un poco más rápidos como son los controles secundarios y terciarios.

1.4.1.1.4 Reserva no rodante para contingencias (no spinning reserve)

Este tipo de reserva se encuentra en los generadores que no están sincronizados a la red, se utiliza de manera similar a la reserva rodante su tiempo de respuesta es más lenta ya que espera al momento del arranque. Esta reserva presenta un riesgo de falla en el proceso de arranque, también son asignados a generadores de arranque rápido.

1.4.1.1.5 Regulación terciaria de frecuencia

Este tipo de frecuencia se da cuando ya ha llegado a la frecuencia deseada y es necesario que las maquinas sean controladas para tener un sistema optimo económico, aquí se debe tomar en cuenta las características propias de cada generador. Su tiempo de acción debe ser entre los 5 minutos dentro de la instrucción.

1.4.1.2 Servicios de control de Voltaje

Para la determinación de voltaje en una barra de un sistema de potencia es necesario tomar en cuenta la potencia reactiva esta potencia debe ser la que es absorbida o inyectada en lugares determinados para así mantener la estabilidad de voltaje. En este tipo de regulación es necesario los capacitores y reactores, debido a su respuesta rápida ante variaciones reactivas. Este tipo de servicios es crítico usado por los operadores en los sistemas [1].

Otro punto de vista es el uso de baterías en la regulación de voltaje, debido a su almacenaje que es de corriente continua es necesario inversores para conectarles a la red esto también ayuda a regular el factor de potencia de una manera más fácil.

Este tipo de servicios pueden ser reemplazados por generadores sincrónicos, compensadores estáticos de reactivo o por aerogeneradores.

En la figura 1.5 se ilustra un escenario de servicio de control de voltaje simple donde se encuentra un AVR.

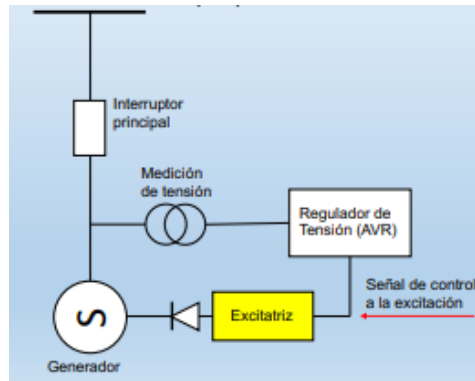


Figura 1.5. Servicio de control de voltaje [6].

Otro tipo de reactivos que se pueden utilizar en este tipo de regulación como son representados en la figura 1.6 y son:

Componente	Control	Suministra reactivos	Absorbe reactivos	Velocidad de Respuesta
Generador	Continuo	Si	Si	Rápida
Compensador Sincrónico	Continuo	Si	Si	Rápida
SVC	Continuo	Si	Si	Muy rápida
Banco de Capacitores	Discreto	Si	No	Variable
Banco de Reactores	Discreto	No	Si	Variable
Transformador con cambiador de tomas bajo carga	Discreto	Modifica el flujo de potencia reactiva		Lento

Figura 1.6.- Tipos de reactivos [6].

1.4.1.3 Servicios de recuperación de servicios

Estos servicios corresponden a reestablecer el servicio eléctrico en el menor tiempo posible cuando exista un apagón parcial o total del sistema.

Este tipo de servicios tiene una subdivisión que es:

- Partida autónoma(PA).
- Aislamiento rápido(AR).
- Equipos de vinculación(EV)[5].

1.4.1.3.1 Partida autónoma (PA)

La partida autónoma consiste en que, si una central generadora se encuentra fuera de servicio, esta le permite llevar adelante el proceso de dichas unidades generadoras, es decir energizar líneas, tomar cargas y sincronizar el sistema, sin la necesidad de electricidad externa.

1.4.1.3.2 Aislamiento rápido (AR)

Es la capacidad que posee una unidad generadora para seguir alimentando sus servicios auxiliares, después de su desconexión intempestiva del sistema o debido a apagones totales o parciales[5].

1.4.1.3.3 Equipos de vinculación (EV)

Ayuda a la sincronización de dos zonas del sistema que se han mantenido operando o recuperar en forma de islas independientes.

La figura 1.7 muestra un resumen general de los servicios complementarios con un desglose de cada control de frecuencia.

Control Primario	Control Secundario			Control terciario de red	Control de Voltaje	Arranque en negro
Regulación primaria de frecuencia	Regulación secundaria de frecuencia	Reserva rodante para contingencias (Spinning reserve)	Reserva no rodante para contingencias (no spinning reserve)	Reservas para reemplazo		
Automático	Ordenado por TSO			Ordenado por TSO		
Instantáneo y continuo	Continuo	Accionamiento con eventos		Ante eventos	Continuo	Ante eventos
SC-1	SC-2	SC-3	SC-4	SC-5	SC-6	SC-7

Figura 1.7. Clasificación de servicios complementarios [6].

1.4.2 Almacenamiento

En diferentes países se ha implementado diferentes modelos de operación en los cuales su separación es generación, transmisión, distribución y comercialización, la transmisión se define como un reglamento natural y una regulación de claras y sanas competencias, sus funciones son consideradas como libres de la economía de generación y comercialización, se debe tomar en cuenta que su funcionamiento es eficiente en la distribución.

Para que la generación sea competitiva es necesario que la transmisión posea apertura a la competencia, la generación al tener una competencia será de manera crítica ya que los usuarios se beneficiaran en su totalidad debido a que la transmisión es de acceso abierto. Por ello se impide una eficiente y sana competencia en generación, por ello el sector de transmisión desempeña un rol relevante [7].

Un análisis dentro de la transmisión es la desagregación en funciones y servicios, así permitiendo su comercialización de forma individual. La principal desagregación en los servicios de transmisión es la de los servicios complementarios. En la figura 1.8 realiza una breve descripción del componente de un sistema eléctrico con este grafico se describirá la importancia de los servicios complementarios.

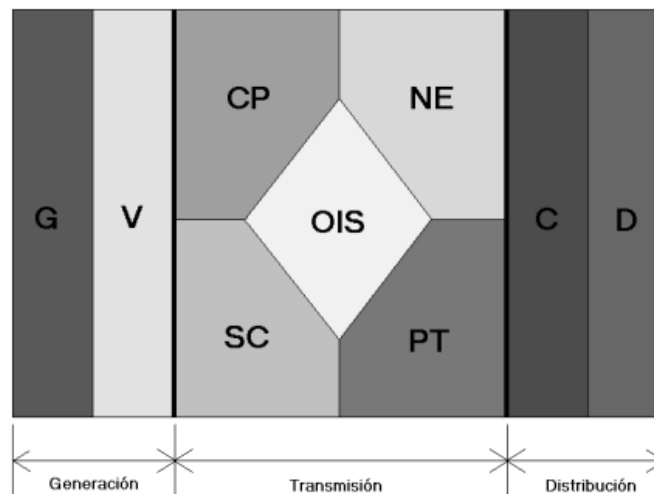


Figura 1.8. Divisiones del sector eléctrico[7].

1.4.2.1 Propietarios de la transmisión

El principio básico de los propietarios de la transmisión es la de proveer de transmisión a todos los usuarios sin discriminación, pero esto se ve comprometido ya que si existen intereses financieros no podría lograr el objetivo. Una forma para cumplir su objetivo es la de contratar operadores independientes del sistema, para que esté a cargo de la operación y de los servicios relacionados, deben tomar en cuenta que el mantenimiento del sistema de operación debe estar a cargo de los propietarios.

1.4.2.2 Negociador de la Energía

Como función el mercado debe proporcionar un ejemplo de oferta y demanda de energía, para la organización, de su operación este mercado puede tener un rango de horas o meses tomando avenencia un día antes, para su planificación de operación, debido a que existen diferentes tipos de mercados, el mercado que se utiliza para este caso es el de anticipación diaria que viene anteriormente del mercado de anticipación horaria que es de largo plazo.

El negociador de energía provee de una tabla con clientes y diferentes, asociados mediante contratos bilaterales, por lo general actúa como un Pool para las demandas y ofertas es decir establece el "Precio de Equilibrio de Mercado" (PEM), dado que el mercado será más competitivo y el precio de la energía estará más cerca del costo marginal en el futuro, este EPM servirá como base para estos mercados [7].

Las ofertas de estos incluirán múltiples componentes en los precios o solo uno dependiendo del mercado y sus restricciones. En primer lugar, el precio del artículo unitario se determinará de forma independiente, el funcionamiento sin carga y con energía, en el caso de que el precio sea distinto, está incluido en la energía de los demás, pero para los dos escenarios hay una diferencia de costes por el consumo de energía especificado.

Para la determinación del precio de equilibrio de energía o de servicios complementarios a nivel global existe una evolución que incorpora los cálculos de precios de mercado, costos

marginales, costos incrementales de operación y menos costos hundidos, esto hace que entre más a los mercados competitivos.

Se observa que la tarificación de ciertos mercados como por ejemplo los mercados primarios o los reactivos secundarios no tiene pago por capacidad sino pago por utilización. En el mercado eléctrico inglés sus pasos son firmes en temas de suministros de reactivos, que dentro del año se tarificarán en base al uso y no a la capacidad, se debe entender que ciertos servicios deben tarificarse por la capacidad como son en las Reservas de Operación o con la Partida Autónoma, entre otros.

1.4.2.3 Operador Independiente del Sistema(OIS)

Es proporcionado a los servicios de transmisión ya sean básicos o de apoyo, su requerimiento es que no tenga participación financiera en generación y en los mercados que son de consumo de energía. Las responsabilidades del OIS son muy diferentes para esquemas establecidos y emergentes.

La palabra independiente puede interpretarse en el sentido de que el operador no tiene propiedad ni interés en los negocios de transmisión, sin embargo, la división entre propiedad y operación no es un término universal en transmisión, existen países que tienen su propio servicio complementario que es el caso de Reino Unido la NGC (National Grid Company) quien es el propietario y operador del sistema de transmisión.

Dependiendo del país, cada operador del sistema eléctrico tiene funciones y responsabilidades, pero de analizar de acuerdo a las funciones en las siguientes áreas:

1.4.2.3.1 Planificación y programación

Los OIS pueden incluir la programación en generación, servicios complementarios y de las empresas de transmisión, este tipo de programación puede o no formar parte de las responsabilidades de la OIS, así limitando a la programación de los servicios complementarios. Para el caso que la estructura organizacional no los de un Mercado de

Energía, la OIS tendrá su programación limitada así previniendo la congestión de la transmisión.

En el caso donde la OIS se encuentre responsable del mercado de energía, se encontrará la programación de la generación dentro del ámbito de la acción.

La congestión de la transmisión en casi todos los modelos es responsabilidad de la OIS así pudiendo incluirse entre sus funciones la programación y despacho o individualmente, se lleva a cabo debido a que su base está dentro de un marco de precios zonal o nodal.

1.4.2.3.2 Despacho

Dentro de esta área la OIS puede incluir despacho en Generación, Servicios complementarios y empresas de transmisión.

De acuerdo con el modelo de OIS esta puede tener la autoridad de redespachar la generación para el caso de la congestión de transmisión. Al manejar la congestión de la transmisión se ve implicado algunos cambios en la demanda o en generación, como es el aumento y disminución del precio. El caso antes descrito es de California otro ejemplo como en Nueva York incluye las transacciones bilaterales según sus prioridades [7].

1.4.2.3.3 Control y Monitoreo

El OIS posee una función con la generación que es la de supervisar y controlar en tiempo real, cuando se trata sobre control de tiempo real es que la coordinación y monitoreo deben limitar las unidades de generación que se encuentren en el rango, para el caso que no entre dentro de su rango existe el Control Automático de la Generación (AGC).

1.4.2.3.4 Análisis de seguridad de la red

La responsabilidad de la confiabilidad en operación de sistema por lo general es en OIS, “*contra la ocurrencia de contingencias predecibles*” [7].

1.4.2.3.5 Administración del Mercado

El mercado de energía puede o no ser administrado por el OIS, pero al darse cualquiera de los dos casos deberá administrar el mercado de servicios complementarios. Esto se ve prácticamente en todos los planes que se necesitan para concluir con la entrega de servicios, su participación es motivada de acuerdo con los requerimientos de coordinación de los servicios complementarios y de los beneficios de eficiencia obtenidos luego de la entrega.

Las obligaciones e interacciones con los agentes del Mercado determinarán los acuerdos de participación del OIS, en los niveles de los cargos por la gestión de la prestación y congestión de los servicios complementarios, así como los costos administrativos, el OIS y los usuarios del sistema de transmisión suelen llegar a un acuerdo.

Las normativas que abarcan el OIS dependerán de múltiples acuerdos con los agentes en diferentes periodos. Por ejemplo, en California poseen acuerdos triples que son anticipación diaria, anticipación horaria y tiempo real, que están dado por la OIS[7].

Las atribuciones del OIS con la administración del Mercado Eléctrico, incluye los aspectos técnicos y económicos.

1.4.2.3.6 Recursos de Transmisión

La planificación de las empresas de transmisión está a cargo del OIS, que pueden o no estar en manos de los recursos de transmisión. Si los proveedores de transmisión u otros participantes contribuyen financieramente a la construcción de las instalaciones o al buen funcionamiento de la red, los gastos de la contribución serán a cargo de los clientes de transmisión.

1.4.2.4 Proveedor de los Servicios Complementarios

La operación confiable de un sistema eléctrico requiere servicios de apoyo en la red de transmisión. Ya que al operar el sistema debe ser de una manera segura y confiables, esto quiere decir que se requerida de servicios complementarios. Los servicios

complementarios pueden ser modificados por el negociador de energía en el mercado básico, el operador del mercado secundario, dependiendo de la estructura organizativa elegida. Esta provisión también puede ser agregada o desagregada.

En los Estados Unidos existen una orden que se refiere a los servicios complementarios es la orden 888 de FERC describe que exige una oferta desagregada de servicios complementarios, dando a los consumidores de transmisión la opción de suministrar estos servicios ellos mismos o adquirirlos del mismo operador. Esto puede ocurrir en:

- Regulación.
- Reserva Sincronizada.
- Reserva no sincronizada.
- Balance de Energía[7].

El operador del sistema puede ofrecer los servicios y subastarlos en el mercado a través de concursos y fijar el precio con base en consideraciones de costos, estos servicios deben ser contratados si los consumidores no puedan obtenerlos o no deseen. El enfoque más común para la prestación de un servicio es ordenar a los posibles licitadores de acuerdo con sus costos y de acuerdo con la prestación, tratando de lograr la demanda de costo más baja del sistema.

Los servicios complementarios adicionales deben ser dados por el operador, obligando a los usuarios a comprárselo a:

- Control de Voltaje.
- Control del Sistema y Redespachos.

Los agentes están obligados a contratar los servicios antes mencionados del OIS de acuerdo con los requisitos establecidos por el ente regulador. Estos servicios solo serán ofrecidos por el Operador Independiente del Sistema(OIS).

Para que los servicios complementarios tengan una provisión óptima es necesario incluir un análisis de las ofertas de energía al incluir lo antes descrito en los servicios complementarios se tomara en cuenta que la programación será más compleja. En California no existe una estructura que tenga la optimización simultanea para lo cual utilizan mecanismos de despejes separados es decir el mercado de energía y los servicios complementos.

Tabla 1.1. Servicios de proveedores para los servicios complementarios.

Servicio	Descripción	Escala de tiempo
Servicio que el proveedor de la transmisión debe ofrecer y los clientes deben comprárselos a él (por exigencia de la FERC)		
<i>Control de sistema</i>	Programación anticipada de la generación y las transacciones, y control en tiempo real de parte de la generación, para lograr el balance entre generación y carga, la seguridad de la transmisión y la preparación para las emergencias	Segundos a horas
<i>Provisión de reactivos y control de tensión</i>	Inyección o absorción de potencia reactiva por parte de los generadores, para mantener los voltajes del sistema de transmisión dentro de los rangos requeridos	segundos
Servicios que el proveedor de la transmisión debe ofrecer, pero que los clientes no están obligados a comprárselos a él (pueden cómpraselos a un tercero o auto proveerse de ellos, si lo desean)		
<i>Regulación</i>	Uso de generación equipada con dispositivos de control automático, para mantener, minuto a minuto, el balance entre la generación y la carga	+/- 1 minuto
<i>Reserva de operación en giro</i>	Provisión de capacidad de generación (usualmente equipada con dispositivos de control automático), que esta sincronizada con la red y sin carga, pudiendo responder en forma inmediata para corregir los desbalances de energía causados por salidas imprevistas de componentes de generación o transmisión, y que está totalmente disponible en diez minutos	Segundos hasta 10 minutos
<i>Reserva fría o suplementaria de operación</i>	Provisión de capacidad de generación y cargas de desconectarles, usada para corregir los desbalances entre la generación y la carga, causados por salidas imprevistas de generación o transmisión, y que está totalmente disponible en diez minutos	Menos de 10 minutos
<i>Balance de energía</i>	Uso de generación para corregir en forma horaria las diferencias entre las transacciones actuales y las programadas entre los proveedores y sus clientes	horariamente
Servicios en la cual la oferta no es exigido por la FERC a los proveedores de la transmisión		
<i>Seguimiento de carga</i>	Uso de la generación para cubrir en forma horaria y diariamente las variaciones en la carga del sistema	Horas
<i>Suministro de refuerzo</i>	Capacidad generadora que puede estar totalmente disponible dentro de una hora y que se usa como refuerzo a las reservas de operación o por razones comerciales	30 a 60 minutos
<i>Reemplazo de pérdidas de transmisión</i>	Uso de generación para compensar las pérdidas en el sistema de transmisión, desde los generadores hasta los consumos	Horariamente
<i>Programación dinámica</i>	Medición en tiempo real y uso de equipos computacionales, para realizar electrónicamente las transferencias de generación.	segundos
<i>Partida autónoma del sistema</i>	Capacidad de una unidad generadora de pasar de una condición de inhabilitación a otra de operación, sin la asistencia de la red eléctrica, siendo capaz después de energizar la red, para ayudar a otras unidades a partir, cuando ocurren causas del sistema.	Cuando se producen caídas o cortes
<i>Servicios de estabilidad de la red</i>	Mantenimiento y uso de equipo especial, para mantener la seguridad del sistema de transmisión.	Cíclico

1.4.2.5 Comparación de los servicios complementarios

El análisis que se presenta a continuación es una forma casi esquemática de la estructuración armónica la cual se tiene por explicar y definir las diferentes implementaciones a futuro de los servicios complementarios en la operación del sistema eléctrico.

1.4.2.5.1 Aspectos Generales para la provisión

Según investigaciones se tiene que los sistemas eléctricos son muy variados dependiendo de varios puntos de análisis, por lo que se abordara diferentes temas para la comparación de los servicios complementarios.

- Estructura organizacional.
- Organismos coordinados de la provisión.
- Mecanismos de gestión.
- Selección de los principales servicios.

1.4.2.5.1.1 Estructuras organizacionales

La estructura organizacional del sistema eléctrico dependerá de cada país, pero en general se tiene como se observa en la figura 1.9.

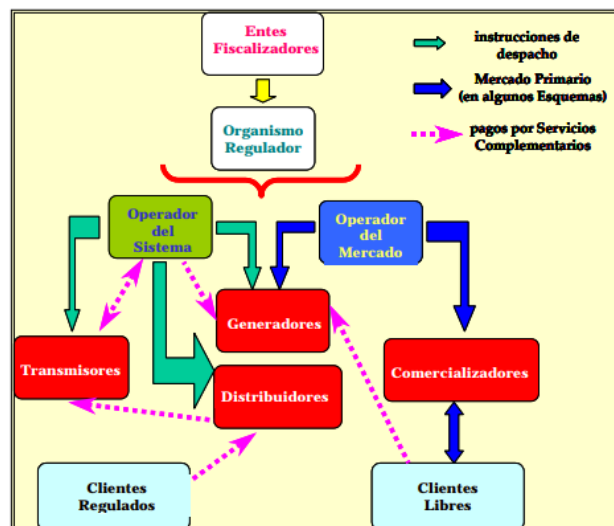


Figura 1.9. Estructura organizacional de los Sistemas Eléctricos [7].

Antes de realizar la comparación de la provisión de los servicios complementarios es necesario el análisis de la estructura organizacional, que son:

1) Puntos en común de todos los sistemas

- Claramente se puede distinguir entre si las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, la diferencia económica en los sistemas es una posibilidad, al igual que los monopolios regulados.
- Existen organismos reguladores y fiscalizadoras que cumplen con las normas y reglas que rigen en cada sector. Esto dependerá de acuerdo a la manera de distribuirse, pero siempre los dos serán en común la función fiscalizadora.
- El organismo independiente de operación del sistema, normalmente está controlado por el propietario u operador de la red de transmisión y se caracteriza principalmente por una falta de interés en la generación, despacha y coordina la operación del sistema. En la mayoría de los casos, los sistemas están a cargo de coordinar y asegurar la entrega de servicios complementarios [7].
- Aparte de la distribución del suministro eléctrico básico, un mecanismo para la prestación de servicios complementarios. Existe un mercado de servicios complementarios en los sistemas actuales, donde la energía se distribuye por separado.

2) Características específicas en los sistemas

- En los países nórdicos, solo existe un operador de mercado y cuatro operadores de sistema. Esto es para cada país integrado del sistema interconectado, el cual es propiedad de la red de transmisión de cada uno. En el Estado de California existen entidades separadas de los operadores independientes del sistema tanto en los países nórdicos como en los españoles, que son gestionadas por el mercado de la energía.
- Detalles relativos a la con la provisión de cada Servicios Complementarios, dentro de los aspectos existen diferentes formas de realizar estos servicios, dependiendo de determinados montos y los pagos a los proveedores [7].

1.4.2.5.1.2 Organismo Coordinador de la Provisión

Como antes se mencionó todos los sistemas eléctricos tienen en común la provisión de los Servicios Complementarios que se encuentran a cargo de los diferentes organismos que desempeñan el operador del sistema.

1.4.2.5.1.2.1 Encargado del despacho del suministro eléctrico

Dado que se debe asegurar el correcto funcionamiento y la coordinación de actuación con los diferentes agentes que intervienen en el, todos los sistemas cuentan con un operador del sistema. Debe recordarse que el operador del sistema no controla ni participa en las múltiples transacciones que posibilita el mercado primario de energía. Las transacciones de suministro entre comercializadores y proveedores se realiza en Inglaterra, coordinadas por el operador del sistema.

España cuenta a si mismo con organismos propios independientes del Operador del sistema, en este mercado básico o spot está en control. Noruega es una situación en la que el Pool no es administrado por el Operador del Sistema, en este el pool es gestionado por el operador del mercado.

Todos los sistemas tienen un Operador del sistema ya que este debe ser el responsable del correcto funcionamiento y de la coordinación de las acciones con los diferentes agentes que se encuentren en participación con él. Se debe tomar en cuenta que el operador del sistema no dirige ni participa en las diferentes transacciones que otorga el mercado básico de la electricidad [7].

En países como Argentina y Australia el operador del sistema tiene la responsabilidad de las transacciones en todo el sector eléctrico ya que aquí no existe ninguna diferencia entre operador del sistema y operado del mercado.

1.4.2.5.1.2.2 Operador de la Red de Transmisión

En países como España, Europa, Australia y países nórdicos el propietario del operador del sistema corresponde a la Red de transmisión. Para el caso de California no posee propietarios, en ningún Sector, ni en transmisión.

1.4.2.5.1.2.3 Manejo de la Congestión en la Transmisión

El manejo del manejo dado por el Operado del Sistema, para algunos países se consideran como una sección de los Servicios complementarios, en otros lo realizan como parte del

operador del sistema, pero con procesos externos, es decir con redespachos en las unidades generadoras.

1.4.2.5.1.2.4 Confiabilidad del Sistema y Provisión de los Servicios Complementarios

La capacidad de analizar situaciones predecibles y la confiabilidad de la operación son dos características compartidas por los Operadores del sistema que se encuentran ubicados en todas las ubicaciones. Debe recordarse que el operador del sistema controla el mercado de servicios complementarios en cualquier sistema. La necesidad de una coordinación de servicios centralizada y las ventajas de adquirir el despacho de la organización a cargo de los servicios de energía fundamentales son las que conducen a la conveniencia de estos mercados.

1.4.2.5.1.3 Mecanismos de Gestión

Se ha modificado el sistema eléctrico para integrar mecanismos de prestación de servicios complementarios y transacciones comerciales. Dada la independencia de la técnica utilizada para la prestación de servicios, es obvio que la orientación al mercado es clara y como resultado, existe cierto nivel de rivalidad entre los proveedores de servicios y la fijación de precios está más en línea con los mercados competitivos.

Tipos de Mecanismo

También se los puede nombrar como forma de gestionarse se tiene que:

- Subastas competitivas

Es un método de evaluación y elección de proveedores basado en las habilidades que han desarrollado junto. Estas habilidades se basan en las ofertas de precios que se hacen al gerente de los servicios que supervisan el proceso.

El gerente de provisión decide de ante mano lo que se requiere para cada servicio y luego lo invitan a subastas donde intentan satisfacer todas las necesidades del servicio

mantenimiento los costos mínimos eligiendo a los proveedores con las tarifas más bajas. Se busca la aplicación de técnicas de optimización en sistemas como el de California para abordar problemas y mantener el costo total del sistema al mínimo. Esto debe ser considerado para optimizar el sistema eléctrico [7].

- Contrato Bilaterales

Los procedimientos de transacción son los que permiten al sujeto obligado a llevar de una manera individual e independiente a acuerdos comerciales con los proveedores. Al tratarse de acuerdos privados, el precio que se deriva del uso no siempre es conocido por el gran público. La implementación de este método es más fácil porque posee diferentes opciones haciéndolo simple para la organización encargada de administrar la provisión. Se puede usar, por ejemplo, cuando solo tiene unos pocos proveedores para el servicio o para reducir la posibilidad de escasez en las diversas cantidades suministradas para el servicio. Se puede considerar que esto tiene un alto nivel de confiabilidad del sistema. Un ejemplo es la partida autónoma en el país de Inglaterra.

Este tipo de oferta no es deseable ya que el coordinador puede supervisar la evaluación individual de cada oferta e impide un proceso de comparación y optimización exhaustiva.

- Pagos Fijos

Esto es un tipo de valoración utilizado en el sistema eléctrico; para algunos servicios auxiliares, como los prestados en los países nórdicos, sirve como regulación principal e implica que el organismo de control decida anualmente una suma fija que debe pagarse a los proveedores. La agencia determina la cantidad de dinero en función del volumen de uso del servicio; este valor se calcula con base en las proyecciones de tamaño, necesidades y demanda para el periodo de tiempo en que se necesita la programación; como resultado generalmente se clasifica en dos categorías, que son:

- Reparto de un monto fijo: El monto total de dinero es gestionado por el organismo gestionado ya que es provee de servicio en un periodo de tiempo, y este es repartido entre los proveedores y por cada uno.
- Precio unitario fijo: Valor fijo a pagar por cada unidad generadora que este prestando su servicio a los diferentes proveedores.
- Implementación en los Sistemas Estudiados.

Los servicios complementarios particularmente los de reserva de operación y reservas de reemplazo, se encuentran en un mercado donde el operador es independiente porque se realiza a través de subastas competitivas en las que pueden participar libremente los distintos proveedores y porque allí el costo de los servicios y generación es competitivo. Los mercados de servicios complementarios están bien desarrollados y son competitivos en Inglaterra, Australia y los países nórdicos. El operador del sistema también supervisa la prestación de servicios auxiliares de acuerdo con acuerdos bilaterales de proveedores y subastas competitivas [7].

1.4.2.5.1.4 Selección de los Principales Servicios

Los criterios de selección a considerarse es la relación de la confiabilidad del sistema eléctrico, la cual a partir de esto es indispensable la inclusión del servicio que de seguridad de operación del sistema.

Se escoge lo servicios de acuerdo a la importancia y a la necesidad intrínseca, de esta manera una de ellos aportara de una manera real e innegable con la calidad de la electricidad que consumen.

1.4.2.6 Aspectos Técnicos

Tabla 1.2 Comparación de países que poseen servicios complementarios de regulación primaria de frecuencia.

Técnica	Inglaterra	Países Nórdicos	España	California	Australia	Argentina
<i>Tiempo respuesta</i>	10 segundos	30 segundos	15 – 30 segundos	Instantáneo	6 o 60 segundos	30 segundos
<i>Tiempo mantenido</i>	30 segundos	Mientras sea necesario (sin limite)	Mientras sea necesario	Mientras sea necesario	90 segundos	Minutos (no se especifica)
<i>Proveedor</i>	* Generadores * Cargas Des conectables	Generadores Hidráulicos; algunos utilizan controladores automáticos	Todos los generadores	Generadores (también RMR)	Generadores controlados automáticamente (geoversores)	Todos los generadores
<i>Monitoreo y Fiscalización</i>	Modulación continua. La frecuencia debe estar siempre en el rango de 50 Hz +/-1%	Provisión basada en la confianza mutua: Operador confía en información del generador y no fiscaliza mucho	Inspección aleatoria cada 5 años	A través del cálculo del ACE (Error de área de control)	Pruebas regulares y aleatorias Monitoreo para verificar disponibilidad y desempeño	Si el operador detecta cualquier incumplimiento en lo pactado, Considerará el servicio no previsto en todo ese mes
Técnica	Inglaterra	Países Nórdicos	España	California	Australia	Argentina
<i>Monto Requerido</i>	Estatismo de 3 a 5 %, para todos los generadores. La insensibilidad de los reguladores debe ser inferior a +/-15 mHz.	6.000 MW/Hz depende del gradiente esperando para el cambio en la demanda. Generalmente entre 2y6%	La insensibilidad de los reguladores debe ser menos a +/-10mHz	Determinado por el operador de sistema. *porcentaje de la demanda total pronosticada (entre 3 y 12 %) *Arriba y abajo esperando	Se separa para arriba y para abajo. Arriba: 450MW Abajo:200 MW	Entre 3 y3.3%de la demanda total horaria Operados Minimiza costos de operación más costos de energía no suministrada
<i>Provisión opcional / obligatoria</i>	Obligatoria para grandes generadores (pero igual se les paga)	obligatoria	Obligatoria	Opcional	Mínimo obligatorio para todos los generadores y monto adicional contratable	Obligatoria: si no se auto provee. Debe comprarse.

Tabla 1.3. Comparación de países que poseen servicios complementarios de regulación secundaria de frecuencia.

Técnica	Inglaterra	Países Nórdicos	España	California	Australia	Argentina
<i>Tiempo respuesta</i>	30 segundos	15 minutos	10 minutos	10 minutos	5 minutos	5 -10 minutos
<i>Tiempo mantenido</i>	30 segundos	4 horas	No se explicita	2 horas	No se explicita	3 horas o mas
<i>proveedor</i>	*generadores con AGC *cargas desconectables	*generadores hidráulicos *grandes consumidores (industrias)	Generadores habilitados por el operador del sistema.	Generadores.	AGC, cargas desconectables, generadores de partida rápida	Generadores habilitados por el operador del sistema .
<i>Monitoreo y fiscalización</i>	Monitoreo diario de la provisión	Confianza mutua sin mayor fiscalización	La unidad generadora tiene la obligación de cumplir con la banda asignada por el operador del sistema	El operador vela por el cumplimiento de los estándares de provisión	Prueba regulable y aleatoria monitoreo para verificar disponibilidad y desempeño	Si el operador detecta cualquier incumplimiento en lo pactado, no le pagara el servicio en todo el mes Correspondiente
<i>monto requerido</i>	Determinación anual por el operador. Según Demanda esperada. Capacidad disponible y experiencia histórica	En principio, toda la capacidad de generación está disponible después del mercado spot para regulación secundaria .	Según ACE. Al subir y bajar, Separadamente. La reserva a bajar será entre 50 y 100% De la reserva a subir	*>0,5*(5%dem [hidro])+7% dem[otro]*mayor Contingencia *otro criterio del operador sist.	Se separa para arriba y para abajo. Arriba:600MW Abajo:300MW	30MW / MIN Como mínimo Aprox 1,5% de la reserva de operación calculada para cada periodo
<i>provisión opcional / obligatoria</i>	Opcional	opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional

En la tabla 1.2 y en la tabla 1.3 se puede apreciar que una característica fundamental de los servicios complementarios de regulación de frecuencia primaria y secundaria es su tiempo de respuesta, mientras que el tiempo de mantenimiento varía dependiendo del tipo de regulación ya sea primaria o secundaria.

Tabla 1.4 Comparación de países que poseen servicios complementarios de regulación secundaria de frecuencia.

Técnica	Inglaterra	Países Nórdicos	España	California	Australia	Argentina
<i>Tiempo respuesta</i>	20 minutos	No se provee	15 minutos	10 minutos	5 minutos	No se define Explícitamente Como servicio complementario
<i>Tiempo mantenido</i>	2 horas		2 horas	2 horas	No se especifica.	
<i>proveedor</i>	*generadores de más de 3 MW *cargas desconectables .		Generadores habilitados por el operador del sistema.	Generadores.	Generadores. Correspondería al servicio RGUL (aumento del gen. Por caídas de frecuencia)	Las mismas unidades que proveen Regulación secundaria.
<i>Monitoreo y fiscalización</i>	Monitoreo diario de la provisión		Si la asignación de una oferta de regulación terciaria origina congestión, no será asignada	Debe estar disponible cuando se le llame.	Pruebas regulares. Monitoreo para verificar disponibilidad y desempeño.	No se aplica
<i>monto requerido</i>	Determinado por el operador cada año. Mayores montos en horas punta. En promedio. 1900-2300 MW		Potencia de la mayor unidad conectada más el 2% de la demanda prevista, para cada hora del día siguiente (al subir y bajar)	Basado en porcentaje de la demanda o mayor contingencia, debe considerar intercambios con otras áreas	Aumento de 30MW en cinco minutos, para caídas de frecuencia bajo los 49 Hz.	Se utiliza para corregir el tiempo sincrónico. Cuando su desviación es de 10 seg. o mas
<i>Provisión opcional/ obligatoria</i>	opcional		opcional	Opcional	Opcional	Opcional

Tabla 1.5. Comparación de países que poseen servicios complementarios de control de voltaje.

Técnica	Inglaterra	Países Nórdicos	España	California	Australia	Argentina
<i>Tiempo Respuesta</i>	Instantáneo	5 segundos	Instantáneo	1 minuto	instantáneo	instantáneo
<i>Tiempo Mantenido</i>	No se especifica	No se especifica	No se especifica	Mientras sea necesario	No especifica	permanente
<i>proveedor</i>	Generadores de más de 30 MW.	Todos los generadores.	Todos los generadores	Generadores, transmisores y distribuidores	*generadores con control automático del voltaje *plantas de reactivos en la transmisión *cargas interrumpibles.	Todos los agentes del mercado
<i>Monitoreo y fiscalización</i>	Voltaje en rango +/-10% (para 400.275 y 132 Kv).	Confianza mutua: sin mayor fiscalización	Generadores deben indicar su máxima banda de generación/ absorción de reactivos	Exigencia de cumplimiento de los montos mínimos y de los contratos.	Monitoreo periódico generadores y plantas de reactivos para confirmar disponibilidad, si los datos de operación son insuficientes	
<i>Monto requerido</i>	Basados en niveles históricos de producción: MVA para cada hora. Ubicación de proveedores.	Para mantener voltajes y la estabilidad del sistema	Para mantener voltajes dentro del rango	Monto y ubicación Determinados por el operador según niveles de tensión y reactivos	Basado en la demanda reactiva y en el consumo de energía alrededor de 2000MVAr. para todo el sistema.	*permanentemente: hasta 90%de su capacidad reactiva; *transitoriamente : 100%durante 20 minutos (cada 40 minutos)
<i>Provisión Opcional/ obligatoria</i>	Obligatorio mantener factor De potencia entre 0,85 capacitivo y 0,95 inductivo	Obligatorio mantener factor de potencia en rango dado por: $-0,2 < \tan(\phi) < 0,4$	Obligatoria	Obligatorio Mantener factor de potencia en el rango admisible(en generación, transm. y distrib)	Obligatorio mantener Factor de potencia entre 0,9 capacitivo y 0,93 inductivo. Opcional: provisión extra de reactivos	Obligación Transmisores: voltajes En rango. Obligación Generadores, Distribuidores y grandes usuarios: Factor de potencia

Tabla 1.6. Comparación de países que poseen servicios complementarios de partida autónoma.

Técnica	Inglaterra	Países Nórdicos	España	California	Australia	Argentina
<i>Tiempo respuesta</i>	2 horas	No se explicita.	No se explicita.	10 minutos	2 horas	No se ha definido aún con suficiente Claridad.
<i>Tiempo mantenido</i>	1 a 5 días	No se explicita	No se explicita.	12 horas	Al menos 12 horas o hasta aviso del operador	
<i>proveedor</i>	Preferentemente, plantas de ciclo Combinado de más de 200 MW	Todos los generadores.	Generadores con capacidad de partida autónoma	Generadores con capacidad de partida autónoma	Unidades con capacidad de partida Autónoma	
<i>Monitoreo y fiscalización</i>	Mantenimiento del servicio siempre A 90-95% de la Capacidad total. Frecuencia nunca bajo los 47 Hz	La totalidad de los generadores del sistema debe contar con capacidad de partida Autónoma	Designación anual de proveedores Por parte del operador del sistema.	El operador del sistema debe Confirmar el fin de la situación de emergencia.	Controles anuales por parte del operador del sistema: una falla en estos controles implica penalizaciones y pruebas posteriores.	
<i>Monto requerido</i>	Operador selecciona a los proveedores Estratégicamente (ubicación) Actualmente. 18 proveedores	No se aplica	Planes de reposiciones anuales por zonas establecidos por el operador de sistema	Determinado por el operador del sistema, en base a estudios De contingencia	El operador debe asegurar que esté disponible todo el tiempo en cada región un número suficiente de unidades.	
<i>Provisión opcional/ obligatorio</i>	Opcional	Obligatorio	Obligatorio para las unidades que el operador designe	Opcional	Opcional	

1.4.2.7 ASPECTOS ECONOMICOS

Tabla 1.7. Comparación de países que poseen SC de regulación de frecuencia primaria.

Económicos	Inglaterra	Países Nórdicos	España	California	Australia	Argentina
<i>Costos relevantes</i>	Difíciles de determinar.	Despreciables, Por qué lo proveen centrales hidroeléctricas	No se aplica.	*variables: Combustible, Eficiencia (continuos cambios), desgaste *fijos: capital, Personal, etc.	No se aplica	Diferencia entre costos de operación con reserva y sin ella.
<i>Mecanismos de transacción</i>	Contratos bilaterales anuales	Reparto por contratos anuales.		Ofertas competitivas (pronto, optimización Simultanea).	Contratos bilaterales anuales. (A futuro: subastas)	Ninguno: Autoprovisión o pago a otro generador por Monto obligatorio
<i>Pago a los proveedores</i>	"auto facturación" (mensuales) *capacidad (S/MW) *utilización (S/MWh) al precio spot. *compensación (S/MWh): si corresponde	*capacidad (S/MW): reserva disponible. *utilización (S/MWh): uso total anual	Servicio no retribuido	*capacidad: (S/MW): para escoger a los proveedores *Utilización (S/MWh): para despacho en tiempo real	*habilitación (S/MW): si se despacha *compensación (S/MWh): costo de oportunidad.	(solo entre generadores, por provisión extra). *Utilización (S/MWh): al Precio spot, si no hay déficit; si lo hay, aumenta el precio
<i>Pago de los consumidores</i>	Parte del costo *Uplift diario, pagado al operador por los demás miembros del Pool.	A través de la tarifa de transmisión		Según demanda pronosticada.	Costos totales de provisión del servicio, pagados por cons, finales y clientes del Pool Según su consumo (S/MWh)	Incluido en la tarifa de la energía (precio de la energía mayor, por consideración de la regulación primaria).
<i>precio</i>	US\$2,28 /MW/hr.	US\$3,3 millones anuales en total repartidos según aportes de cada generador.	\$0	US\$ 9.84 /MW	US\$0.058 /MWh (de consumo)	

Tabla 1.8. Comparación de países que poseen servicios complementarios de partida autónoma.

Económica	Inglaterra	Países Nórdicos	España	California	Australia	Argentina
<i>Costos</i>	Capital (equipos auxiliares, Instalaciones Conexiones, etc.) Operación: Mantenimiento: Seguros; estudios de factibilidad	Despreciables, Por qué lo proveen Centrales Hidroeléctricas	No se aplica.	Inversión, Operación Combustible.	No se aplica.	No se ha definido Aun con suficiente claridad.
<i>Mecanismo de transacción</i>	Contratos bilaterales anuales	Ninguno.	No se remunera.	Contratos bilaterales Anuales.	Contratos bilaterales anuales, en cada zona (mejor costo /beneficio)	No sé a definido aún con suficiente claridad
<i>Pago a los proveedores</i>	Durante construcción: Costo equipos. Después: Disponibilidad y utilización.	No se remunera.	No se remunera.		*Disponibilidad: (S/MW) Se use o no.	
<i>Pago de los consumidores</i>	Parte del costo *Uplift* diario, pagado al operador por los demás miembros del Pool.	No se aplica		según demanda pronosticada.	Costos totales de provisión del servicio, pagados por cons, finales y clientes del Pool, Según su consumo (S/MWh)	
<i>Precios</i>	*Equipos: US\$455.16/kW *Disponibilidad: US\$15.172 /hr *Utilización: US\$75.86/MWh	US\$ 0.-	US\$ 0.-		US\$ 0.035 /MWh(cons.)	

1.4.3 Servicios complementarios en Ecuador

Los servicios complementarios en el Ecuador deben ser de un óptimo requerimiento ya que son controlados por el CENACE, existen regulación primaria y secundaria de frecuencia. El CENACE controla las unidades que realizan el servicio complementario también establece la normativa de despacho y operación. *“No corresponde ninguna liquidación dentro de las transacciones del sector eléctrico por este concepto”* [8].

Tanto la reserva como los generadores que serán empelados para la regulación secundaria de frecuencia serán determinadas por el CENACE, en el caso de los generadores públicos su cargo fijo es considerando en *“Análisis y determinación de Costos del Servicio Público de Energía Eléctrica”*, mientras que los generadores que son de negociación o de procesos público de selección sus precios serán considerado en los procesos.

Los generadores y autogeneradores que no provengan de un proceso de negociación o de procesos públicos de selección y que tengan participación en la reserva serán remunerados siempre y cuando realizan los procedimientos del CENACE.

La reserva de potencia rodante será determinada por el CENACE con base en las máquinas que se encuentren disponibles y de acuerdo a la energía que no se entregue por un breve período de tiempo debido a fallas esporádicas ocasionadas por variaciones en la demanda. Si la reserva rotatoria de la regulación es mayor, los costos operativos serán mayores y los costos asociados con fallas serán menores; si la reserva rotatoria es menor. Los costos operativos serán menores, los gastos relacionados aumentarán y el riesgo de fallas a corto plazo también aumentará.

La curva de los distintos niveles de reserva de energía para la regulación del costo, que consiste en el costo de operación más el costo de la energía no suministrada, será determinada por el CENACE con base en el análisis del periodo estacional. El costo que suma los costos operativos adicionales y el costo por la probable interrupción intempestiva en su costo mínimo, será el costo ideal total.

1.4.3.1 Regulación Primaria de Frecuencia(RPF)

El reglamento establece que el CENACE ha establecido el porcentaje ideal de RPF, el cual será de cumplimiento obligado para los generados designados. Si un generador cumple con los parámetros establecidos, podemos comprar otros generadores que tengan exceso de regulación primaria. Los periodos estacionales secos y húmedos del porcentaje de RPF se determinan mediante un análisis de generación con costos marginales y sumando el costo de la energía no utilizada proporcionada por el CONELEC [9].

El valor óptimo de RPF es determinado por el porcentaje de regulación que alcanza el mínimo costo que corresponde en:

- Sobrecostos de operación.
- Costos de la energía servida por variación de la demanda.
- Costo de la energía no servida por pérdida de oferta(generación).

En la figura 1.10 se observan las curvas del porcentaje de regulación que debe alcanzar el mínimo costo.

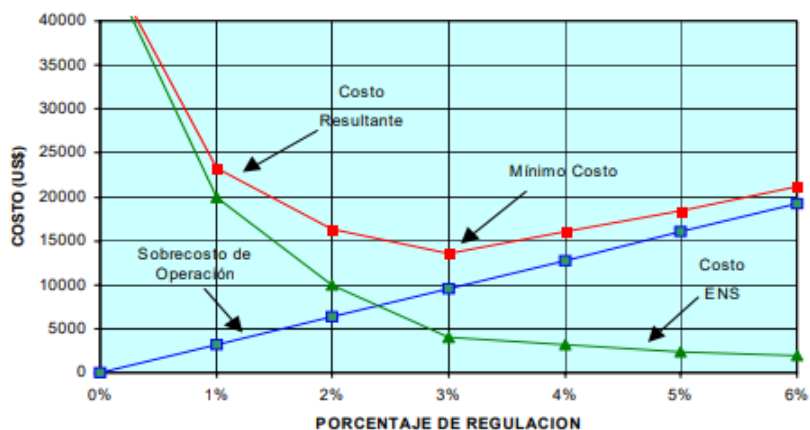


Figura 1.10. Porcentaje óptimo de regulación de frecuencia [8].

1.4.3.1.1 Sobrecosto de operación

El despacho económico preestablecido debe modificarse para contabilizar la demanda de potencia en cada valor de reserva, el cual se expresa en porcentaje. Para ello, se

introducen las unidades de generación en orden ascendente teniendo en cuenta también su coste variable de producción de la operación [8].

1.4.3.1.2 Costo de la energía no servida por variación de la demanda

Las potencias reales que se producen en todos los días de los periodos estacionales específicos del año definido al año limite se comparan horariamente con las potencias que se prevén en los predespachos, ésta viene determinada por la variación de la demanda.

Si la energía despachada excede la energía programa, habrá un déficit de oferta porque no habrá suficiente reserva de generación y habrá una reducción creciente porque la reserva de generación se está agotando.

El déficit de potencia que se encuentra en cada hora de los periodos vendrá definido por el déficit de potencia horario que se expresa en porcentaje con la relación de la potencia efectivamente despachada y con la potencia proyectada en cada uno de sus periodos estacionales, en los que la suma obtendrá el resultado la energía no servida en cada uno [8].

Se puede determinar cómo energía no servida a la energía que no es atendida mientras se va cubriendo parcialmente los valores de reserva.

1.4.3.1.3 Costo de energía no servida por pérdida de oferta

La energía no servida por pérdida de oferta se determina mediante.

- Mediante simulaciones dinámicas con salidas forzadas se determinarán valores de carga y estas al tener una baja frecuencia deberán ser desconectadas con el objetivo de alcanzar una frecuencia de 59.5 Hz luego de 20 segundos de la falla.
- La desconexión de bloques especiales en generación es considerada contingencia ya que así perdería su continuidad.
- Se debe realizar un análisis de falla de los últimos años en generación y en la salida de la línea de transmisión que tienen la pérdida, esto se realiza ya que se debe

tomar en cuenta el tiempo de las contingencias durante los periodos estacionarios lluvioso y seco, también se debe tomar en cuenta a los elementos que entran en falla tanto de generación como transmisión.

1.4.3.1.4 Requisitos de RPF para la participación en el SIN

- Su rango de estatismo es entre 4 – 7%.
- La banda muerta debe estar en el rango menor a un 0.1%
- El tiempo de restablecimiento se debe dar entre el 10% del valor final su tiempo será entre los 30 segundos para maquinas térmicas y 60segundos para maquinas hidráulicas. Para el caso que sobre pasan los valores CENACE tendrá el criterio de aceptar o no aceptación.
- El generador deberá decidir el tiempo mínimo de establecimiento para que no afecte la estabilidad del sistema.
- Dentro de la banda de frecuencia deberá operar el RPF sin ninguna limitación.

1.4.3.1.5 Regulación de frecuencia primaria en condiciones normales

- La RPF opera de forma automática y sus generadores habilitados también participan.
- Cuando una unidad generadora no aporte temporalmente esta será informada a CENACE mediante los generadores, dando así las observaciones adecuadas de cuando salió de funcionamiento y cuando regresara a funcionar.
- Para evitar afectar la frecuencia del sistema, el generador seguirá un gradiente de carga si varía su generación siguiendo los comandos del CENACE.

1.4.3.1.6 Regulación primaria de frecuencia en condiciones anormales

Variación imprevista: La reserva máxima de regulación se agota cuando se produce una variación de frecuencia fuera del rango de las limitaciones prescritas para el normal funcionamiento por variación de la demanda y afecta directamente a la variación de potencia en las distintas unidades generadoras.

Desconexión de carga o generación: Se debe mantener la regulación primaria de las unidades y controlar las variaciones de frecuencia que impactan en los generadores, el CENACE emitirá las directivas necesarias para restablecer las condiciones normales.

1.4.3.2 Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)

La regulación de frecuencia primaria es la que mitiga los diversos efectos de las perturbaciones que provocan la fluctuación de frecuencia, la regulación de frecuencia secundaria tiene acción después de la regulación primaria de frecuencia, la regulación secundaria actúa a partir de 20 -30 segundos después de la contingencia.

De igual manera que la regulación primaria de frecuencia se debe realizar simulaciones dinámicas tomando un punto fundamental el despacho de generación y el porcentaje óptimo de la reserva regulante luego para la simulación se provocara una contingencia de perdida de generación que tenga como objetivo la perdida de frecuencia. Luego la frecuencia se recuperará a 59,5 Hz en los 20 segundos de la simulación, ya que se activarán la regulación primaria y debido a una baja frecuencia la desconexión de la carga.

La regulación secundaria de frecuencia debe tener en cuenta que en las estaciones de estiaje y lluviosa se debe tener un valor ponderado diario. La reserva de la regulación secundaria se deberá distribuir entre las unidades que se encuentren funcionando para dicha regulación.

1.4.3.2.1 Requisitos de RSF para participar en el SIN

Los generadores que se encuentren habilitados para RSF participaran en la regulación siempre que cuenten con un control automático de generación (CCAG) y este a su vez se encuentre en condiciones para su funcionamiento. Hasta que se asignen generadores para realizar RFP de una forma automática o mediante una regulación secundaria, se debe realizar de forma centralizada de acuerdo a:

- El operador debe tener un registrador de frecuencias en el cual registre los límites ajustables tanto inferiores (LAI) y superiores (LAS) y los límites en los cuales

comience a actuar de igual manera límites superiores (LS) e inferior (LI) a esto se le llama banda de variación de frecuencia, se debe tomar en cuenta que esta banda no se debe sobre pasar los límites en condiciones normales.

- El operado debe poseer un registrador de potencia generada en el cual se pueda observar el valor total, y deberá detectar eventos que puedan ocurrir en los equipos comandados.

1.4.3.2.2 Regulación secundaria de frecuencia en condiciones normales

- La regulación secundaria de frecuencia funciona de manera automática para unidades generadoras hidráulicas y/o térmicas que se encuentren en funcionamiento. Para el caso que solo funcione una central con RSF esta tendrá su funcionamiento de forma manual, hasta que entren en funcionamiento los demás equipos asignados y funcionen de una forma automática.
- La operación de un generador de RSF puede ser asignado por el CENACE y el determinara la frecuencia referencial también informara la diferencia entre la hora patrón y la sincrónica.

1.4.3.2.3 Regulación secundaria de frecuencia en condiciones anormales

Variación imprevista de la demanda: En regulación secundaria de frecuencia, la operación debe permanecer continua de acuerdo con las circunstancias de operación típicas.

Desconexión de carga o generación: Los generadores que se encuentren operando bajo regulación secundaria de frecuencia se mantendrán operando de acuerdo a operación normal y según las necesidades de contingencias, se debe mantener informado a CENACE para la coordinación de ayuda dando órdenes específicas sobre dicho generador con variación de frecuencia y así logrando reestablecerles a condiciones normales[8].

1.4.4 Servicios Complementarios a gran escala

1.4.4.1 Servicios complementarios en España

Hace algunos años el sistema eléctrico español también fue reestructurado con el objetivo de reestructurar nuevas reformas buscando una mejor eficiencia y mejorar su funcionamiento. La comisión nacional del sistema eléctrico se estableció con el objetivo de mejorar la eficacia del sistema eléctrico, esta comisión, que se rige por el estado ayuda en la creación de leyes, modificaciones a la instalación o construcción de instalaciones y varios contratos.

Una característica de los sistemas eléctricos de España es que su sistema de funcionamiento y de desarrollo se encuentra dividido en dos entidades separadas y distintas las cuales se complementan entre sí, cabe destacar que no venden ni compran electricidad, las entidades con las que funciona el mercado de la electricidad son:

- Operador del Sistema: Este operador es de la red de “*Transmisión en la península*” [7], este es responsable de la gestión técnica.
- Operador del Mercado: Esta función ejerce la compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) que es responsable de la gestión económica del Sistema.

1.4.4.1.1 Estructura de la Industria Eléctrica en España

El sector eléctrico español mueve USD \$15,700 millones anuales que emplea casi a 45,000 personas, ha gastado una significativa en operaciones privadas durante los últimos 10 años. En 1994 el gobierno se comprometió a reestructurar significativamente el sector. Uno de ellos consiste en cambiar el marco legal estable para facilitar la transferencia de activos entre empresas y aumentar la eficiencia financiera. Se requieren nuevas leyes debido a la reestructuración, y con la Legislación del sector eléctrico (LOSEN) que toma en consideración tres factores:

- Para obtener mayor competitividad realizan subastas o concursos.

- Comercializadores independientes.
- Tanto Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización funcionan separadas se debe entender que al trabajar separadas también existe una separación jurídica de las diferentes compañías que obtengan el negocio.

El protocolo para el establecimiento de un nuevo reglamento del sistema eléctrico nacional fue acordado por las empresas eléctricas españolas y el ministerio de industria y energía en 1996 [7], en este reglamento describe un poco mejor los aspectos descritos anteriormente también modificándolos según el marco normativo de electricidad, así asegurando la competencia entre las diferentes empresas.

El establecimiento de una empresa que es legalmente distinta de la red eléctrica y tiene la capacidad de recibir ofertas y despacho para crear un mercado de generación adecuado y de demanda es decir esta creación se trata de Operador del Mercado, se debe tomar en cuenta que tanto la Red de Transmisión como el Operador independiente es propietario la red Eléctrica Española así siendo estas dos entidades necesarias, pero no indispensables entre si ya que se pueden separar.

Los principales agentes participativos son:

a) Productores

Los productores es toda persona jurídica o física que tiene como función el de generar, construir, operar energía también he deber tomar en cuenta que estas personas deben mantener en condiciones óptimas las centrales de producción. Los productores tienen la capacidad de ofrecer energía o productos relacionados con la electricidad, estas ofertas se efectuarán mediante la Comisión Operadora del Mercado para cada generador que se encuentre funcionando se debe tomar en cuenta que todos los generadores que se encuentren en contratos bilaterales quedan excluidos de estas ofertas.

b) Autoprodutores y Productores Especiales

Una autoproducción es aquel que produce electricidad para su propio uso. Los productores de energía renovable que no son consumibles, como la biomasa, el biocombustible, la energía no renovable, etc., son productores especiales que producen electricidad. El mecanismo de distribución para los autoprodutores de régimen especial y anticipados es el mismo que para los que están en régimen regular. Al dividir los ingresos de la facturación con la energía suministrada se dará una prima a las energías renovables, que sean plantas hidráulicas de biomasa o de generación con una potencia igual o inferior a 10 MW, para asegurar que el precio de la energía de estas instalaciones se encuentre dentro de un rango porcentual de 80%-90% del precio promedio.

c) Comercializadores

Se considera comercial a todo agente que tenga acceso a las redes de transmisión o distribución y pueda vender energía a consumidores que luego puedan venderla a otros consumidores.

d) Distribuidores

Desde la perspectiva de la sociedad, los distribuidores cumplen los propósitos de distribuir energía eléctrica, crear, mantener que es lo más importante, operar distribuidores que se comercialicen y utilicen los consumidores finales. El gobierno fijará el precio por el uso de las redes de distribución en función de los peajes aprobados. El gestor de la red de distribución sólo podrá denegar el acceso a la red si está carece de la capacidad necesaria, y estará debidamente justificado por diversos criterios de seguridad y calidad y regularidad. De existir algún conflicto con los contratos de acceso a la red se deberá acatar la resolución de la comisión nacional de la industria eléctrica.

e) Consumidores Cualificados

Es todo consumidor que adquiere energía eléctrica mediante diferentes procedimientos al consumidor regulado, deben tener un consumo anual de mayor o igual a 1 GWh. esto debe ser por instalación o por un punto de suministro, los diferentes consumidores cualificados podrían utilizar en su totalidad el suministro que ella genera esto deberá hacerlo mediante contratos en el mercado de producción, en el caso que no pueda auto abastecerse la tarificación será mediante un contrato de suministro.

f) Agentes Externos

Se consideran agentes externos todos los individuos que aportan o consumen energía de agentes externos. Como resultado, existe un grupo importante de productores, distribuidores, comercializadores y consumidores que no forman parte del sistema eléctrico. Estas personas solicitarán permiso al ministerio de industrias y energía para participar en el mercado eléctrico como agentes externos. El operador del sistema trabajara con el operador del mercado para gestionar los intercambios a corto plazo entre los sistemas eléctricos con el fin de garantizar la calidad y seguridad del suministro eléctrico. Cuando exista algún defecto o cambio, el operador del sistema lo comunicara oportunamente a los distintos operadores [7].

El operador del sistema será responsable de realizar las ventas a las naciones limítrofes con la aprobación del ministerio de industria y energía, el cual tendrá la facultad de denegar o permitir en caso de que exista una amenaza para el suministro nacional. Independientemente del origen de su energía, todos los consumidores nacionales están obligados a pagar tarifas de seguridad, costos de energía y gastos fijos de acuerdo con las normas y políticas existentes.

1.4.4.1.2 Funcionamiento del Mercado

Los mercados diarios e intradiario, así como los procedimientos técnicos de operación del sistema pueden ser utilizados para caracterizar el mercado eléctrico como un conjunto de

transacciones. Una vez finalizado el mercado diario, los acuerdos bilaterales se incluirán en el mercado de producción. De acuerdo con la ley del sector eléctrico, que entró en vigor en 1998, el mercado eléctrico mayorista se estableció en 1997. La sociedad operadora del mercado eléctrico español S.A. está a cargo de la gestión financiera. Las compañías de agentes del mercado, que fue fundada por el protocolo eléctrico, también depende de este organismo. El Mercado Eléctrico Español tiene cuatro procesos interrelacionados que no consecutivos que son:

- Mercado Diario
- Gestión de Restricción Técnicas
- Mercado Intradía
- Mercado de los Servicios Complementarios

1.4.4.1.2.1 Mercado Diario

Las transacciones de compra y venta pueden mostrarse en el mercado. Esto se logra a través de ofertas por hora que son gratuitas y asequibles. La supervisión de este procedimiento corresponde a la sociedad operadora del mercado eléctrico español, el operador del mercado. Dado que este mercado incluye tanto agentes externos como vendedores y unidades fácilmente disponibles que no están sujetas a acuerdo bilaterales. Cada día, el operador del sistema recibe varias ofertas económicas de compra y venta.

Se tiene como resultado en el Mercado el Programa Diario Base este es obtenido a las 10:00 horas así garantizando que la capacidad máxima de interconexión.

1.4.4.1.2.2 Gestión de Restricciones Técnicas

Se realizan las pertinentes modificaciones que son necesarias sobre el programa base del Mercado Diario, los datos ingresados son por el Operador del Sistema y de Operador del Mercado. En este proceso se debe realizar una sesión del Mercado Diario ya que se recibirán contratos bilaterales nacionales, la viabilidad del funcionamiento del programa

dependerá de las unidades de producción ya que estas garantizaran la confiabilidad de la red de transmisión.

1.4.4.1.2.3 Mercado Intradiario

Este mercado se negocian cantidades adicionales con el fin de ajustar la oferta y la demanda siguiendo el mercado diario. Este mercado está abierto a cualquier persona que cumpla los requisitos de agente del mercado porque está gestionado por un operador del mercado. El operador del sistema realiza una subasta de regulación secundaria, que es un componente de los servicios complementarios, antes del mercado intradiario y después de la gestión de restricciones técnicas. El resultado de esta subasta es el programa viable definitivo (PVD).

Las restricciones que se deben hacer después del Mercado Intradiario se encarga el Operador del Sistema cabe decir que esto no es remunerado para el Sistema, y puede modificarse el resultado de dicho Mercado esta modificación se puede hacer cuando exista un impedimento que el sistema no sea confiable en el horario establecido.

Para el caso que el Mercado Intradiario no posea garantía de suministro este será retirado de las ventas y ofertas sin modificación de los precios y sin remuneración de las ofertas retiradas.

1.4.4.1.2.4 Mercado de Servicios Complementarios

El mercado de servicios complementarios tiene como objetivo principal la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro de energía; dentro de esto, también realizan un fuerte énfasis en asegurar continuamente que exista un equilibrio entre la oferta y la demanda. Las reservas de regulación primaria forman parte de los servicios auxiliares. Estas reservas se tienen en cuenta en la programación del mercado intradiario para cubrir las necesidades anuales del operador del sistema. Por otra parte, una vez finalizada la programación, se realizara las subastas de regulación secundaria y terciaria [7].

1.4.4.1.3 Servicios Complementarios Españoles

La prestación de servicios complementarios necesarios para el correcto funcionamiento del sistema fue publicada en España en 1998. Una vez finalizada la sesión del mercado intradiario y en tiempo real, el operador del sistema prepara la entrega de energía. Esto se realiza mediante el uso de servicios complementarios, lo que obliga a redistribuir algunas unidades así generando aumento de costos [10].

La provisión de los Servicios Complementarios está a cargo del Operador del Sistema el cual puede exigir el funcionamiento adecuado de los diferentes agentes participativos en el Mercado Eléctrico, los diferentes Servicios en España son:

- Regulación Primaria
- Regulación Secundaria
- Regulación Terciaria
- Control de Voltaje
- Partida Autónoma

La regulación primaria no posee costo ya que es un servicio obligatorio mientras que el Control de voltaje es de igual manera obligatorio, pero se paga por su distribución. La regulación secundaria y Regulación Terciaria pertenecen a los servicios potestativos que son retribuidos por el Mercado eléctrico, mientras que los servicios complementarios de Partida Autónoma también no tienen retribución.

A. Regulación Primaria de Frecuencia

La regulación primaria de frecuencia es de tipo obligatorio y no retribuido de una forma explícita, es aportada por los reguladores de velocidad con los que se encuentra en equipamiento los generadores, su objetivo es la corrección de una manera automática los desequilibrios instantáneos que existen entre la generación y el consumo.

Los generadores deben poseer una insensibilidad que sea inferior a +/- 10 mHz, se debe tomar en cuenta que la carga dentro de los generadores varia en un 1,5% de la potencia nominal.

Su horizonte de actuación es de 15 segundo para perturbaciones que presenten desvíos de frecuencia menores a 100 mHz y de una manera lineal entre 15 y 30 segundos para frecuencia que presenten desvíos entre 100 y 200 mHz.

Las unidades generadoras deben disponer de regulación primaria en el caso que no se pueda contar con el equipamiento adecuado se debe contratar el servicio, e informar al Operador del Sistema.

B. Regulación Secundaria de Frecuencia

Pueden participar todos los generadores que se encuentre habilitados por el sistema, para el cual debe poseer una capacidad técnica y operativa para adecuarlo a condiciones necesaria para su funcionamiento, la regulación secundaria de frecuencia tiene como objetivo el mantener en equilibrio generación – consumo para este objetivo es necesario la corrección de los programas de intercambio en la interconexión España y Francia.

El Operador del sistema determinará la reserva que se mantendrá en la regulación secundaria, para los diferentes periodos de programación en función del error de área de control, también tomaran en cuenta las diferentes fallas probables que se pueden generar de acuerdo a potencia, y equipos de generadores acoplados. La reserva es determinada mediante las funciones de operación, tomando en cuenta si esta baja o sube esto se informará al Operador del Sistema el cual informará los requerimientos adecuados para la ejecución de regulación secundaria.

Los generadores proporcionan una banda de regulación e incluyen su precio para cada hora del día siguiente, la banda de regulación es administrada por el Operador del Sistema de acuerdo al requerimiento de reserva de la regulación secundaria ya sea de subida o

bajada para realizar la programación del día siguiente. Las ofertas deben tener la siguiente información:

- • Oferta de reserva a subir.
- Oferta de reserva a bajar.
- Precio de banda de regulación.

Las ofertas deben tomar en cuenta el costo de la banda, el Operador del Sistema seleccionara la oferta menos costosa en valores totales, tomando en cuenta que si existieran costos iguales de las ofertas se repartirán las reservas asignadas de acuerdo a la banda y estas tendrán la obligación de ejecutar la banda asignada.

La regulación secundaria considera dos componentes de precios:

- Reserva de Regulación asignada: Precio de la oferta asignada.
- Energía de Regulación Secundaria utilizada: Para el caso que sea necesario la programación de la Regulación Terciaria seria el precio marginal de la energía terciaria.

C. Regulación Terciaria de Frecuencia

Su objetivo es la restitución de la reserva secundaria una vez utilizada en tiempos menores a 15 minutos, es de carácter potestativo y retribuido de acuerdo a mecanismos de Mercado, se debe tomar en cuenta que este tipo de regulación para poder ser utilizado es necesario el ajuste de los programas de los generadores.

En una unidad generadora se puede realizar la variación máxima de potencia en un tiempo aproximado de 15 minutos y que puede mantenerse al menos en dos horas consecutivas a esto se llama reserva terciaria de frecuencia, la reserva mínima establecida por el Operador del Sistema tendrá referencia a la mayor unidad generadora conectada, incrementado el 2% de la demanda prevista por horas.

Las reservas disponibles de potencia de subida o de bajada será ofertadas por las unidades generadoras, es decir esta banda solo será remunerada en el caso de ser utilizada y en el caso que realmente hayan producido energía.

En la figura 1.11 se realiza un resumen de los tiempos empleados en los diferentes tipos de regulaciones como son la regulación primaria, secundaria, terciaria de frecuencia en el sistema eléctrico español.

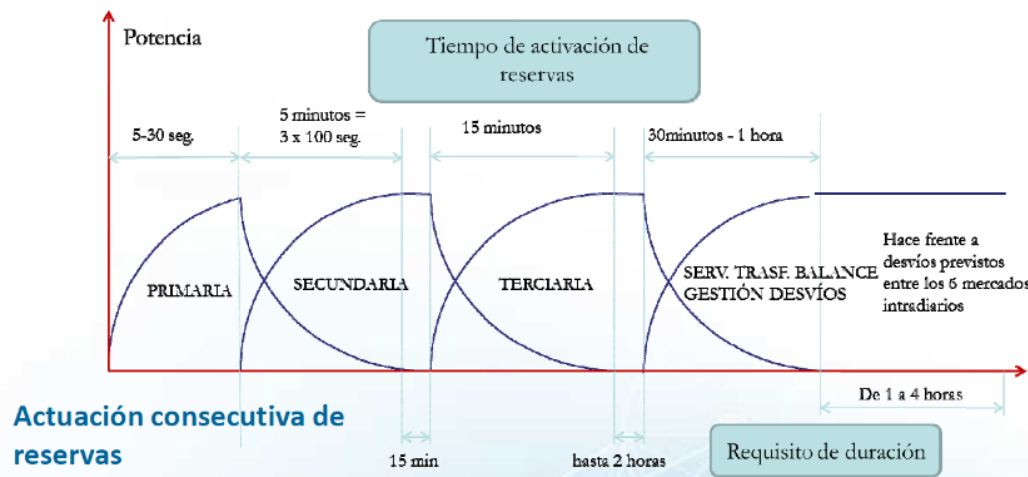


Figura 1.11. Esquema regulación de frecuencia española [11].

D. Control de Voltaje

Es de carácter obligatorio y es retribuido de acuerdo a la función de las responsabilidades y del buen funcionamiento. Su objetivo es mantener el voltaje de los nudos del sistema en los márgenes establecidos, atendiendo a economía, calidad de servicio.

La capacidad declarada del generador en el nodo de conexión a la red de transmisión para la generación y absorción de potencia reactiva, así como la adecuada utilización de la banda reactiva, deberán ser tomadas en cuenta al momento de evaluar la prestación de los servicios complementarios.

El pago total se distribuye entre los generadores que se encuentren suministrando el servicio y se repartirá de una manera proporcional al producto considerando dos factores.

- Banda de absorción.
- Tiempo de actuación correcta del Control de Voltaje.

Para la valoración de bandas se considera que la banda de generación es el doble de la banda de absorción declarada.

E. Partida Autónoma

Con ofertas de las unidades productoras, el operador del sistema cuenta con los planes anuales de reposición zonal y nacional.

La sustitución del servicio, no remunerado, es el nombre que se da a los servicios complementarios.

1.4.4.2 Servicios Complementarios en Colombia

Por su duración y alcance, la desconexión total del sistema interconectado nacional de Colombia en abril de 2017 fue calificada como la peor de esa década. El tiempo de inactividad total, incluida la resolución de fallas y el tiempo de proceso de reinicio, fue de aproximadamente de cuatro horas y media. El regulador y el operador están se encontraban preocupados por esta grave desconexión y llegan a la conclusión de que el sistema vinculado colombiano debe ser más seguro y confiable.

Es un desafío lograr un sistema seguro y equilibrado; para ello, la frecuencia y el voltaje deben mantenerse dentro del rango de trabajo permitido del sistema. El tema es complicado para el sistema de transmisión colombiano porque además de contar con las características técnicas necesarias, el operador del sistema también debe estar listo para funcionar en caso de ataque terroristas, eventos climáticos y demanda nacional y mundial.

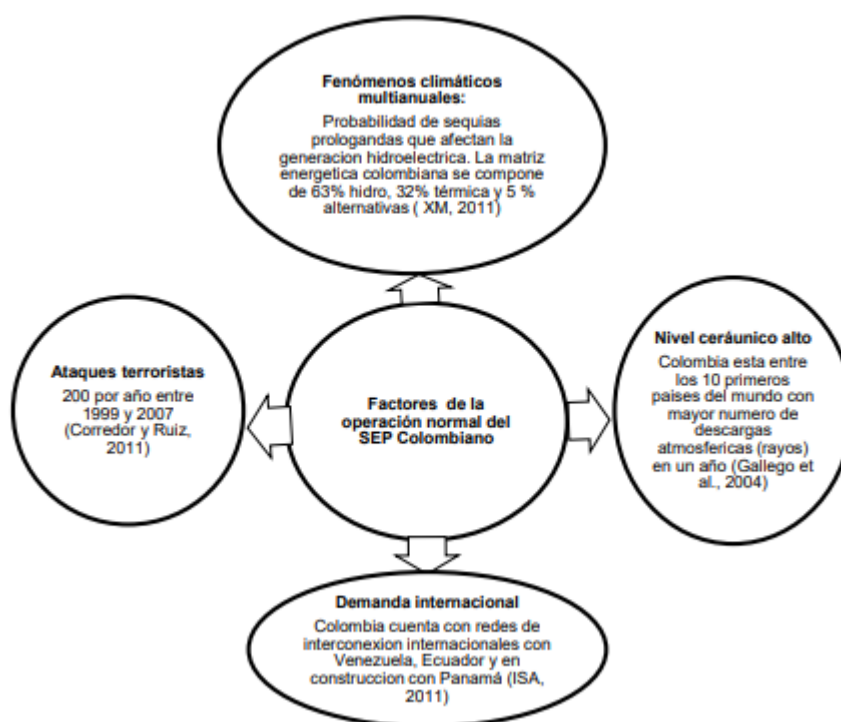


Figura 1.12. Factores externos que ponen en riesgo operaciones anormales del SEP colombiano.

Los servicios de soporte técnico también conocidos como servicios auxiliares, ayudan a mantener los sistemas de energía cohesionados, estables y de alta calidad. La regulación de frecuencia, el control de voltaje y los servicios independientes se clasifican como sistemas desregulados.

El control de voltaje y frecuencia implica la compra y el uso de equipos especializados para mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos de operación permitidos y garantizar que la operación se lleva a cabo con un nivel aceptable de seguridad, confiabilidad y calidad. Una separación parcial o completa se acopla a un equipo especializado para un arranque autónomo.

A. Servicio de arranque autónomo

La mayor parte del tiempo un SEP es dinámicamente estable, pero se encuentra expuesto a diferentes problemas operativos como son salidas de líneas de transmisión, salidas forzadas de generación, desconexión de bloques de demanda, estos problemas pueden llevar a colapsos de voltaje, frecuencia que terminan en desconexión total de los SEP. Debido a múltiples circunstancias de fallas en el SEP es que existen los colapsos sus circunstancias son como errores de operación, descargas atmosféricas, deficiencia en programas, deficiencia en mantenimiento, inadecuadas protecciones, etc. En la

figura 1. 13 representa las principales causas de desconexión parcial o total del SEP.

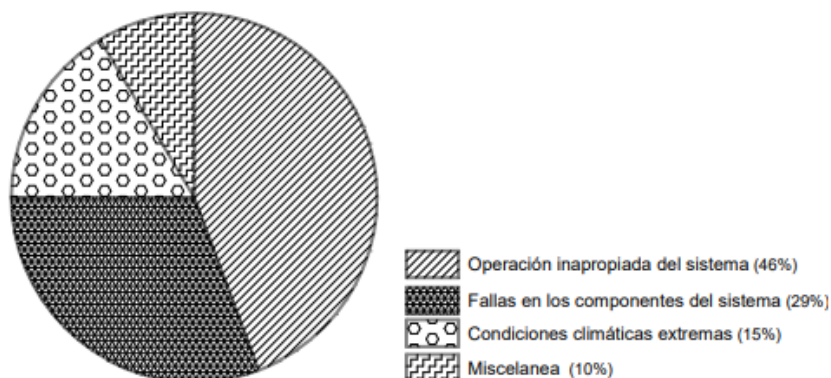


Figura 1.13. Causas que ocasionan desconexiones parciales o totales en el SEP.

El objetivo principal es mantener la suficiente confiabilidad en el sistema que permita disminuir el riesgo de desconexión debido a que los factores que provocan apagones en el SEP son impredecibles, imposibilitando tener un sistema al 100% confiable y seguro. La implementación del arranque autónomo es necesaria para acortar el tiempo de restauración, ya que restaura el proceso de generación tras una desconexión o falta de voltaje mediante equipos especializados.

Un sistema de potencia debe estar compuesto por varios o solo un bloque de construcción para ser restaurado porque cada uno tiene una configuración mínima para un sistema autónomo y completamente estable. Se debe considerar el siguiente orden para la restauración. Para el restablecimiento se debe tomar en cuenta la siguiente secuencia:

- *“Arranque de las unidades con capacidad de arranque autónomo”.*
- *“Suministro de energía a las unidades con capacidad de arranque autónomo.”*
- *“Operación de seccionadores e interruptores de la red.”*
- *“Conexión y desconexión de cargas.”*

El arranque autónomo tiene como objetivo principal el proporcionar energía eléctrica a los diferentes equipos auxiliares cuando de por medio exista una falla ya sea generalizada o severa o desde los generadores o redes externas. Las plantas generadoras que poseen arranque autónomo pueden comenzar su funcionamiento sin suministro eléctrico, para poder hacer uso del servicio autónomo debe cumplir con las siguientes características:

- Arranque inmediato y toma de carga máxima entre 15 y 30 minutos.
- Operaciones de maniobra adecuadas.
- Estabilización entre el 5% y 10% hasta el 100% de la potencia nominal.
- Respuesta inmediata a cambios repentinos de carga.
- Capacidad de carga amplia media en MW/minuto.

Las plantas que cuentan con arranque autónomo poseen costos de adquisición y mantenimiento de plantas auxiliares. Las plantas auxiliares dependen de diferentes tecnologías entre las utilizadas son:

- Motores a diésel de velocidad media.
- Pequeñas turbinas de ciclo abierto de gas.
- Generadores auxiliares de imanes permanentes.
- Pequeñas centrales hidroeléctricas.

En la figura 1.14 existe un detalle sobre aspectos económicos de diferentes países de arranque autónomo.

Aspectos Económicos	Inglaterra (NGC, 2012)	PJM (PJM, 2012)	California (CAISO;2012)	Australia (AEMO, 2011)
Mecanismos de transacción	Contratos bilaterales anuales	Contratos bilaterales anuales	Contratos Bilaterales	Contratos bilaterales a cuatro años para las plantas con respuesta máxima de una hora. Contratos bilaterales a un año para plantas con respuestas superiores
Remuneración	Durante construcción: en costos en equipos. Después: disponibilidad y utilización	Crédito durante la adquisición y puesta en marcha de los equipos de arranque autónomo. Disponibilidad y en caso de utilización se les paga el 10 % adicional del monto por disponibilidad.	Disponibilidad se use o no (\$/MWh) con tarifas discriminatorias según el % de confiabilidad adquirido en pruebas. Costos de arranque y parada en caso de un proceso de restablecimiento.	Disponibilidad se use o no (\$/MW)
Pago de los consumidores	Parte del costo	100 % de los costos	100% de los costos.	50 % de los costos totales de provisión del servicio con tarifas diferenciales según el tamaño y el tipo de usuario (residencial, comercial o industrial). El otro 50 % lo pagan los generadores.
Precio	Ingresos anuales Equipos: US \$545,16/kW Disponibilidad US \$ 30,172/hr Utilización US\$ 78.86/MWh	Ingresos anuales estimados de una planta de 20 MW: US\$ 38.455		Ingresos anuales estimados de una planta de 100 MW: US\$ 90.000.

Figura 1.14. Aspectos técnicos de arranque autónomo remunerado.

B. Servicio de control de voltaje

Los rangos de operación del SEP se mantiene mediante el uso de recursos de generación y transmisión, y el control de voltaje también permite liberar capacidad de potencia aparente en las líneas de transmisión. Una vez que se haya completado lo anterior mencionado, el sistema tendrá puntajes de confiabilidad más altos ya que tendrá una mayor reserva de energía activa, lo que significa que estará mejor equipado para manejar una sobrecarga y será menos probable que se desconecte.

Los generadores se encuentran involucrados dentro del servicio de control de voltaje ya que poseen flexibilidad y efectividad con la regulación de voltaje.

- Unidades generadoras

Las unidades generadoras pueden distribuir y absorber fallas teniendo en cuenta las limitaciones técnicas que no acortaran la vida útil. La energía primaria es un aspecto importante que afecta la efectividad de las unidades generadoras, y las unidades hidroeléctricas tienen más opciones de variación de generación en comparación con la potencia nominal que produce la unidad por minuto. Las unidades térmicas que son de combustible, líquido o gas tienen mejores reacciones porque están al 8% por minuto, seguidas de las unidades a carbón que tienen mejores respuestas ya que están al 2%-4% por minuto. La diferencia se debe a la inercia y las limitaciones térmicas de la caldera.

- Dispositivos construidos exclusivamente para controla voltaje

Estos dispositivos utilizan capacitores e inductancias, los cuales funcionan como automatismos que ayudan a la reducción del tiempo de respuesta, son de fácil colocación y económicos, pero tienen un pequeño defecto que crean transitorios ya que pueden añadir problemas de resonancia y compensación de potencia reactiva.

En la figura 1.14 representan los aspectos económicos del servicio de control de voltaje que son remunerados.

Aspectos Económicos	Inglaterra(NGC, 2012b)	PJM (PJM, 2012)	New York (NYSO, 2012)	Australia(AEMO, 2011)
Mecanismos de transacción	Contratos bilaterales anuales	Pagos anuales regulados por FERC	Contratos bilaterales	Contratos bilaterales a cuatro años para las plantas con respuesta máxima de una hora. Contratos bilaterales a un año para plantas con respuestas superiores
Remuneración	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad
Dispositivos utilizados	Generación mayor a 30 MW y estudios preliminares para incluir GD(FENIX, 2009)	Generación SVC		Generación
Pagos Anuales (US/MVAr)	4000	2430	4000	2000

Figura 1.15. Aspectos económicos del servicio de control de voltaje remunerados.

C. Control de Frecuencia

Tiene como objetivo el mantener el equilibrio entre la generación y la carga dentro de un área de control en tiempo real, los sistemas de potencia utilizan tres servicios de control de frecuencias. En la figura 1. 16 muestra los diferentes tipos de control de frecuencia.

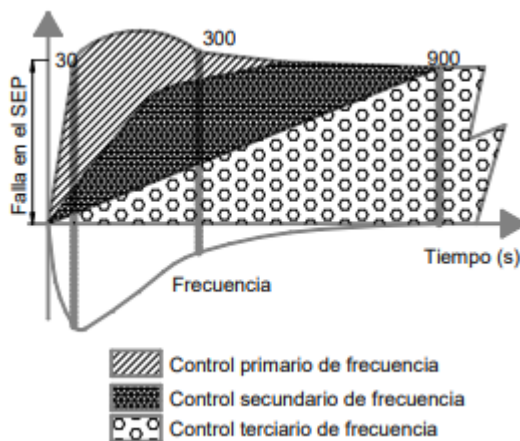


Figura 1.16. Zonas de operación de diferentes tipos de control de frecuencia.

Existe una diferencia entre los tres controles de frecuencia primero es el tiempo de respuesta, segundo es la respuesta que entrega al SIN.

Al utilizar controles de los generadores acoplados y sincronizados con el SIN, su activación es instantánea por anomalías, siendo el nivel local el principal nivel local el principal nivel

de control de frecuencia. Únicamente responden a esta perturbación las centrales cuyos servicios son coordinados y monitorizados por el operador del sistema. Los controles de frecuencia secundarios y terciarios se realizan de forma centralizada e independiente de la ubicación de la perturbación.

El control primario de frecuencia es a nivel local ya que utilizan controles de los generadores que se encuentran conectados y sincronizados al SIN, su activación es de manera inmediata por presentar anomalías.

A. Control primario de frecuencia

Para que los generadores entre en el mercado de corto plazo, se requiere un control primario. A los generadores no se les paga por los beneficios del control primario, pero el operador de la SEP los controla cuando existe un desbalance entre generación y carga si son sancionados por no prestar adecuadamente el servicio. Los operadores del sistema monitorean continuamente las unidades enviadas y toman registros cuando ocurren fluctuaciones de frecuencia, es decir, cuando exceden los límites prescritos, para asegurar que los agentes generadores entreguen un efectivo servicio de control principal.

B. Control secundario de frecuencia

Las subastas se utilizan para realizar el servicio de control secundario, y los subastadores seleccionadores seleccionan el generador con el mejor precio y la producción más segura. La franja AGC es asignada por el operador del sistema para cada hora del día siguiente y es propiedad de las centrales encargadas de prestar dicho servicio.

La planta que posea servicio AGC debe bajar o subir generación dependiendo de las necesidades asignadas dentro de la asignación de la franja, el mercado de AGC es realizado por separado y penalizado por fallas del suministro de acuerdo a la asignación del monto y remunera la prestación de servicios aun cuando no exista asignación. Existen tres situaciones cuando pasa por la operación:

- Caso 1. Para el caso que no se presente de IN, MM una manera efectiva aun teniendo asignación por parte del Centro Nacional de Despacho.
- Caso 2. Presenta servicios de control secundario, pero sobrepasaron la banda de AGC, para este caso recibe pago por AGC, pero también posee penalización de acuerdo a la magnitud de desviación.
- Caso 3. Las plantas poseen eficiencia en el servicio de GC, por lo cual no existe penalizaciones, para realizar remuneraciones es necesario tomar en cuenta los costos equivalentes reales de la energía del cargo por capacidad.

C. Control terciario de frecuencia

Este tipo de control no posee una definición explícita, según el código de operación aparece como apoyo necesario para la operación del SIN, el nombre que le otorga el estado colombiano es reserva caliente. Esta reserva ayuda a recuperar el margen de reserva.

1.4.5 Actual Sistema Eléctrico Ecuatoriano

1.4.5.1 Descripción del Sector Eléctrico Ecuatoriano

El sector eléctrico posee tres tipos de funciones que son generación, transmisión y distribución de la energía, que es operado por el Centro Nacional de Control de EEn la última década el sector eléctrico a logrado aumentar su capacidad instalada logrando tener un 8.826,89 MW de potencia instalada, el 40,16% que corresponde a fuentes no renovables y el 50,84% fuentes renovables. En el 2018 mediante decretos se fusiona el Ministerio de Hidrocarburos y el Ministerio de la Electricidad y Energías renovables a esta fusionan se crea la institución denominada Ministerio de Energía y Recursos Renovables.

Mediante la ley orgánica de servicio público de energía eléctrica establece su objetivo principal que es la prestación de servicio público de energía eléctrica al usuario final mediante generación, transmisión, distribución y comercialización en algunos casos importación y exportación de la energía.

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad- Arconel de acuerdo a lo establecido en normativas que se encuentran vigentes y al cumplimiento de atribuciones define su participación mediante líneas de acción a cumplir para alcanzar los objetivos nacionales así accionando su impulso para la productividad y competitividad.

1.4.5.2 Principales sistemas Eléctricos Interconectados en Ecuador

El Ecuador posee una interconexión internacional importante es con Colombia.

La interconexión de energía Colombia – Ecuador comenzó en marzo del 2013, la implementación es mediante la transacción internacional de Electricidad (TIEs). La TIEs funciona solo a cortos plazo de acuerdo a los diferentes horarios de electricidad, de acuerdo a las diferencias de precios con los países de la frontera, la TIEs toma decisiones rápidas para la compra de energía así evitando costos elevados de precios [12].

Históricamente el Ecuador ha sido importador mientras que Colombia ha sido exportador esto se debe a que Colombia genera excedente de electricidad y utiliza centrales térmicas, en tanto que Ecuador su abastecimiento es mediante centrales térmica y energía

hidroeléctrica, esto quiere decir que los costos marginales con más altos en el Ecuador con respecto de Colombia.

La interconexión eléctrica es de 138 Kv que posee una línea de transmisión de simple circuito que une la subestación Tulcán en Ecuador e Ipiales en Colombia. La potencia activa puede transferirse en un máximo de 35 MW en condiciones normales.

1.4.5.3 Grandes Consumidores

Por naturaleza el CENACE establece reglamentos para grandes consumidores:

- Equipamiento primario TC y TP para medición con una precisión de 0.2% o menores.
- El nodo de interconexión instalar equipo de medición.
- Sistema de Comunicación debe poseer una línea de comunicación para teléfono público o celular.
- Transmisión y recolección de datos.

1.4.5.4 Mercado Eléctricos en Ecuador

Ecuador posee un mercado eléctrico mayorista (MEER) en el cual mediante contratos pacta la cantidad de energía y el precio entre los agentes interesados en la compra, debido a que poseen un costo marginal el precio de la energía debe ser fijado mediante despacho económicos que posea la unidad que genere un incremento de carga[13], esta energía es ofertada cuando cumpla los estándares de calidad y confiabilidad del sistema, también se puede vender energía mediante mercados más pequeños como son los ocasionales o llamados spot.

El MEER es el órgano rector y planificador del sector eléctrico, aplica y define políticas de regulación y control que cumplan con la estructura de un servicio eficiente público, también realiza mecanismos para conseguir la eficiencia energética de acuerdo a la constitución [14].

1.4.5.5 Oferta energética

El sector eléctrico a desarrollado una infraestructura en la cual desea mejorar el servicio público de energía mediante condiciones que garanticen la continuidad, calidad y seguridad adecuada estas condiciones serán ejecutadas mediante priorización de fuentes renovables, y completando con energía térmica y eficiente y que consuman combustible nacional. Para la realización del mejoramiento de la energía eléctrica se ha incorporado obras como: Mazar, centrales hidroeléctricas San Francisco, Ocaña y Baba con 468 MW de potencia instalada, Manduriacu, Alazán, Sopladora, Coca Codo Sinclair, Minas San Francisco, Delsitanisagua, DUE, Normandía, Topo y Sigchos, al incluir las diferentes centrales la capacidad el país se ha duplicado, ayudando a si a generar beneficios técnicos y energéticos al país [14].

2 METODOLOGÍA

2.1 Diferencia de servicios complementarios en diferentes países

	Reino Unido	Países Nórdicos	España	California E.E.U.U	Australia	Argentina
Servicios complementarios existentes	-Control de Voltaje -Control de frecuencia -Reserva -Manejo de congestión -Partida autónoma	-Control primario de frecuencia -Reserva rápida -Reserva extraordinariamente rápida -Seguimiento de carga -Control de Voltaje -Desconexión de cargas - Desconexión de generación	-Control de Frecuencia -Control de voltaje -Partida autónoma	-Reserva sincronizada -Reserva no sincronizada -Reserva de reemplazo -Control de voltaje -Partida autónoma	-Control de frecuencia - Desconexión de cargas -Carga rápida de unidades generadoras -Descarga rápida de unidades generadoras -Control de voltaje -Partida autónoma	-Control de frecuencia con regulación terciaria -Control de voltaje
Control de Voltaje	Factor de potencia: 0.85 capac. 0.95 induc.	Factor de potencia: Varía entre -0.2 y 0.4		Factor de potencia: 0.90 capac. 0.95 induc.	Factor de potencia: 0.93 capac. 0.90 induc.	
Control de Frecuencia	Primaria: -estatismo entre 3 y 5% -frecuencia entre 49.5 y 50.5 Hz -30s. después de la falla Secundaria: -30s hasta 30 minutos	Primaria: -frecuencia entre 49.5 y 50.5 Hz - estatismo entre 2 y 5% -es obligatorio -carga cambia continuamente -carga continuamente Secundaria: NO POSEE	Primaria: -Obligatorio -15s a 30s después de la falla Secundaria: -Reserva asignada -energía de utilizada Terciaria:		Primaria: -rápida y automática -estatismo de 2 y 5% -60s. tiempo de respuesta -frecuencia entre 49.8 y 50.15 Hz Secundaria:	Primaria: frecuencia entre 49.8 y 50.2 Hz obligatoria 30s. después de falla Secundaria: Voluntaria

	-servicio comercial		-menor a 15 min. Y reestablece a la r.s.f.		-no obligatorio -reacción de 5 minutos	1.5%de la reserva de operación Terciaria: Corrección del tiempo sincrónico , mayor a 10s.
Partida autónoma	Funcionamiento después del corte Solo unidades de mayor a 200MW		Planes de reposición no retribuido	Anualmente contratados	Servicio rápido Servicio general es pagado	

2.2 Comparación de servicios complementarios en los diferentes países

En el siguiente capítulo se presentan una comparación sobre los diferentes tipos de servicios complementarios y sus comparaciones en sistemas importantes.

Los aspectos que influyen en la provisión de servicios de una manera directa son:

- Coordinación de provisión
- Coordinación organizacional
- Principales servicios

2.2.1 Coordinación de provisión

La provisión de los servicios complementarios está a cargo del operador del sistema, sus características principales son:

- Manejo de Congestión
- Operación de la transmisión

- Provisión de los Servicios Complementarios
 - Monitoreo y Control
 - Confiabilidad
 - Despacho
- A) Despacho: El principal responsable es el operador del sistema ya que es el encargado de que el sistema funcione de una manera adecuada junto con la coordinación de los diferentes agentes participantes.
- B) Red de transmisión: Su responsable es el operador del sistema en casos de los países europeos, pero para el caso de América del Norte sus propietarios pueden ser internos o externos.
- C) Congestión de la transmisión: Su principal responsable es el operador del sistema, se toma en cuenta que en algunos casos el operador del sistema se involucra directamente a los servicios complementarios, se debe tomar en cuenta que también puede ser responsable como procesos separados es decir como un proceso externo.

2.2.2 Coordinación Organizacional

Se entiende que su principal organización proviene del operador del sistema y del operador del mercado de debe tomar en cuenta que estos poseen diferentes subdivisiones que pueden ser instrucciones para despacho o para mercados primarios, también dentro de la coordinación organizacional se encuentra los pagos por los servicios complementarios ya que en algunas entidades son remuneradas como por ejemplo operador del sistema a generadores, operador del sistema a transmisores, o de distribuidores a transmisores.

Las características más comunes en los sistemas son de acuerdo a las actividades que realizan como son generación, transmisión, distribución y comercialización, para el caso de organismos fiscalizadores dependerán netamente a las leyes que rigen en los diferentes países porque deben acogerse a las normas y reglas.

El operador independiente del sistema ayuda al despacho y a la coordinación del sistema, también ayuda con la adecuada organización de los servicios complementarios, su énfasis es únicamente en distribución.

Los tipos de mercados por los cuales los servicios complementarios son remunerados o comprados es por:

- Subastas: Mediante competencias, ofertas y precios seleccionan a los proveedores, previo la competencia los organismos de la provisión determinan los montos necesarios para su funcionamiento.
- Contratos Bilaterales: Son acuerdos comerciales que realizan con los proveedores, por lo general son contratos privados.
- Pagos Fijos: Monto fijo de cobro por los proveedores, de acuerdo a los servicios que son utilizados en el sistema que dependerán netamente de un precio unitario fijo y de un monto fijado.

2.2.3 Principales Servicios

Los principales servicios complementarios son seleccionados de acuerdo a la confiabilidad y de a la operación del sistema, los principales servicios son:

- Regulación primaria de frecuencia: Es de carácter obligatorio y de acuerdo a diferentes países su tiempo de acción varía en diferentes países, la importancia radica en que implementando la regulación ayudara a que su sistema no posea tiempos extensos de fallas.
- Regulación secundaria de frecuencia: Es de carácter opcional ya que ayuda a la estabilización de la regulación primaria se puede decir que es un complemento de la regulación primaria ya que ayuda a estabilizar mejor el sistema dentro de un tiempo establecido.
- Control de Voltaje: Ayuda a que se detecte de una manera más eficaz la falla ya que trabaja con rango de frecuencia que hace que su activación sea inmediata o sea

retardada, el estatismo es uno de los parámetros relacionados con el control de voltaje.

- Partida autónoma: Es de carácter opcional ya que este servicio únicamente ayuda al restablecimiento adecuado después de la falla, su función es después de apagado el sistema reestablecerlo.

2.3 Solución Propuesta

La investigación de las Servicios Complementarios en diferentes países, llevan a una conclusión sobre el sistema eléctrico del Ecuador, el cual se dará como recomendaciones la implementación o investigación sobre los servicios complementarios.

En base a diferentes aspectos fundamentales sobre implementación es necesario plantear un esquema en el cual exista la problemática a exponer y a resolver como se puede observar en la figura 1.17 el cual ayuda a ver desde un ámbito más global el esquema de implementación de los servicios complementarios.



Figura 1.17. Esquema de análisis de servicios complementarios.

Ahora como primer análisis es la pregunta si son necesarios los Servicios Complementarios en el Ecuador, a esto se puede responder de una manera asertiva ya que al analizar otros países se puede observar que su implementación ha sido favorable y que estos sistemas ayudan a que posean más seguridades y confiabilidad en el SEP, se debe tomar en cuenta

que para la implementación es necesario la implementación de equipos que junto con los equipos básicos del sistema ayudaran a poseer un mejor desempeño en el sistema.

Una parte importante sobre los Servicios Complementarios es la remuneración ya que esta debe ser de acuerdo a las características que entregue al sistema, se debe tomar en cuenta que no va a ser las mismas remuneraciones para el caso de que existe altas o bajas reservas para el caso de regulación de frecuencia.

Para el caso del sistema eléctrico ecuatoriano se puede recomendar en condiciones generales la implementación de servicios complementarios ya sean los tres tipos de regulación de frecuencia, el control de voltaje y la partida autónoma.

En regulación primaria de frecuencia es de manera indispensable ya que esta entra como regulador ante la falla que se presenta así asegurando a clientes y equipos que se encuentren conectados a la red.

La regulación secundaria de frecuencia puede ser de manera opcional y dependerá de los generadores que se encuentren funcionando se debe tomar en cuenta que si se logró opacar la falla en la regulación primaria de frecuencia no es necesaria la regulación secundaria de frecuencia para ello se debe tener un análisis para poder reestablecer el sistema en la regulación primaria.

El control de voltaje de igual manera que la regulación de frecuencia primaria es indispensable ya que debe mantenerse dentro de los rangos establecidos para su correcto funcionamiento y así no generar inconvenientes en el sistema.

Partida Autónoma es un servicio complementario muy importante ya que ayuda a retomar el funcionamiento del sistema en condiciones normales de operación, así dando seguridad al sistema después de fallas severas o cortas.

3 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Conclusiones

- La implementación de servicios complementarios ayudara a los sistemas de potencia a tener una mayor confiabilidad y seguridad en su servicio tomando en cuenta que para su implementación es necesario de realizar cambios tanto en el mercado eléctrico como en los sistemas.
- El trabajo de investigación realizado ayuda a la clasificación de los servicios complementarios que son regulación primaria y secundaria de frecuencia, control de voltaje y arranque autónomo, cabe destacar que la regulación primaria y secundaria serían las más fundamentales dentro de la implementación.
- El servicio de arranque autónomo es opcional ya que únicamente con la regulación secundaria de frecuencia se puede controlar la falla, pero en casos que no se pueda controlar y exista más tiempo de falla el arranque autónomo podrá ayudar restituyendo la operación luego de corregir dicho siniestro, por lo que el arranque autónomo se considera como un servicio que completa a los demás servicios complementarios.
- De acuerdo a las bases bibliográficas realizadas de varios autores se puede mencionar que es necesario un análisis completo sobre la generación eléctrica ecuatoriana y en base a esto tomar decisiones para la implementación de servicios complementarios.

3.2 Recomendaciones

- Se debe tener conceptos claros y concretos sobre los servicios complementarios, para no causar confusión al momento de la implementación.
- El personal que llevara a cabo la implementación de servicios complementarios debe tener conocimientos claros de las características, aspectos técnicos y económicos para evitar así errores en la implementación.

- Para tener un mayor control sobre el restablecimiento de las fallas es necesario la implementación de arranque autónomo completando así a los servicios implementados.
- Realizar un estudio adecuado sobre las centrales de generación que puedan ofrecer la implementación de los servicios complementarios y leyes que respalden su validez en el sistema.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Universidad de Chile, “Servicios Complementarios (SSCC0),” 2017. <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/pasada/sscc.html> (accessed Jun. 17, 2022).
- [2] “Comisión Nacional de Energía Nuevo esquema de SSCC CNE,” 2017.
- [3] V. CANSADO and M. ROCA, “EVALUACION DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS,” 2000. [https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno00/evaluacion/evaluacion de los servicios complementarios.htm](https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno00/evaluacion/evaluacion%20de%20los%20servicios%20complementarios.htm) (accessed Mar. 07, 2022).
- [4] Apartelius, “Servicios Complementarios, clasificación,” 2019.
- [5] “Servicios Complementarios, clasificación mundial,” 2017.
- [6] CECACIER, “La importancia del mercado de servicios complementarios en el sistema con alta inserción de energía renovable.” <https://www.cecacier.org/wp-content/uploads/2020/09/La-importancia-de-un-mercado-de-servicios-complementarios-en-un-sistema-con-alta-inserción-de-energía-renovable.pdf> (accessed Jun. 17, 2022).
- [7] J. Ignacio, V. Correa, H. Rudnick, V. D. W. Celso, and G. G. E. Ricke, “ASPECTOS TÉCNICOS Y REMUNERATIVOS DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DESREGULADOS Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores.”
- [8] “PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACION.”
- [9] ARCERNNR, “Regulación Nro. ARCERNNR-005/20.” https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/12/Regulacion-No.-ARCERNNR-005_20-

Transacciones-Comerciales.pdf (accessed Jun. 17, 2022).

- [10] A. Carbajo, “Los Mercados Eléctricos Y Los Servicios De Ajuste Del Sistema,” *Econ. Ind. N° 364*, pp. 55–62, 2007, [Online]. Available: <https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/55.pdf>.
- [11] “Mercado eléctrico (III): Los servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular | AEQ.” <https://www.aeqenergia.com/index.php/blog/mercado-electrico-iii-los-servicios-de-ajuste-del-sistema-electrico-peninsular> (accessed Jul. 25, 2022).
- [12] V. . H. Orejuela Luna, “Diseño de Subestaciones , Cuaderno de anotaciones 2014,” vol. Primera Ed, no. Quito-Ecuador, pp. 14–20, 2014.
- [13] G. F. Calderon Intriago, J. C. Mera Macías, and J. C. Guamán Segarra, “El Mercado Eléctrico Ecuatoriano Y Su Incidencia En Los Altos Costos De Las Tarifas De Energía Eléctrica a Los Consumidores Residenciales Y Comerciales En La Provincia De Manabí Comprendidos En El Periodo De Enero a Diciembre Del 2018.,” *Rev. Investig. en Energía, Medio Ambient. y Technol. RIEMAT ISSN 2588-0721*, vol. 3, no. 2, p. 24, 2018, doi: 10.33936/riemat.v3i2.1627.
- [14] E. Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, “Plan Maestro de Electricidad Situación Actual Del Sector Eléctrico,” *Minist. Energía y Recur. Nat. no Renov.*, vol. 1, pp. 1–27, 2018, [Online]. Available: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/2.-TRANSFORMACION-Y-SITUACION-ACTUAL-DEL-SECTOR-ELECTRICO.pdf>.