



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“DISEÑO, CÁLCULO Y ANÁLISIS  
DE UNA MICRORRED UBICADA EN LA  
LOCALIDAD DE PEULLA AL SUR DE CHILE”

Br. Jesús Antonio Pérez Contreras

Mérida, marzo, 2021



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“DISEÑO, CÁLCULO Y ANÁLISIS  
DE UNA MICRORRED UBICADA EN LA  
LOCALIDAD DE PEULLA AL SUR DE CHILE”

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero  
Electricista

Br. Jesús Antonio Pérez Contreras

Tutor: Prof. Pedro O. Mora M.

Asesor: Ing. Juan Pablo Dalmaso

Mérida, marzo, 2021

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“DISEÑO, CÁLCULO Y ANÁLISIS  
DE UNA MICRORRED UBICADA EN LA  
LOCALIDAD DE PEULLA AL SUR DE CHILE”**

Br. Jesús Antonio Pérez Contreras

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

---

MSc. Ernesto José Mora Noguera

---

Ing. Arlex Joel Caliz

---

MSc. Pedro Omar Mora Mogollón

## DEDICATORIA

A mis pilares fundamentales: Mis padres.

A quienes son mi inspiración: Mis hermanos.

A mi compañera incondicional: Paola Carvacho.

A quienes hicieron posible este logro.

«El desarrollo del hombre depende fundamentalmente de la invención. Es el producto más importante de su cerebro creativo. Su objetivo final es el dominio completo de la mente sobre el mundo material y el aprovechamiento de las fuerzas de la naturaleza a favor de las necesidades humanas».

NIKOLA TESLA

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a la facultad de ingeniería de la ilustre Universidad de los Andes, así como a su personal docente, administrativo y obrero por permitirme formarme profesionalmente en sus instalaciones.

Agradezco al Profesor Ing. Pedro O. Mora M. quien fue mi guía y tutor durante la elaboración de este proyecto ya que sin la orientación adecuada no se podrían cumplir las metas establecidas.

Así mismo, quiero agradecer a la empresa DMA ENERGIA CHILE quienes me dieron la oportunidad de desarrollar el proyecto bajo su tutela y previa aprobación, en especial al Ingeniero Juan Pablo Dalmaso quien figura como copropietario de la empresa además de ser mi asesor industrial en campo.

Quiero agradecer a mis padres, Emiro Antonio Pérez Moreno y Yajaira Josefina Contreras de Pérez quienes son mis pilares para avanzar y cumplir las metas de mi vida al igual que mis hermanos Junior Emiro Pérez Contreras y Yabrimar del Valle Pérez Contreras quienes son mi principal inspiración para conseguir mi título universitario además de que sin su esfuerzo no hubiera sido posible este logro.

Estas líneas de agradecimiento se las quiero dedicar a mi compañera de vida, Paola Viviana Carvacho Mora quien fue cómplice de los altos y bajos durante la larga trayectoria de carrera, sin embargo, se mantuvo firme a mi lado apoyándose en cada momento, este logro también es tuyo.

De igual manera agradezco a la familia Carvacho Mora quienes fueron soporte fundamental ayudándome de manera directa o indirecta en mi formación profesional.

A mi familia, tíos, primos, abuelos los cuales hicieron posible este logro, mi agradecimiento para con ustedes.

Me siento agradecido especialmente con mi tía Briseyda quien me apoyo ciegamente durante este largo camino sin dudar siquiera a la hora de prestar su colaboración para cualquier ayuda que necesitara en algún momento de mi carrera universitaria.

Le doy gracias a mis amigos, conocidos, compañeros de estudio y demás personas que participaron en esta etapa tan importante de mi formación profesional. A todos, Muchas Gracias

**Br. Jesús A. Pérez C. Diseño, calculo y análisis de una microrred ubicada en la localidad de Peulla al sur de Chile.** Universidad de Los Andes. Tutor: Prof. Pedro O. Mora  
M. marzo, 2021

## RESUMEN

Las Microrredes de los sistemas de potencia aportan ventajas tanto técnicas como económicas las cuales hacen que sean proyectos viables a largo plazo con una relación beneficio/costo considerablemente prometedor. La localidad de Peulla posee tres (3) mini centrales distribuidas las cuales se encuentran aisladas del sistema eléctrico chileno debido a su localización geográfica, lo que implica que interconectarlas sea económicamente inviable. Es por esto que se propone implementar una microrred para lograr un sistema más robusto capaz de manejar la actual demanda del complejo y así obtener una optimización del sistema de potencia en dicha región. En [1] se plantea que las microrredes de potencia no son nuevas si se considera a la primera red de potencia como una microrred, sin embargo, su estudio data de apenas la primera década de los 2000 por lo que se considera un área de la ingeniería bastante joven y con mucho campo por estudiar. Ahora bien, para la realización de este trabajo se utilizará como metodología una investigación de tipo combinada: documental más levantamiento de información en campo, por tanto, se utilizarán técnicas de análisis de Microrredes para realizar un pronóstico adaptado a la data real y en comparación con proyectos similares. Continuando con el orden de ideas, en el siguiente proyecto se presenta una caracterización de las microrredes, así como su funcionamiento particular en forma aislada al sistema de potencia. Además, se muestra el estudio de estabilidad ante diferentes perturbaciones y situaciones de emergencia, así como el sistema de control estático de la generación de potencia activa. Por último, se plantea un plan de mantenimiento a largo plazo para garantizar la correcta operabilidad del sistema.

**Descriptores: Microrred, Estabilidad, Control P-f, Control Q-V, Perturbaciones, Mantenimiento**

# ÍNDICE GENERAL

APROBACION.....	ii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1.....	3
1 GENERACIÓN AISLADA EN PEULLA.....	3
1.1 GENERACION AISLADA EN PEULLA.....	3
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	10
1.3 OBJETIVOS.....	11
1.3.1 Objetivo General.....	11
1.3.2 Objetivos Específicos.....	11
1.4 METODOLOGÍA.....	11
1.5 ALCANCE.....	12
1.6 LIMITACIONES.....	12
CAPITULO 2.....	13
2 MARCO TEORICO.....	13
2.1 ANTECEDENTES.....	13
2.2 BASES TEORICAS.....	15
2.2.1 Microrred.....	15
2.2.2 Control estático de la generación de potencia activa.....	16
2.2.3 Estructura del sistema de control.....	17

2.2.4	Control “ $P_{Gi} - f$ ” y “ $Q_{Gi} -  V_i $ ” .....	19
2.2.5	Control del canal “ $P_{Gi} - f$ ” .....	20
2.2.6	Control del canal “ $Q_{Gi} -  V_i $ ” .....	22
2.2.7	Regulación propia, primaria y secundaria .....	23
2.2.8	Regulación propia o autorregulación .....	23
2.2.9	Regulación primaria de frecuencia (RPF) .....	31
2.2.10	Regulación secundaria de frecuencia (RSF).....	39
2.2.11	Combinación de la autorregulación y los reguladores de velocidad .....	41
2.2.12	Regulación de generadores en paralelo.....	43
2.2.13	Regulación terciaria (RTF) .....	45
CAPITULO 3 .....		50
3	MICRORRED PEULLA.....	50
3.1	MICRORRED PEULLA .....	50
3.2	ANÁLISIS DEL CONTROL PRIMARIO OPERANDO EN LAZO ABIERTO .....	53
3.2.1	Respuesta en régimen permanente del primer lazo de control .....	54
3.3	ANÁLISIS DEL PRIMER LAZO DE CONTROL OPERANDO EN BUCLE CERRADO .....	57
3.3.1	Respuesta en régimen permanente del primer lazo de control en bucle cerrado .....	59
3.3.2	Respuesta en régimen dinámico del primer lazo de control en bucle cerrado .....	60
3.4	CONTROL SECUNDARIO .....	63
3.5	SIMULACIÓN CON DIGSILENT POWER FACTORY 15 <sup>®</sup> .....	68
3.5.1	Operación en régimen permanente.....	68
3.5.2	Respuesta ante una conexión de carga.....	69
3.5.3	Respuesta ante una desconexión de carga .....	71
3.5.4	Respuesta de frecuencia ante perturbaciones sin controladores .....	71
3.5.5	Respuesta de la tensión de operación ante diferentes perturbaciones .....	72
3.5.6	Respuesta de la tensión de operación sin controlador.....	73
3.6	PLAN DE MANTENIMIENTO Y OPERABILIDAD DEL SISTEMA.....	74
3.6.1	Salida de generadores 2 y 3 .....	74
3.6.2	Salida del generador 1.....	75

CONCLUSIONES.....	77
RECOMENDACIONES .....	79
REFERENCIA .....	80

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

## ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1. Lago Todos los Santos en Chile. [3] .....	4
Fig. 1.2. Localización geográfica del Lago Todos los Santos.....	4
Fig. 1.3. Mapa SEN SIC [4] .....	5
Fig. 1.4. Principales cifras del mapa SEN SIC 2017 [4] .....	5
Fig. 1.5. Inversiones globales en energías renovables para el 2015. [5] .....	6
Fig. 1.6. Proyección de energías renovables para el año 2022 [5] .....	7
Fig. 1.7. Visión y pilares del sector energético. [5].....	8
Fig. 1.8. Proyección de costos de electricidad en USD para el 2050 [5] .....	9
Fig. 1.9. Evolución del marco regulatorio para generación distribuida en Chile. [5] .....	9
Fig. 2.1. Variables entradas/salida de un generador.[16] .....	17
Fig. 2.2. Estructura del sistema de control.[16].....	18
Fig. 2.3. Diagrama de bloques del sistema de control.[16] .....	21
Fig. 2.4. Sistema de Auto nivelación de un depósito de agua.[16] .....	24
Fig. 2.5. SEP de 4 barras en equilibrio antes del aumento de la demanda en la barra 2 [16]....	26
Fig. 2.6. SEP de 4 barras en equilibrio después del aumento de la demanda en la barra 2 [16]	26
.....	26
Fig. 2.7. Comparación entre un SEP y un sistema Hidráulico. [16].....	27
Fig. 2.7. (Continuación) Comparación entre un SEP y un sistema Hidráulico. [16] .....	28
Fig. 2.8. Diagrama fasorial de una máquina síncrona operando como motor .....	29
Fig. 2.9. Coeficiente de amortiguamiento (AM) del sistema .....	30
Fig. 2.10. Regulador Isócrono [16] .....	32
Fig. 2.11 característica <i>carga – f</i> del regulador estático .....	33
Fig. 2.12 Diagrama de bloques del regulador Isócrono.....	34
Fig. 2.13. Respuesta de un regulador isócrono ante un escalón de demanda [20] .....	35
Fig. 2.14. Regulador estático [16] .....	36
Fig. 2.15. característica carga-f del regulador estático .....	37
Fig. 2.16. Respuesta de un regulador estático ante un escalón de demanda .....	37
Fig. 2.17. Respuesta de la frecuencia ante una perturbación. [20] .....	39
Fig. 2.18 Regulador secundario de frecuencia. [16].....	40
Fig. 2.19. característica carga-f del RSF .....	41
Fig. 2.20. respuesta de los reguladores para un incremento de carga $\Delta P$ con $AM = 0$ .....	41
Fig. 2.21 respuesta de los reguladores para un incremento de carga $\Delta P$ con $AM > 0$ .....	42
Fig. 2.22. Característica “ <i>Carga – f</i> ” de dos generadores en paralelo.....	43
Fig. 2.23. Respuesta temporal de la regulación de generadores en paralelo. [20] .....	44
Fig. 2.24. Límites de operación admisibles .....	45

Fig. 2.25. Esquema temporal de las tres regulaciones. [20] .....	47
Fig. 2.26. Esquema general de las 3 regulaciones. [20] .....	47
Fig. 3.1. Diagrama Unifilar Microrred Peulla .....	50
Fig. 3.2. Diagrama de bloques del AGC. [21] .....	52
Fig. 3.3. Primer lazo de control abierto de un generador síncrono. [21] .....	53
Fig. 3.4 Representación del primer bucle de control. [23] .....	57
Fig. 3.3. Primer y segundo lazo de control de un generador síncrono. [21] .....	65
Fig. 3.4. Respuesta del sistema ante una entrada del tipo escalón. ....	67
Fig. 3.5. Diagrama del flujo de potencia. ....	68
Fig. 3.6. Diagrama del flujo de potencia con el Hotel 2 desconectado .....	70
Fig. 3.7. Respuesta temporal de la frecuencia ante conexión de carga .....	70
Fig. 3.8. Respuesta temporal de la frecuencia ante desconexión de carga .....	71
Fig. 3.9. Respuesta temporal de la frecuencia ante conexión de carga sin control .....	72
Fig. 3.10. Respuesta temporal de la frecuencia ante desconexión de carga sin control .....	72
Fig. 3.11. Respuesta temporal de la tensión ante perturbaciones del sistema .....	73
Fig. 3.12. Respuesta temporal de la tensión ante perturbaciones del sistema .....	74
Fig. 3.13. Respuesta temporal de la tensión ante salida de generadores 2 y 3 .....	75
Fig. 3.13. Respuesta temporal de la frecuencia ante salida de generadores 2 y 3 .....	75
Fig. 3.14. a) Respuesta temporal de la tensión ante salida del generador 1 b) Respuesta temporal de la frecuencia ante salida del generador 1 .....	76

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de placa de los generadores.....	48
Tabla 2. Características de los generadores.....	51
Tabla 3. Características de las cargas .....	51

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

# INTRODUCCIÓN

Vivimos en una sociedad a nivel mundial de alto consumo energético por lo que el aprovechamiento de los recursos naturales para la generación de energía eléctrica es un factor que cobra cada día más importancia. Actualmente distintos factores tanto climáticos como económicos obligan a buscar alternativas de generación de electricidad por lo que el concepto de microrred es una solución viable para esta problemática, si bien no es posible reducir el consumo de electricidad por parte del ser humano ya que la evolución del mismo así como la calidad de vida depende directamente del acceso a las ventajas de la energía eléctrica, se debe entonces adaptar el modo de generación para que el impacto tanto ambiental como tecn-económico sea lo más favorable posible.

Actualmente existen diferentes regiones remotas del mundo que por distintas circunstancias no poseen suministro de energía eléctrica ya que acoplarse a un sistema troncal resulta prácticamente imposible de ejecutar, es por esta razón que el concepto de microrred toma tanta importancia ya que permite ofrecer este valioso y necesario servicio en cualquier lugar donde existan fuentes de energía renovables.

Las microrredes presentan características particulares de funcionamiento ya que, al ser sistemas de potencia de pequeña escala, su robustez igualmente es baja por lo que se deben considerar factores de control que permitan operar de manera estable y eficiente el sistema.

En el presente trabajo se muestra una breve revisión de las microrredes de potencia, así como del sistema de control por frecuencia que se emplea en los generadores síncronos para regular velocidad y evitar pérdidas de sincronismo bajo diferentes perturbaciones.

Seguidamente la descripción del trabajo se contempla en tres capítulos descritos de la siguiente manera: el **capítulo I** manifiesta el planteamiento del problema así como su justificación y los objetivos que se buscan para el desarrollo del mismo, además se explica la metodología utilizada

cerrando el capítulo con el alcance y las limitaciones, el **capítulo II** muestra el marco teórico, los antecedentes y el marco conceptual donde se definen diferentes conceptos para el mejor entendimiento de términos utilizados en el proyecto, en el **capítulo III** se realiza todo un análisis de control por frecuencia a la microrred obteniendo resultados teóricos que posteriormente se comparan con simulaciones realizadas con el software DigSilent Power Factory 15<sup>®</sup>. Finalmente se expresan las conclusiones y recomendaciones que se plantean al finalizar todo el estudio del trabajo.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

# CAPITULO 1

## GENERACIÓN AISLADA EN PEULLA

El presente capítulo describe las bases necesarias para ejecutar esta investigación, estableciendo las distintas razones que permiten crear las condiciones del proyecto, las mismas se describen a continuación:

### 1.1 GENERACION AISLADA EN PEULLA

En [2] se explica que Peulla es un pequeño puerto lacustre en la orilla más oriental del lago Todos los Santos en la comuna de Puerto Varas, región de Los Lagos (Chile). El clima de Peulla es lluvioso, con precipitaciones todo el año que se concentran entre los meses de abril a octubre. El poblado chileno más cercano a esta localidad corresponde a Petrohué, a 20 millas náuticas, en la orilla más occidental del lago. No existe camino terrestre entre estas dos localidades, por lo que se comunican a través de las embarcaciones que cruzan el lago Todos los Santos. Además del puerto, Peulla cuenta con un aeródromo.

Este puerto se encuentra muy cerca de la frontera con Argentina. Siguiendo la ruta CH-225 (que se corta en el tramo del lago Todos los Santos) está a 26 km de los pasos internacionales Pérez Rosales y Vuriloche. Los ríos Peulla y Negro confluyen y desembocan conjuntamente esta localidad.

Entre sus atractivos naturales están las cascadas Gemelas y de Los Novios, y la laguna El Encanto.



**Fig. 1.1. Lago Todos los Santos en Chile. [3]**



**Fig. 1.2. Localización geográfica del Lago Todos los Santos.**

A nivel energético, Peulla está constituido por un sistema de mini centrales hidroeléctricas localizadas en dicha región las cuales producen la energía necesaria para cubrir la demanda en la zona, pero debido a su localización geográfica como se observa en la fig. 1.2 es inadmisibile

conectarse con el sistema eléctrico nacional de Chile (SEN). La siguiente figura muestra la zona de interés del sistema interconectado central (SIC) perteneciente al SEN

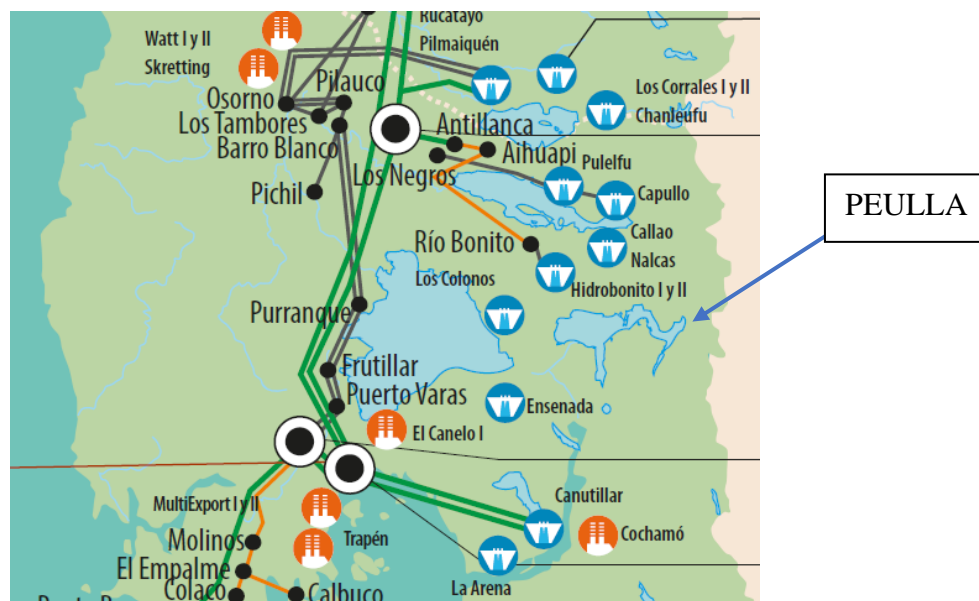


Fig. 1.3. Mapa SEN SIC [4]

www.bdigital.ula.ve

Cuya leyenda se muestra en la fig. 1.4.

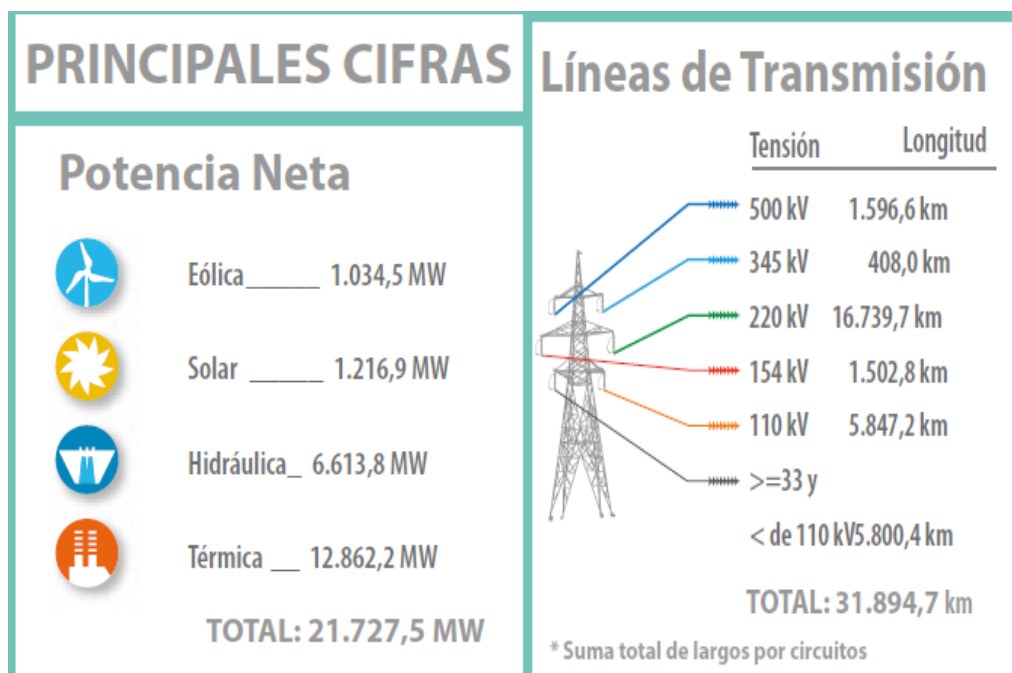


Fig. 1.4. Principales cifras del mapa SEN SIC 2017 [4]

Debido a su localización geográfica se plantea la idea de implementar una microrred de un sistema de potencia con el fin de mejorar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico de la región.

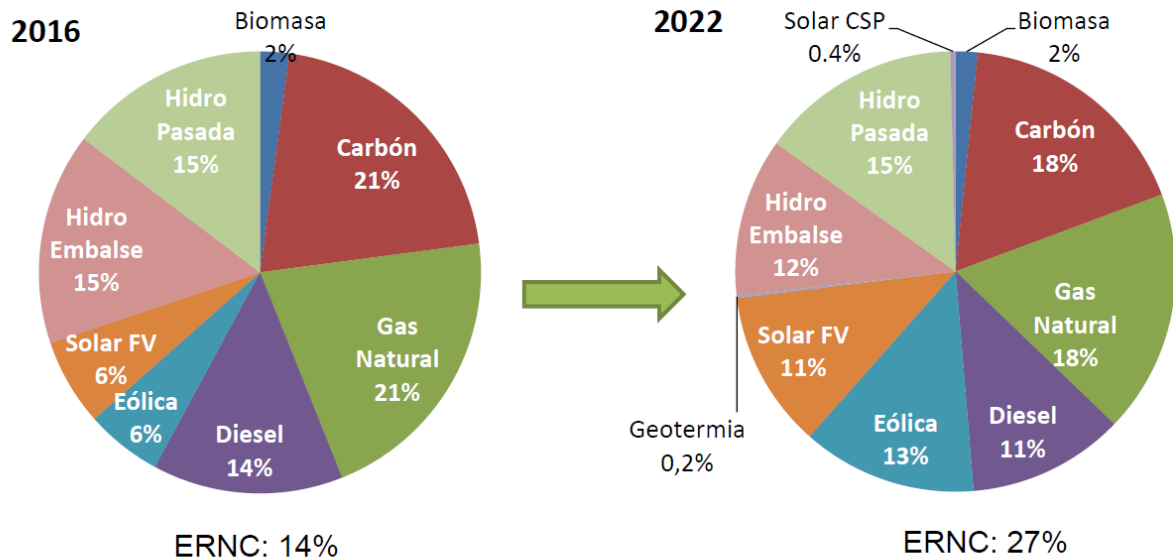
Según datos del ministerio de energía de Chile, específicamente de la División de Energías Renovables, un cuarto de la inversión mundial en energías renovables no convencionales (ERNC) en 2015 fue en generación distribuida.



Fig. 1.5. Inversiones globales en energías renovables para el 2015. [5]

A su vez, el gobierno chileno propone transformar sus sistemas eléctricos en sistemas basados en tecnologías renovables apuntando así a un incremento desde el 14% para el año 2016 hasta un 27% para el año 2022 disminuyendo su consumo de carbón, gas natural, diésel, hidro embalse al mismo tiempo que se incrementa la energía solar fotovoltaica, eólica, termo solar de concentración, y geotérmica.

## Consolidación ERNC en mercado eléctrico chileno: Composición de la matriz eléctrica 2016 - 2022 (MW)



www.energia.gob.cl División Energías Renovables  
www.bdigital.ula.ve

Fig. 1.6. Proyección de energías renovables para el año 2022 [5]

Aunado a esto, el gobierno de la república de Chile tiene como objetivo canalizar los recursos energéticos hacia la generación distribuida a través de 4 pilares principales los cuales son:

Pilar 1: Seguridad y calidad de suministro.

Pilar 2: Energía como motor de desarrollo.

Pilar 3: Energía compatible con el medio ambiente.

Pilar 4: Eficiencia y educación energética.

Con el fin de cumplir las metas trazadas de poder alcanzar una generación eléctrica con energías renovables del 70% para el año 2050.

## Energía 2050: Visión y pilares del sector energético



**Meta 2050:** 70% de generación eléctrica con energías renovables

**Meta 2035:** 60% de generación eléctrica con energías renovables

<http://www.energia2050.cl/>

[www.energia.gob.cl](http://www.energia.gob.cl)

División Energías Renovables

2

**Fig. 1.7. Visión y pilares del sector energético. [5]**

Todo este interés sobre la evolución y transformación de la generación de la energía eléctrica tiene un trasfondo económico a largo plazo aparte del ambiental sobre el cual se basan las empresas responsables de este fenómeno y se resume en un simple objetivo financiero: Reducir el precio de la generación de la energía eléctrica.

La proyección realizada por el ministerio de energía del gobierno estima que para el año 2050 Chile se encuentre entre los países miembros de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) con la electricidad menos costosa.

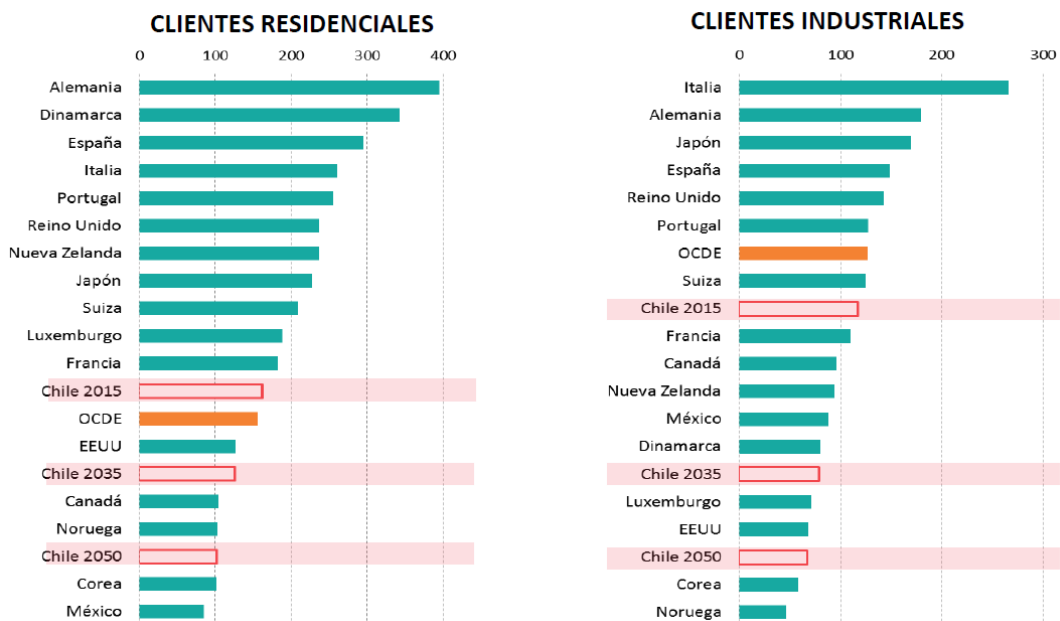


Fig. 1.8. Proyección de costos de electricidad en USD para el 2050 [5]

Como todo sistema actualmente se debe controlar bajo ciertas normas y regulaciones definidas por instituciones capaces de controlar los mercados referentes a todo lo relacionado con la generación distribuida y es por esto que se ha creado un marco regulatorio cuyo detalle no es competencia de este trabajo de grado sin embargo se muestra un resumen de la evolución del mismo.

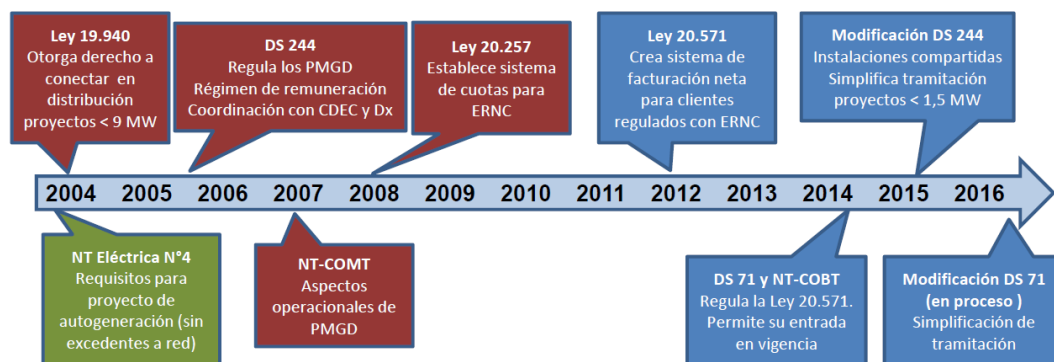


Fig. 1.9. Evolución del marco regulatorio para generación distribuida en Chile. [5]

Como se observa en la Fig. 1.6 actualmente la ley 20.571 es la responsable de regular todo lo relacionado con la generación distribuida, cuya actualización vino con el reglamento DS N°71 y posteriormente se modificó con el decreto supremo N°103 el cual simplifica los tramites.

Sin embargo, para efectos de la microrred en estudio, al ser un proyecto privado el cual no se va a acoplar a la red chilena (SIC) no es necesario gestionar permisos o trámites legales para poder desarrollar este proyecto teniendo en cuenta que si en un futuro se desea acoplar al SIC se deben considerar las normativas correspondientes reflejadas en las leyes mencionadas anteriormente.

## 1.2 JUSTIFICACIÓN

La evolución de la tecnología arroja un gran número de áreas de la ciencia las cuales buscan adaptarse rápidamente a los cambios que se presentan en el día a día de su funcionamiento y los sistemas de potencia no escapan de dicho fenómeno. Actualmente la tendencia nos indica una inclinación hacia las energías renovables y la generación distribuida unidas por medio de una microrred hasta los centros de carga. Dicha configuración de los sistemas de potencia aporta ventajas tanto técnicas como económicas las cuales hacen que sean proyectos viables a largo plazo con una relación beneficio/costo considerablemente prometedor.

La localidad de Peulla posee tres (3) mini centrales distribuidas las cuales se encuentran aisladas del sistema eléctrico chileno debido a su localización geográfica, lo que implica que interconectarlas sea económicamente inviable. Es por esto que se propone implementar una microrred para lograr un sistema más robusto capaz de manejar la actual demanda del complejo y así obtener una optimización del sistema de potencia en dicha región.

Como se observa en el inciso anterior, la tendencia del gobierno de Chile hacia las energías renovables es una realidad que se está viviendo en la actualidad por lo que todos los proyectos venideros referentes a generación de energía eléctrica se deben canalizar en lo posible por dicha vía.

Se puede entonces resumir la idea de realizar una microrred de un sistema de potencia en la localidad de Peulla por tres grandes razones: La ubicación geográfica poco favorecedora, La evolución de las tecnologías hacia la generación distribuida y finalmente la tendencia del

gobierno chileno para adaptarse a los nuevos modelos mundiales de generación eléctrica limpia y sustentable.

## **1.3 OBJETIVOS**

### **1.3.1 Objetivo General**

- Diseñar una microrred de un sistema de potencia que surta de energía eléctrica limpia y sustentable a la localidad de Peulla ubicada en la comuna de Puerto Varas región de Los Lagos al sur de Chile.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Revisar la normativa correspondiente para el diseño de un sistema de potencia en la república de Chile.
- Identificar las 3 mini centrales existentes en la localidad con sus características de placa a interconectar.
- Estimar la demanda eléctrica de la localidad y sus adyacencias.
- Diseñar la microrred del sistema de potencia y su correspondiente sistema de control.
- Modelar la microrred implementando el software DigSilent Power Factory 15© para analizar su comportamiento bajo diferentes condiciones de funcionamiento.
- Establecer un plan de mantenimiento y operabilidad de la microrred para garantizar un servicio constante y de calidad en el transcurso del tiempo.

## **1.4 METODOLOGÍA**

Para la realización de este trabajo se utilizará como metodología una investigación de tipo combinada: documental más levantamiento de información en campo. Conforme a la naturaleza de la carga eléctrica, el estudio tiene una característica predictiva y exploratoria, por tanto, se utilizarán técnicas de análisis de Microrredes para realizar un pronóstico adaptado a la data real y en comparación con proyectos similares.

El estudio predictivo aporta la oportunidad de prever situaciones deseadas o por el contrario permite evitar situaciones no deseadas, todo esto basado en leyes, datos estadísticos, explicaciones y eventos pasados. Esto permite arrojar suposiciones de gran fundamento para continuar con la investigación y buscar dar una respuesta al problema que se enfrenta.

## **1.5 ALCANCE**

El trabajo de grado supone la entrega de un informe técnico contentivo con la finalidad de plasmar la documentación explicativa que contemple desde el estudio de un sistema eléctrico de potencia aislado hasta su comportamiento en una microrred eléctrica.

## **1.6 LIMITACIONES**

El estudio se encuentra enfocado específicamente en el análisis de microrredes eléctricas en una zona remota de la república de Chile, por tanto, los datos de la localidad, así como demanda energética pueden no estar correctamente actualizados por lo que se utilizarán estadísticas y analogías con ubicaciones similares para compensar la información.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

## CAPITULO 2

# MARCO TEORICO

Este capítulo menciona los antecedentes que preceden el desarrollo del proyecto, los cuales están relacionados con el tema de la investigación, al igual que describe los conceptos necesarios para el mejor entendimiento del proyecto, los métodos a emplear para la evaluación del puesto de trabajo y la descripción de la jornada laboral del trabajador.

### 2.1 ANTECEDENTES

Estudios realizados en la universidad nacional autónoma de México permitieron ver mediante cifras de informes oficiales el nivel de penetración de las nuevas tecnológicas de generación eléctrica, las cuales en su mayoría están basadas en recursos renovables y se pueden aprovechar tanto de manera concentrada, o bien de manera distribuida mediante microrredes que pueden incorporar al SEP tradicional o mantenerse aisladas. Además, gracias a la puesta en marcha de reformas y políticas públicas, tanto en México como en otros países (Chile en este caso), las oportunidades son amplias ya que han impulsado tanto a la academia como a la industria a invertir en su investigación. En consecuencia, el pronto desarrollo de las microrredes acelera la tan perseguida transición energética, que, además, como dato adicional, abre el mercado eléctrico a nuevas empresas. [1]

Por otra parte, el análisis de microrredes desarrollado en [6] presenta una metodología de diseño de microrredes eléctricas en zonas no interconectadas de Colombia; dicha metodología es propuesta para llevarse a cabo en seis etapas las cuales son: recolección de información de campo, evaluación de recursos energéticos renovables y no renovables, estimación del perfil de carga, dimensionamiento de los generadores, diseño de la topología de la microrred y análisis eléctrico. Las etapas, estimación de la carga y diseño de la topología de la red eléctrica, están

propuestas con base en la normativa colombiana, las etapas restantes pueden ser ajustadas y aplicadas para diseñar microrredes en cualquier ubicación.

Según [7] en su artículo explica como fue el proceso para la inauguración de la primera microrred a base de ERNC de Chile ubicada a 230 kilómetros al suroeste de Iquique. Hasta antes de la implementación de este sistema, la población de esta localidad contaba sólo con 10 horas diarias de luz durante la semana y ocho los sábados y domingos. A base de energía solar, eólica, un banco de baterías y la unidad diésel ya existente, esta microrred es capaz de abastecer de electricidad las 24 horas del día a los cerca de 80 habitantes de este pueblo nortino. De este modo, Huaracando cuenta con un sistema de suministro eléctrico único en Chile, basado en la adopción de las energías renovables de un modo realista y sustentable. Este estudio nos permite entonces ratificar la viabilidad de este tipo de sistemas para ubicaciones aledañas y aisladas del sistema interconectado principal.

Así también en [8] se evidencia un incremento notable de la generación distribuida y el autoconsumo de energía eléctrica en Chile donde se reporta que los datos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile (SEC) recogen que, hasta finales de febrero de este año, se registraron 5.842 instalaciones de generación distribuida inscritas por esta para el autoconsumo en el país, las cuales totalizan 46,3 MW de capacidad instalada.

Luis Ávila, superintendente de la SEC, ha dicho a la revista chilena Electricidad que “durante 2019 existió un aumento significativo en la potencia instalada de generación distribuida para autoconsumo en el país siendo más del doble si lo comparamos con el año anterior 2019 (20,8 MW) y 2018 (9,6 MW). En cuanto al número de instalaciones inscritas se aprecia un aumento de un 7% pues en 2018 se registraron 1.835, mientras que en 2019 la cifra se elevó a 1.977, en lo que va de este año 2020 ya contamos con 254 instalaciones inscritas siendo mayor a las de años anteriores para esta fecha lo que hace elucubrar que la tendencia seguirá en aumento”, afirma.

## 2.2 BASES TEORICAS

### 2.2.1 Microrred

Con un tema tan amplio y desarrollado como lo son las microrredes, se presentan a continuación algunas definiciones según diferentes instituciones y grupos de estudio.

Según [9] una microrred se puede definir como una red de bajo voltaje (LV) (por ejemplo, un área urbana pequeña, un centro comercial o un parque industrial) en conjunto con sus cargas y varios módulos de generación conectadas a ella, proporcionando energía y calor a las cargas locales.

En [10] se define una microrred como un grupo de cargas y fuentes de energía distribuidas (*DER distributed energy resources*) con características específicas que actúan como una sola entidad controlable con respecto a la red. Una microrred puede conectarse o desconectarse de la red, de modo tal que puede operar tanto en modo aislado como conectado.

La definición proporcionada en [11] establece que una microrred reúne una combinación de unidades generadoras, cargas y elementos almacenadores de energía del sistema de distribución o correspondientes al de subtransmisión, en un sistema localmente controlable, que puede ser operado de manera conectada o aislada.

Se define en [12] a las microrredes como sistemas de potencia que incluyen cargas, unidades de generación distribuida y almacenadores de energía que son tratados como una sola unidad, con el fin de compartir potencia con la red mediante un punto de acoplamiento a ella.

Para el grupo de trabajo del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRÉ) en [13] y [14] se definen las microrredes como sistemas de distribución eléctrica que contienen cargas y fuentes de generación eléctrica distribuida (*Distributed Energy Resource, DER*), tales como generadores distribuidos, elementos, almacenadores de energía y carga controlables que pueden operar de manera controlada y coordinada, ya sea conectados a una red eléctrica de mayor escala o aislados.

Según [15] El concepto de Microred es una de las tantas herramientas con las que cuenta el desarrollo de redes inteligentes. Una Microred es una subred, típicamente a nivel de

distribución, cuya característica principal es la capacidad de funcionar tanto conectada como aislada del resto del sistema interconectado. Para posibilitar esta capacidad, la Microred cuenta con generación local, típicamente en forma de generación distribuida, que le permite funcionar como una isla eléctrica bajo diferentes situaciones, tanto deseadas como no deseadas. Si bien la Microred en sí puede considerarse una red inteligente, también es vista como una pieza más del tablero que conforma una gran red inteligente.

La Microred aparece como una solución que rompe distintos paradigmas de los sistemas eléctricos tradicionales, como, por ejemplo, la coexistencia de generación y consumo a un mismo nivel, distinto al esquema tradicional de sectores de generación, transmisión y distribución. Esta coexistencia requiere de un sistema de control que permita un correcto funcionamiento, acompañado muchas veces de alguna forma de almacenamiento de energía. El mencionado sistema de control debe ser capaz de mantener el balance energético en la Microred, tarea compleja cuando las potencias de las unidades de generación y consumo son similares.

En el caso particular del presente proyecto se va a trabajar con una microrred aislada del sistema interconectado chileno debido a que su localización geográfica hace inviable el acoplamiento entre la localidad de Peulla y el sistema eléctrico nacional.

### **2.2.2 Control estático de la generación de potencia activa**

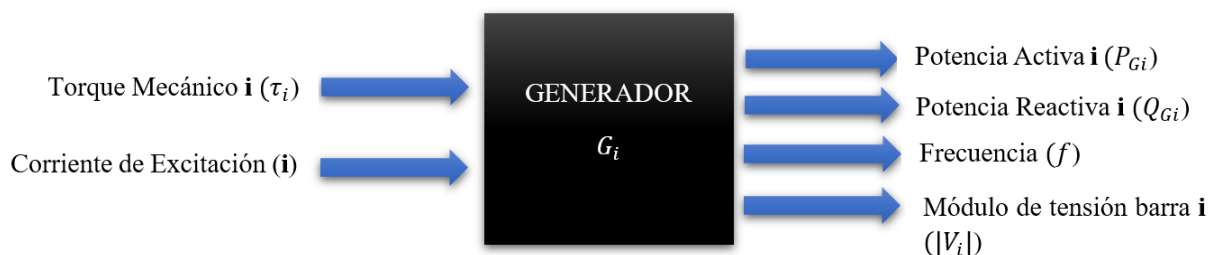
Como se mencionó anteriormente se debe prestar atención especial al sistema de control de las microrredes debido que, al ser sistemas más débiles comparados con las barras de potencia infinita, son propensos a sufrir inestabilidades bajo pequeñas perturbaciones bien sea de frecuencia, voltaje y/o ángulo. Además, se busca controlar frecuencia y tensión para minimizar costos de operación.

En [16] se desarrolla todo un análisis como se muestra a continuación: Un generador  $i$  en un sistema de potencia suministra una potencia total:

$$S_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi} \quad (2.1)$$

al sistema a través de una barra de generación  $i$  con tensión  $V_i \angle \delta_i$  a una frecuencia síncrona  $f$

Cada generador se puede controlar mediante dos entradas las cuales modifican cuatro salidas, esto es:



**Fig. 2.1. Variables entradas/salida de un generador. [16]**

Lo ideal es que cada salida sea controlada por una entrada, pero en la realidad esto no ocurre debido al comportamiento físico inherente del generador, el cual presenta acoplamiento cruzado.

Cuando el sistema eléctrico de potencia (SEP) es muy grande el acoplamiento es pequeño ya que representa un momento de inercia muy grande comparado con el momento de inercia de un generador individual.

Si se tiene solo un generador que alimenta una carga y se aumenta el par mecánico ( $\tau_m$ ), se produce un incremento en la velocidad ( $n$ ) que produce un aumento en la frecuencia (recordando que  $\omega = 2\pi f$ ) que a su vez produce un aumento en la fuerza electromotriz (fem) y esta produce un aumento de la tensión en la barra ( $|V_i|$ ), lo que genera una variación de ( $P_{Gi}$ ) y ( $Q_{Gi}$ ). En resumen, a una variación del par mecánico ( $\Delta\tau_m$ ), existen variaciones en las cuatro salidas ( $\Delta P_{Gi}$ ) ( $\Delta Q_{Gi}$ ) ( $\Delta f$ ) ( $\Delta|V_i|$ ).

### 2.2.3 Estructura del sistema de control

Cuando la demanda original total ( $P_G$  y  $Q_G$ ) representada por el vector ( $d^0$ ) se desvía de este valor una cantidad imprescindible y pequeña ( $\Delta d$ ), el estado inicial ( $X^0$ ) dado por  $V_i \angle \delta_i$  cambiará en una cantidad ( $\Delta X$ ), por lo tanto el control deberá detectar estos cambios e iniciar en tiempo real cambios en el control de potencia, representados por ( $\Delta U$ ), formados por las potencias activas y reactivas generadas, para eliminar en el menor tiempo posible las variaciones del estado inicial ( $\Delta X$ ).

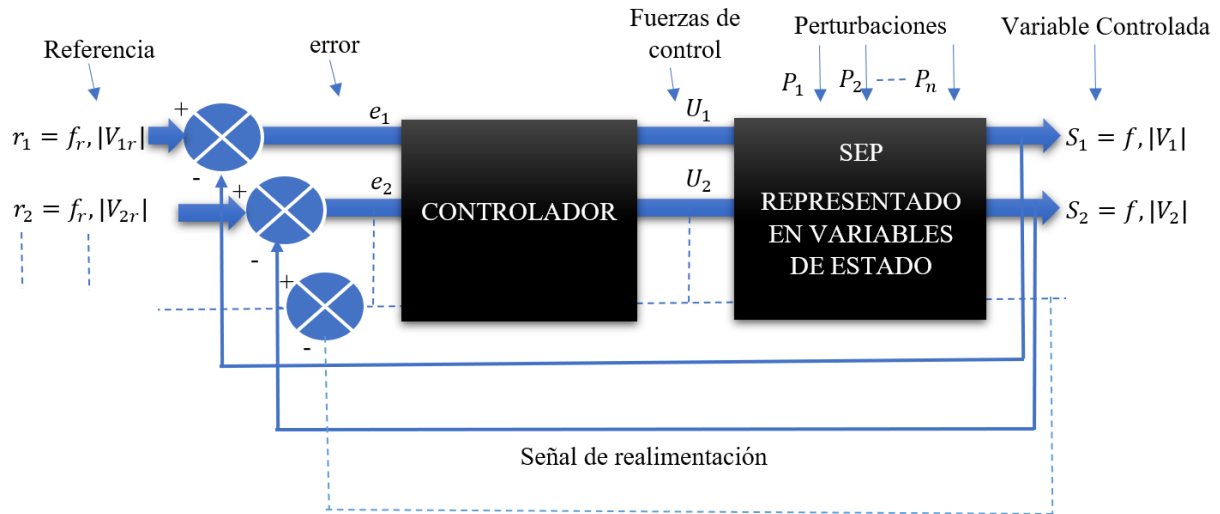


Fig. 2.2. Estructura del sistema de control. [16]

$$d^T = d_1, \dots, d_i, \dots, d_n = P_{D1}, Q_{D1}, \dots, P_{Di}, Q_{Di}, \dots, P_{Dn}, Q_{Dn} \quad (2.2)$$

$$X^T = x_1, \dots, x_i, \dots, x_n = \delta_1, |V_1|, \dots, \delta_i, |V_i|, \dots, \delta_n, |V_n| \quad (2.3)$$

$$U^T = U_1, \dots, U_i, \dots, U_n = P_{G1}, Q_{G1}, \dots, P_{Gi}, Q_{Gi}, \dots, P_{Gn}, Q_{Gn} \quad (2.4)$$

Se comparan las salidas  $(f, |V_i|)$  con las referencias de entrada  $(f_r, |V_{ir}|)$  obteniéndose las señales de error  $(e_i)$  las cuales al pasar por el controlador se transforman en señales de compensación  $(U_i)$  que actúan sobre el sistema para llevarlo al estado deseado. Este control tratará de eliminar las perturbaciones que dieron origen a su accionar. Cuando las referencias son constantes  $(r_i = r_0)$ , el sistema se llama regulador.

El análisis realizado es del tipo incremental:

$$e_i = r_i - S_i = r_i^0 - (S_i^0 - \Delta S_i) = error \quad (2.5)$$

Como el sistema de control es MIMO (Múltiple entrada y múltiple salida) si se realiza un estudio del comportamiento dinámico del sistema el modelo estará representado por ecuaciones diferenciales.

Existen tres importantes características que permiten simplificar el modelo matemático del sistema.

- 1) El grado de desacople entre los canales de control “Carga-f” y “Tensión”
- 2) El grado de desacople entre los canales de control de tensión de las barras individuales.
- 3) La “Coherencia” del ángulo de fase dinámico  $\delta$ , que existe entre grupos de barras del sistema, cuando se produce una perturbación en el sistema.

Generalmente las perturbaciones de frecuencia (velocidades rotóricas) en las  $n$  barras, son todas de diferentes magnitudes. Sin embargo, si dos o más barras tienen igual diferencia de frecuencia,  $\Delta f$ , entonces ellas oscilarán sincrónicamente o coherentemente.

#### 2.2.4 Control “ $P_{Gi} - f$ ” y “ $Q_{Gi} - |V_i|$ ”

Si se realiza un análisis de sensibilidad estático, se llega a las siguientes conclusiones:

- 1) Cambios estáticos de potencia activa inyectada en la barra  $i$  del sistema,  $\Delta P_i$ , afectará esencialmente el  $\delta_i$  de la barra lo cual afectará la potencia activa transmitida por las líneas, y no habrá cambios notables en  $|V_i|$  en la barra  $i$ , además, el flujo de potencia reactiva permanecerá casi constante.
- 2) Cambios estáticos de potencia reactiva inyectada en la barra  $i$ ,  $\Delta Q_i$ , afectarán esencialmente el voltaje en la barra  $|V_i|$ , lo cual afectará la potencia reactiva transmitida por las líneas y no habrá cambios notables en el  $\delta_i$  de la barra  $i$ , además, el flujo de potencia activa permanecerá casi constante.
- 3) Cambios estáticos de potencia reactiva inyectada en la barra  $i$ ,  $\Delta Q_i$ , afectará fuertemente  $|V_i|$  y en menor grado las  $|V_j|$  con  $i \neq j$

Estas propiedades se aplican cuando:

- Se tienen cambios estáticos en las barras del sistema.
- La carga de las líneas está bien por debajo del límite estático de la línea.
- Las desviaciones con respecto a la referencia son pequeñas.

Basado en esto se puede formar un modelo del sistema, dividido en dos canales de control:

Control de  $P_{Gi} - f$  y Control de  $Q_{Gi} - |V_i|$

### 2.2.5 Control del canal “ $P_{Gi} - f$ ”

Se considera el problema de controlar la potencia activa generada ( $P_{Gi}$ ) en un área prescrita, en respuesta a cambios en la frecuencia del sistema y la potencia de intercambio ( $P_{tie}$ ) establecida con otra área.

Se utilizará el término “control automático de carga-frecuencia” para identificar este tipo de control.

En pocas palabras, se busca mantener el delicado balance entre la potencia activa generada total ( $P_{TG}$ ) y la potencia activa consumida o de demanda total ( $P_{DT}$ ), siendo la frecuencia del sistema la indicadora de que este balance se está efectuando.

El objetivo de este canal es ejercer el control de la frecuencia y simultáneamente del intercambio de potencia activa ( $P_{tie}$ ) que se realiza por medio de las líneas de interconexión (IT). Se censa el error de la frecuencia ( $\Delta f$ ), y los incrementos de la potencia real de intercambio ( $\Delta P_{tie}$ ), que indirectamente darán información acerca del error incremental de estado ( $\Delta X$ ).

Esta información es amplificadora, mezclada y transformada en señales de comando de potencia activa ( $\Delta P_{Ci}$ ) que se envía al mecanismo de alimentación de combustible. Como resultado de esta acción, se consigue un cambio en la generación de potencia activa ( $\Delta P_{Gi}$ ) que modificará el estado del sistema  $\mathbf{X}$ , que desencadenará en la acción del regulador.

Esquemáticamente se muestra a continuación:

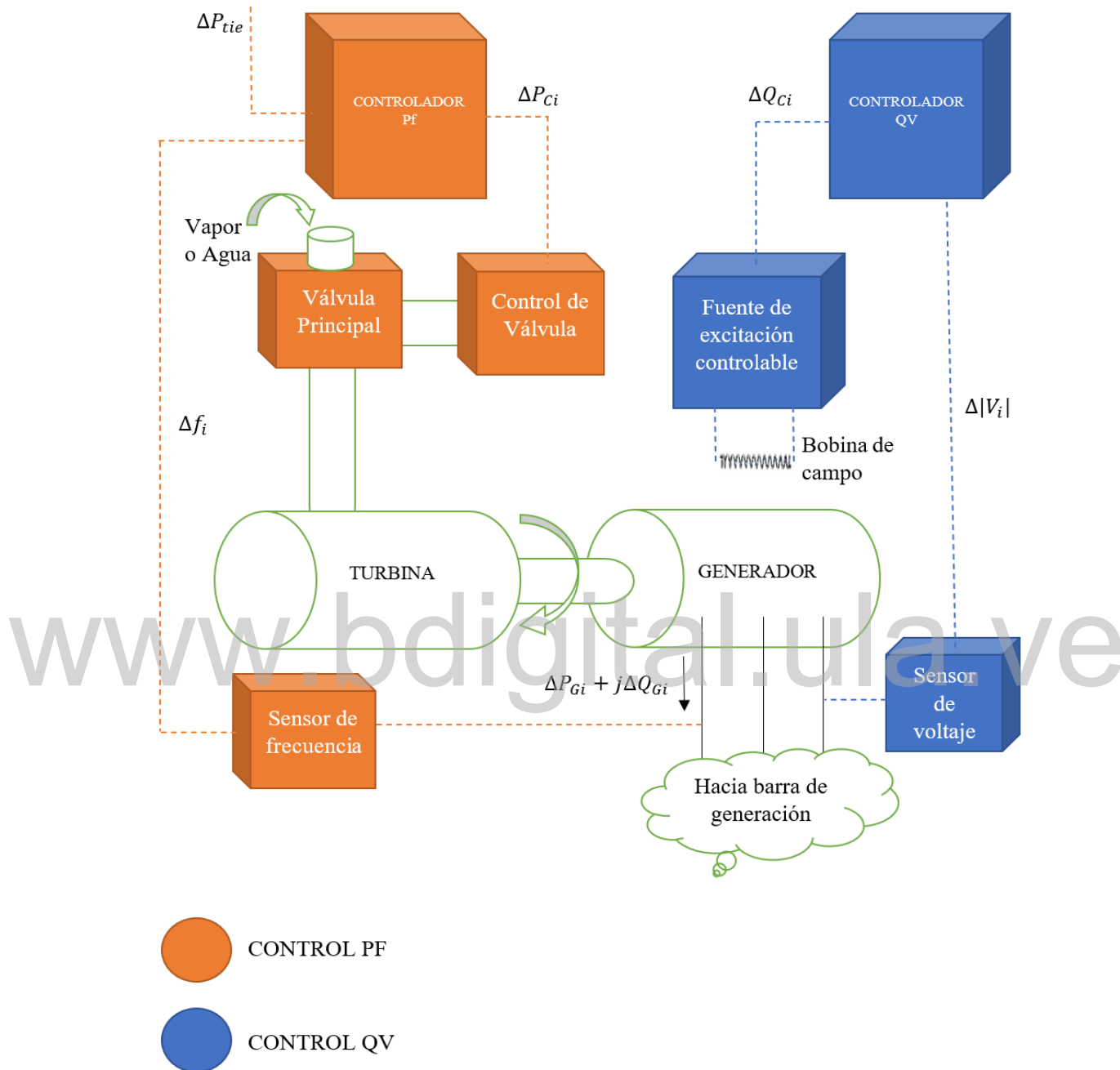


Fig. 2.3. Diagrama de bloques del sistema de control. [16]

Observaciones: Existen tres razones básicas para mantener la frecuencia del sistema entre determinados límites:

1. La mayoría de los motores eléctricos tienen velocidades proporcionales a la frecuencia.

2. Existe un gran número de relojes eléctricos cuyas exactitudes no tan solo son función del error de la frecuencia sino de la integral de la frecuencia.
3. La operación total del sistema puede ser mejor controlada si se mantiene el error de la frecuencia entre ciertos límites.

Desviaciones inusuales de la frecuencia indican que algo ‘raro’ está pasando. En los modernos sistemas eléctricos de potencia, la frecuencia es mantenida normalmente entre  $\pm 0.05$  Hz

### 2.2.6 Control del canal “ $Q_{Gi} - |V_i|$ ”

El objetivo de este canal es controlar la potencia reactiva generada ( $Q_{Gi}$ ) en respuesta a cambios en el módulo de la tensión de la barra  $i$  ( $\Delta|V_i|$ ). El error del módulo de tensión es censado y la señal es convertida en un comando de potencia reactiva ( $\Delta Q_{Gi}$ ), que alimenta la fuente de excitación. El resultado es un cambio de la corriente de campo y por ende de la f.e.m del generador, que produciría una variación de potencia reactiva generada ( $\Delta Q_{Gi}$ ) que tratara de anular la variación de estado que llevo al controlador a actuar.

Un desequilibrio entre la potencia reactiva generada y la potencia reactiva consumida, dará lugar a variaciones de módulos de tensiones en las barras del sistema. Un análisis de sensibilidad muestra que la desviación de  $|V|$  será mucho mayor en la barra donde se produce el desequilibrio reactivo, que en las barras vecinas.

El despacho de  $Q$  se hace tratando de minimizar las perdidas en la línea durante las horas de poca demanda de potencia activa ( $P_D$ ), la demanda de potencia reactiva ( $Q_D$ ) también se reduce, Si se tienen líneas largas de transmisión, se puede encontrar que la generación capacitiva es de tal magnitud que se tiene un exceso de potencia reactiva.

Para solucionar este problema, se puede des excitar los generadores para que absorban esta potencia reactiva, sin embargo, si se realiza esto, la f.e.m del generador disminuye, reduciendo el margen de estabilidad del sistema. Por lo tanto, se puede estar forzando a instalar reactores shunt que consumirá este exceso.

La estrategia de control frecuentemente usada, consta de los siguientes puntos:

1. Cada barra de generación tiene su control de tensión.
2. El perfil de tensión del sistema es preseleccionado sobre la base del estudio de flujo de potencia
3. El perfil de tensión es periódicamente cambiado para tener en cuenta la variación de carga.

La capacidad de regulación de tensión del generador acoplado a la red, depende del tamaño de este comparado con el SEP en cuestión, y del rango admisible de excitación, o, en otras palabras, de la capacidad de absorción y suministro de potencia reactiva del generador.

Frente a un sistema grande, el suministro de excitación no se traduce en un aumento de tensión significativo, sino en un aumento del suministro de potencia reactiva. Frente a un sistema reducido, un aumento de excitación se traduce inmediatamente es un aumento de tensión.

Existen diversos mecanismos para regular la tensión. Algunos de ellos son:

- Regulador Tirriel
  - Regulación por sectores rodantes
  - Elementos de electrónica de potencia

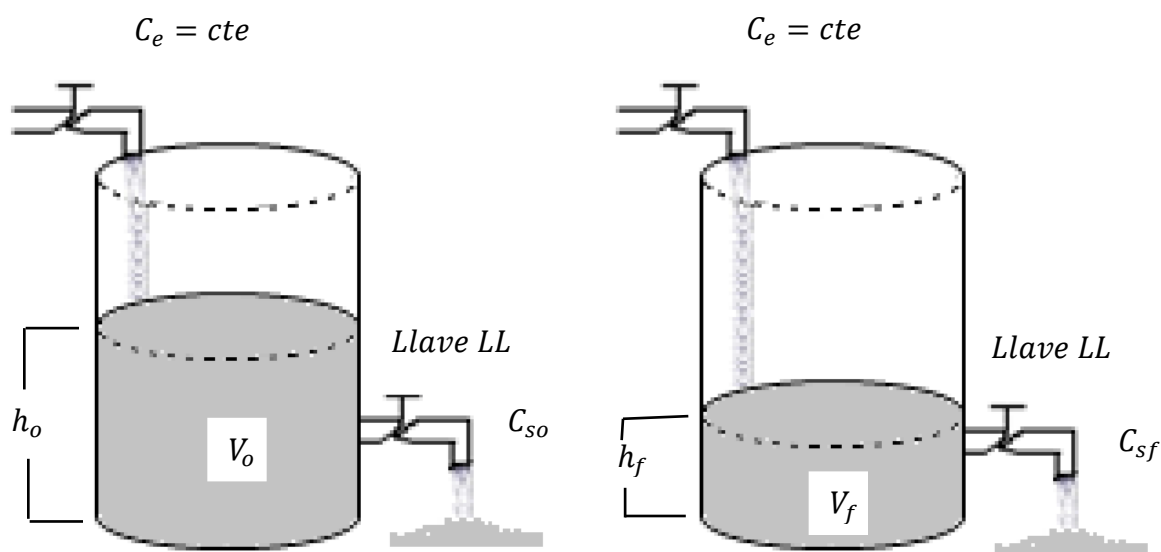
Estos reguladores se detallan en [17]

### **2.2.7 Regulación propia, primaria y secundaria**

Para el control estático de la generación de potencia activa de un SEP, se recurre a la regulación primaria y secundaria, teniendo en cuenta además que el sistema tiene de por si su propia autorregulación. Todos estos mecanismos se combinan para dar como resultado un valor de regulación equivalente.

### **2.2.8 Regulación propia o autorregulación**

Antes de entrar en el tema concreto de la autorregulación de un SEP, se establecerá una analogía entre esta y la auto nivelación de un depósito de agua.



**Fig. 2.4. Sistema de Auto nivelación de un depósito de agua. [16]**

Suponer que inicialmente el sistema está en equilibrio, es decir, el caudal de entrada ( $C_e$ ) es igual al caudal de salida inicial ( $C_{so}$ ) y se quiere aumentar el caudal de salida ( $C_s$ ), mediante la apertura de la llave LL manteniéndose constante el  $C_e$ . Al comienzo hay un aumento del  $C_s$ , pero inmediatamente el nivel de agua ( $h$ ) comenzara a disminuir debido a que ( $C_s > C_e$ ). Como el ( $C_s$ ) es proporcional a la altura ( $h$ ) del agua, a medida que  $h$  disminuye, disminuirá el  $C_s$ . Después de un cierto tiempo es posible que se pueda establecer un nuevo equilibrio, y esto ocurrirá si nuevamente el caudal de salida final ( $C_{sf}$ ) es igual al  $C_e$ . Si se alcanza este nuevo equilibrio será a una altura final  $h_f < h_o$  y a costa de haber perdido un cierto volumen de agua ( $V_f < V_o$ ). Puede ocurrir que la sección de salida del líquido sea tan grande que deje salir todo el contenido por lo que el sistema nunca llegara a un equilibrio.

Conclusión: Es posible encontrar nuevamente el equilibrio entre el caudal de entrada y salida sin tocar ninguna variable, pero el nivel al que queda el agua es menor a la inicial, en otras palabras, el costo de encontrar el equilibrio es a expensas de haber perdido agua en el tanque.

Se puede analizar del mismo modo, que pasaría si ahora se cierra un poco la llave de tal manera que  $C_s < C_e$ .

Si se pretende retornar a la  $h_o$ , las alternativas son, aumentar el  $C_e$ , disminuir  $C_e$  o una combinación de ambas.

Siguiendo este orden de ideas podemos analizar un SEP sabiendo que está en equilibrio cuando se cumple:

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = \sum_{i=1}^n P_{Di} + \text{Perdidas} \quad (2.6)$$

La variable que me indica que existe este equilibrio, es la constancia de la frecuencia.

Suponer ahora que se aumenta la carga sin modificar la generación, la ecuación anterior se transforma en una desigualdad

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} < \sum_{i=1}^n P_{Di} + \text{Perdidas} \quad (2.7)$$

Entonces deja de existir equilibrio entre el par motor ( $PM$ ) dado por el torque de las maquinas motrices que se considera constante, y el par resistente ( $PR$ ) dado por la demanda eléctrica. Por lo tanto:  $PM < PR$  lo que implica que el sistema comienza a ser frenado, es decir,  $f_f < f_o$  [18]

Con este análisis surge la siguiente pregunta:

¿Hasta cuándo disminuye la frecuencia?

Hasta que exista un nuevo equilibrio entre el  $PM$  y el  $PR$  o si no hasta que el sistema deje de funcionar. Suponiendo que se llegue a un equilibrio, este puede suceder en virtud de que la demanda sea dependiente de la frecuencia (demanda proporcional a la frecuencia).

A medida que la frecuencia disminuye, la energía cinética del sistema ( $E_c$ ) disminuye ( $E_c$  proporcional a  $f^2$ ) [18] . por lo tanto, si se llega a un equilibrio, este se dará en una  $f < f_o$  teniendo el sistema menor  $E_c$ . En otras palabras, una parte de la  $E_c$  del sistema se usa para

atender el aumento de la demanda, hasta que este aumento de la demanda tienda a cero, en virtud de la variación de la demanda que es función de la frecuencia.

Esto se puede analizar por medio de un ejemplo como el que se observa en la siguiente figura que representa un SEP de 4 barras que inicialmente está en equilibrio, pero que se desequilibra por el aumento de la demanda  $\Delta P_2$  en la barra 2.

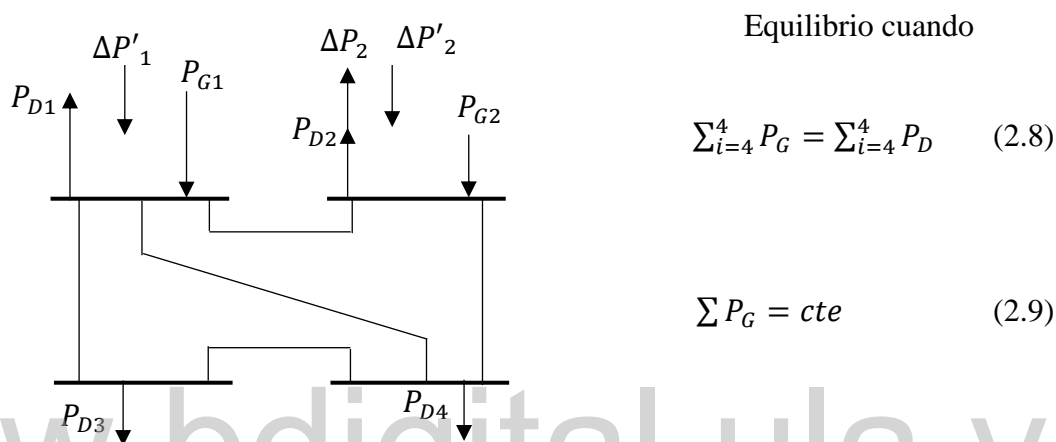


Fig. 2.5. SEP de 4 barras en equilibrio antes del aumento de la demanda en la barra 2 [16]

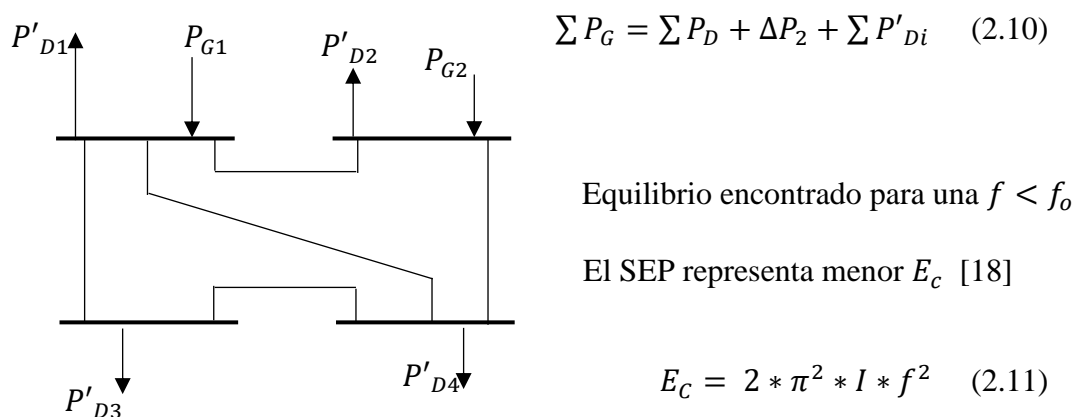


Fig. 2.6. SEP de 4 barras en equilibrio después del aumento de la demanda en la barra 2 [16]

Como la frecuencia disminuye en todo el SEP, las velocidades de los rotores también, por lo tanto, los motores experimentan una disminución de su carga por lo que extraen una corriente

menor del sistema eléctrico al que están conectados; la disminución resultante de todas las cargas  $\Delta P_{Di}$  del SEP, podría equilibrar el aumento de la carga original  $\Delta P_2$  que dio lugar al desequilibrio inicial.

$$\sum_{i=1}^4 P_{Gi} = \sum_{i=1}^4 P_{Di}^f + \text{Perdidas}^f \quad (2.12)$$

De esta forma la frecuencia se estabiliza en un valor  $f < f_0$ . La analogía entre el SEP y el modelo hidráulico (salvando algunas diferencias) es:

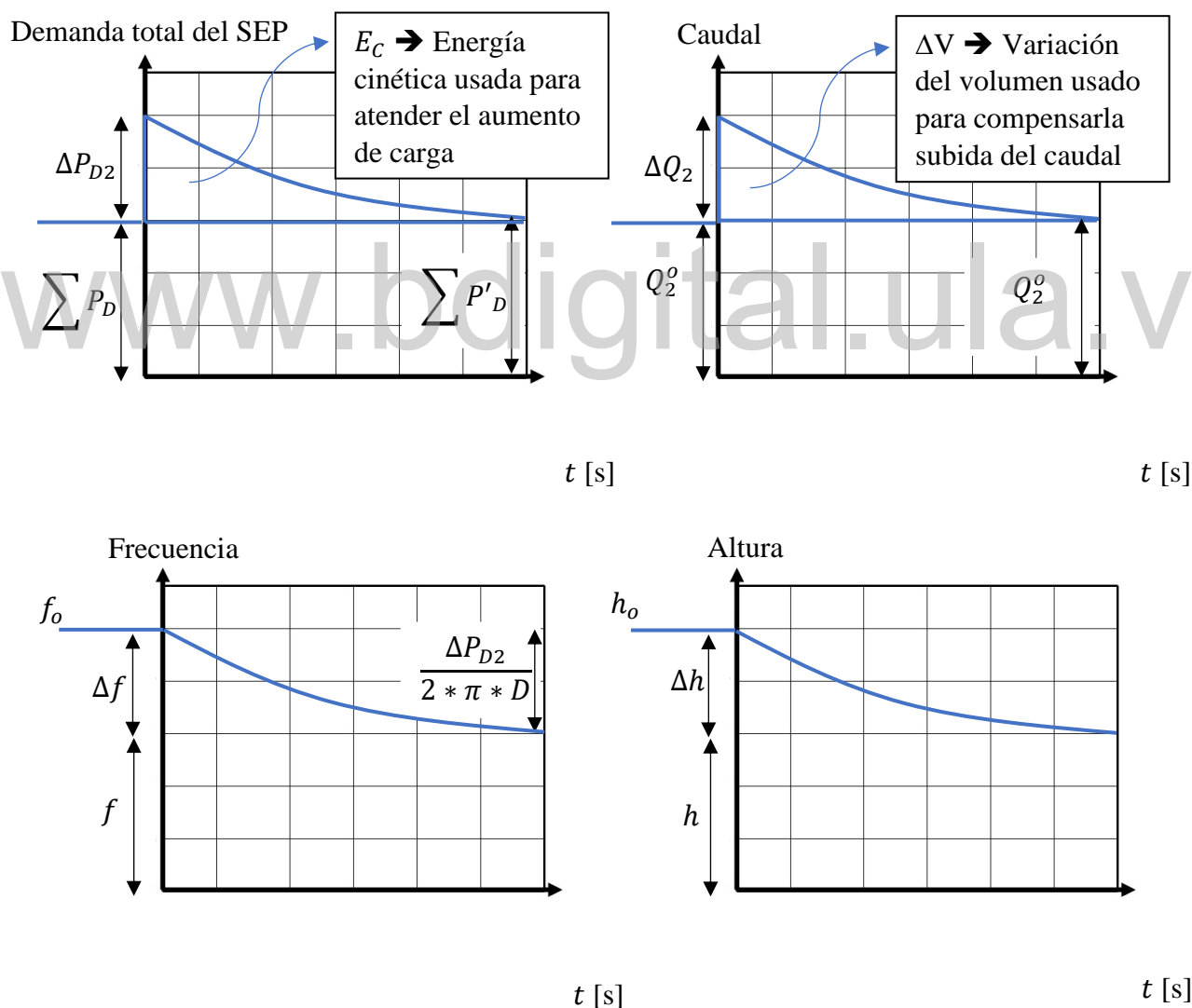
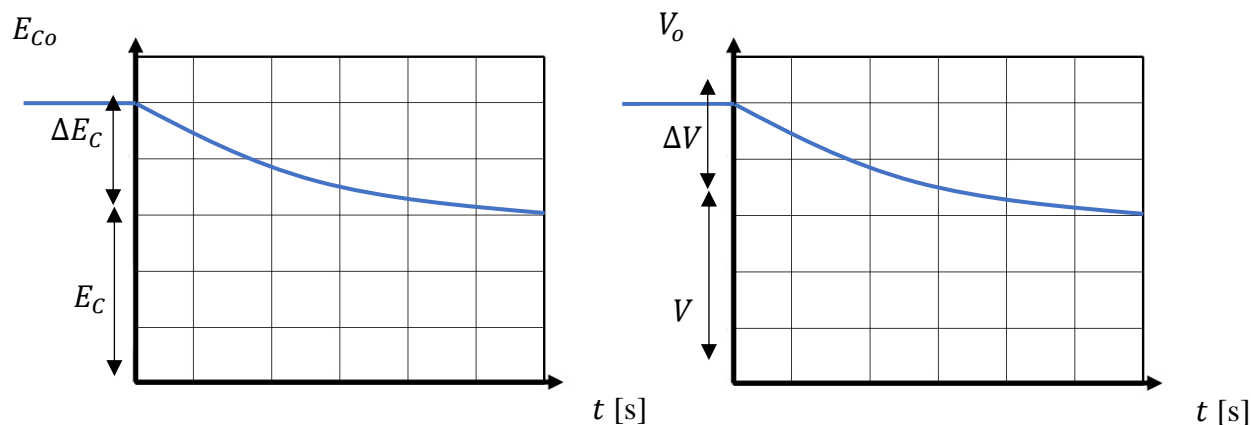


Fig. 2.7. Comparación entre un SEP y un sistema Hidráulico. [16]



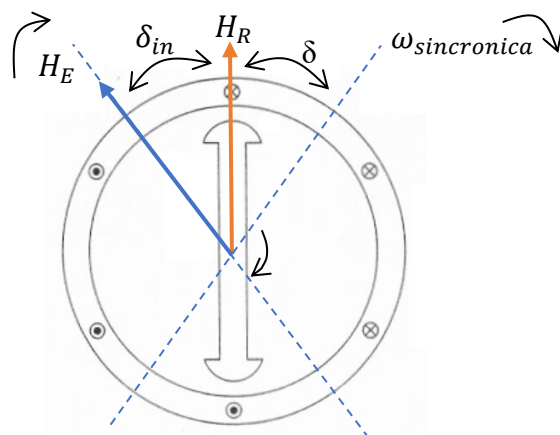
**Fig. 2.7. (Continuación) Comparación entre un SEP y un sistema Hidráulico. [16]**

Se puede observar que las variaciones de las distintas variables son del tipo exponencial.

Una operación sincrónica de los generadores representa un estado de equilibrio del sistema. En otras palabras, un generador que está sincronizado experimenta fuerzas que lo mantienen funcionando a la misma velocidad que el resto de los generadores del sistema. La  $P_{Gi}$  se la puede controlar a través del torque de la máquina motriz (apertura o cierre de válvulas). Sin embargo, la velocidad del generador  $i$  estará atada al resto del sistema (cuando la potencia del SEP es mucho más grande que la del generador  $i$ ).

Si se da un mayor (menor) torque, el ángulo interno de la máquina  $i$ ,  $\delta_{in}$  (ángulo entre el campo giratorio del estator y el eje del polo del rotor) aumenta (disminuye) entonces la potencia y corriente generada aumenta (disminuye), y al mismo tiempo esta corriente construye un torque desacelerante (acelerante) en la máquina, que contrarresta exactamente el incremento (disminución) del torque acelerante (desacelerante), llegando a un nuevo equilibrio luego de algunas oscilaciones. En cada generador se tiene este delicado y automático mecanismo de equilibrio. En este equilibrio la frecuencia es constante.

La máquina sincrónica trabaja como generador (motor), cuando el campo magnético del rotor ( $H_R$ ), adelanta (atrás) al campo magnético del estator ( $H_E$ ).



**Fig. 2.8. Diagrama fasorial de una máquina síncrona operando como motor**

Si la demanda y la generación son constantes, entonces el sistema se encuentra en equilibrio. Pero esto no sucede en la práctica ya que la carga varía en función del tiempo con un comportamiento aleatorio. Por lo tanto, es imposible obtener un equilibrio entre la demanda y la generación, con la consecuencia que la frecuencia fluctuara constantemente.

Para entender esto, suponer que se tiene un sistema a  $50\text{Hz}$  en estado de equilibrio. Repentinamente hay una disminución de la demanda, las válvulas de alimentación no cambian su posición porque ignoran esta variación (todavía no tienen el mecanismo de regulación) por lo tanto el torque del motor no cambia. La disminución de la demanda resulta en una baja de la corriente circulante que será distribuida entre los generadores; disminuyen los torques electromecánicos de cada generador; cada generador experimentara un pequeño torque acelerante aumentando su velocidad y por ende la frecuencia.

La proporción en el incremento de velocidad, dependerá del momento total de inercia del equipo que está funcionando. Como la carga consta generalmente de muchos motores, estos experimentarán un aumento en su velocidad ( $\omega = 2 * \pi * f$ ), además sentirán un aumento de su carga por lo que deberán extraer mayor corriente de la red. El incremento de carga resultante, posiblemente se equilibrará con el descenso de carga que desato la cadena de sucesos antes vista y la frecuencia se nivelará en un nuevo valor de frecuencia algo mayor.

Se eligió este ejemplo para descubrir la estrecha relación que existe entre la demanda y la frecuencia.

Conclusión: la frecuencia constituye un indicador sensible del balance de energía del sistema, entonces deberá ser usada como información para el equipo de control de velocidad de la maquina motriz del generador.

La posibilidad inherente del sistema de alcanzar por su propio medio (sin ningún mecanismo exterior) un nuevo estado de equilibrio, se expresa mediante un parámetro llamado coeficiente de amortiguamiento del sistema, ( $AM$ ), que es una medida del cambio de la carga conectada en función del cambio de la frecuencia

$$AM = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \left[ \frac{MW}{0.1Hz} \right] \quad (2.13)$$

$$AM = \frac{\Delta P_D / P_R}{\Delta f} \left[ \frac{\%}{0.1Hz} \right] \quad (2.14)$$

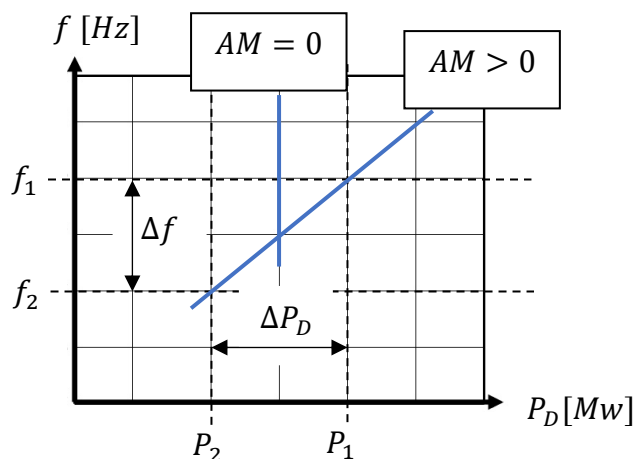


Fig. 2.9. Coeficiente de amortiguamiento (AM) del sistema

Como se ve en el grafico anterior,  $AM = 0$  corresponde a una línea vertical (se la podría asociar con una carga del tipo resistiva), que indica que a pesar que varía la frecuencia del sistema, las cargas que están conectadas a la red no variaran su valor. Por otro lado,  $AM > 0$  corresponde a una línea con pendiente positiva que indica que cuando varia la frecuencia, la carga conectada al sistema varia de manera proporcional (cargas compuestas por motores).

En un SEP grande,  $AM$  presenta por lo general valores bajos, del orden de  $(0.3 \text{ a } 0.5) \left[ \frac{\%}{0.1\text{Hz}} \right]$  tomando como base la potencia de pico o la reserva rodante [19]. Para ilustrar esto, se plantea el caso que aumente por ejemplo la demanda en el nodo 2 del sistema, por lo que la frecuencia caerá. Como el  $AM$  en general es muy bajo, la disminución de toda la carga debido a este descenso de frecuencia será muy bajo, por lo que la frecuencia seguirá bajando.

Dado el caso que se llegase a compensar el aumento de la demanda inicial en el nodo 2, lo hará seguramente a una frecuencia tan baja que será inadmisibile para un SEP. Por esta razón se debe actuar sobre las unidades motoras mediante algún mecanismo de regulación.

Ejemplo: Dado un  $AM = 0.4 \left[ \frac{\%}{0.1\text{Hz}} \right]$  del SEP, encontrar el  $AM$  en  $\left[ \frac{\text{MW}}{0.1\text{Hz}} \right]$  si la potencia rodante del sistema es  $P_R = 500 \text{ [MW]}$

Solución:

$$AM = \frac{\Delta P_D}{P_R} * \left( \frac{1}{\Delta f} \right)$$

$$\Delta P_D = 0.4 \left[ \frac{\%}{0.1\text{Hz}} \right] * 500 \text{ [MW]} * 0.1 \text{ [Hz]} = 2 \text{ [MW]}$$

Luego

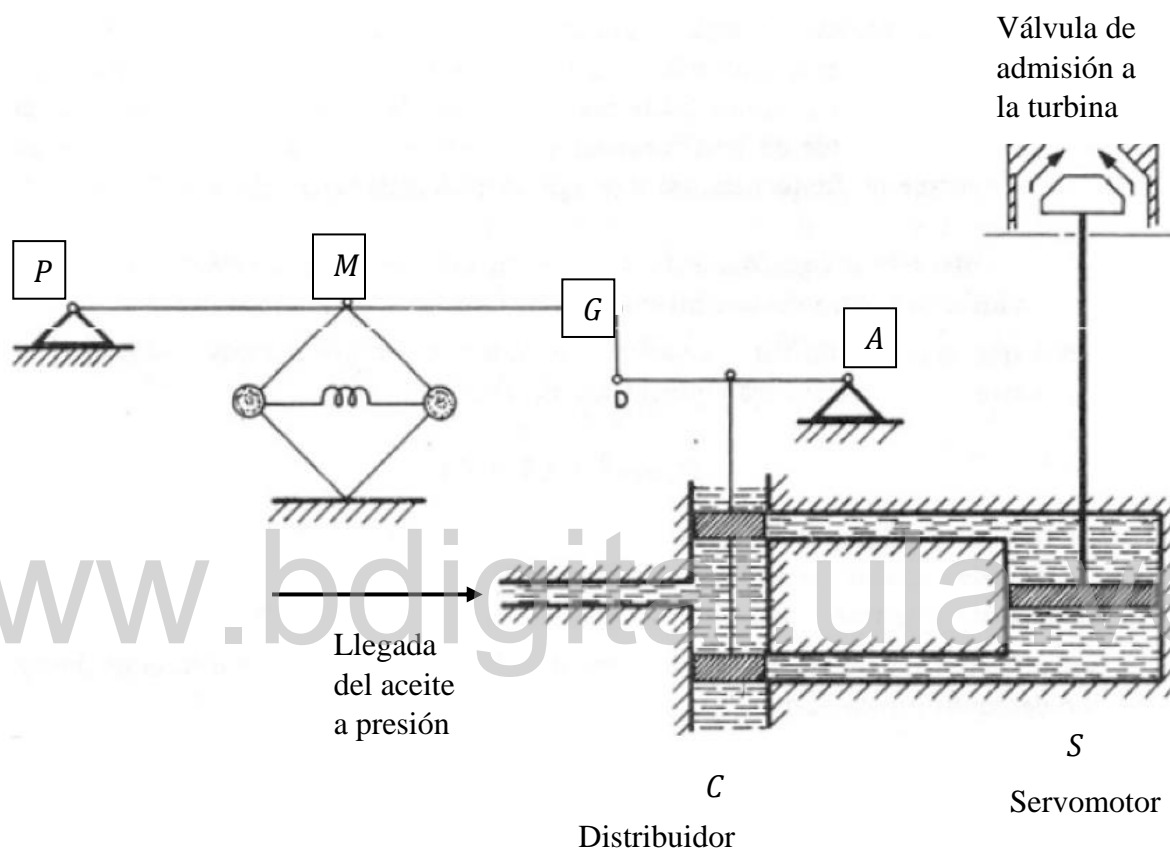
$$AM = 2 \left[ \frac{\text{MW}}{0.1\text{Hz}} \right]$$

### 2.2.9 Regulación primaria de frecuencia (RPF)

Por lo expuesto anteriormente, se hace necesario tener un dispositivo llamado regulador de velocidad (regulador primario) el que, a través de la detección de la variación de frecuencia,

comanda una variación en la potencia motriz aplicada al grupo generador. Este dispositivo es individual para cada generador sin conexiones entre ellos.

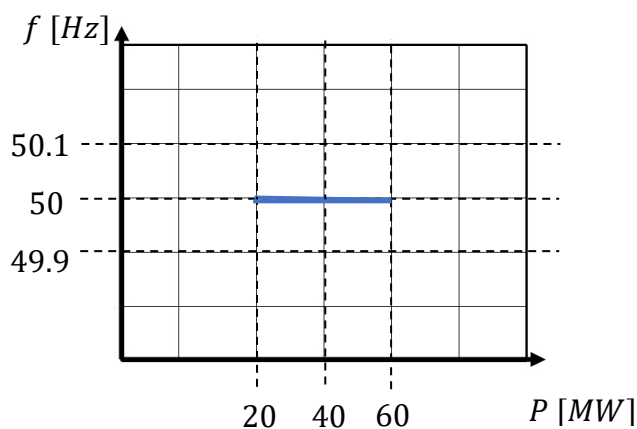
**Regulador astático o isócrono.** En la siguiente figura se muestra este tipo de generador.



**Fig. 2.10. Regulador Isócrono [16]**

Las esferas de WATT giran en función de la velocidad de rotación de la máquina. Haciendo subir o bajar el punto  $M$  por lo que a cada valor de frecuencia le corresponde un valor de  $M$  predeterminado. El grado de apertura de las esferas controla el flujo de aceite a un distribuidor que a su vez controla un servomotor hidráulico que actúa sobre las válvulas de admisión. Existe una sola posición del punto  $M$ , para la cual, la alimentación de aceite del servo queda interrumpida. Esta posición corresponde a la velocidad (frecuencia) nominal de la máquina motriz.

La característica *carga – f* del regulador astático se muestra a continuación:



**Fig. 2.11 característica *carga – f* del regulador astático**

Esta característica no puede definir una determinada potencia generada por la unidad *i* (ya que esta puede ser  $0, \dots, P_i, \dots, P_{max}$ ) para la frecuencia nominal, de esta manera el funcionamiento se vuelve inestable.

Una disminución de la frecuencia hará que la potencia sea máxima, un aumento llevará la potencia a un valor mínimo por lo tanto el estado de equilibrio se logra luego de una serie de oscilaciones resultando una operación poco estable. Además, si se tienen dos o más máquinas trabajando en paralelo, será indeterminada la distribución de carga entre ellas. Lo que ocurre en la práctica es que una de ellas se hará cargo de toda la carga, mientras que las otras quedaran como estaban antes de la actuación de sus reguladores (porque los reguladores de cada máquina nunca responden a la misma rapidez ante una perturbación)

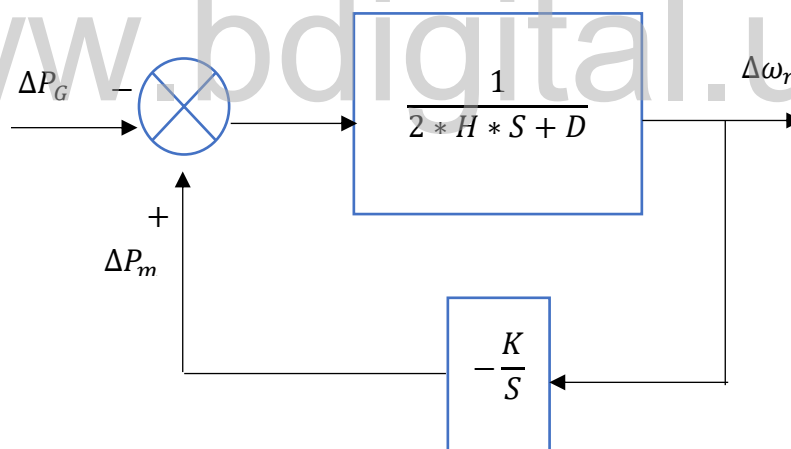
El comportamiento del regulador isócrono también llamado astático puede representarse en un par de ejes cartesianos ( $x = Potencia; y = frecuencia$ ) por medio de una línea horizontal (frecuencia constante en régimen permanente). Funciona correctamente en una red aislada donde exista solo un generador síncrono en este regulador.

Si ahora se analiza un SEP donde los generadores trabajan en paralelo y se instalan estos reguladores en diversas máquinas, surge el problema que el funcionamiento del conjunto de estos reguladores se vuelve poco estable y además se indetermina la distribución de carga asociada a cada máquina.

Como se mencionó anteriormente en la práctica sucede que uno de los generadores se hará cargo de la variación de carga ocurrida (la maquina con el regulador más veloz), mientras las otras quedaran como estaban antes de la actuación de sus reguladores.

Por lo tanto, en un SEP, donde se requiere que muchos generadores participen de la regulación primaria, el regulador isócrono no es el adecuado.

Con el fin de comprender el mecanismo de regulación de frecuencia, consideremos a partir del diagrama de bloques de la **Figura 2.3**, un sistema de control que cierre el bucle entre error de frecuencia y potencia mecánica mediante una acción integral. Este sistema de control es el representado en la siguiente figura, donde por simplicidad se han despreciado varias dinámicas intermedias (accionamiento de la válvula de admisión, turbina, etc...). Ante un error negativo de la frecuencia, el regulador aumenta la potencia mecánica aplicada sobre el eje, la cual tiende a reducir el error de frecuencia. El efecto integrador del regulador hace que el régimen permanente se alcance cuando el error de frecuencia es cero.



**Fig. 2.12 Diagrama de bloques del regulador Isócrono**

Donde:

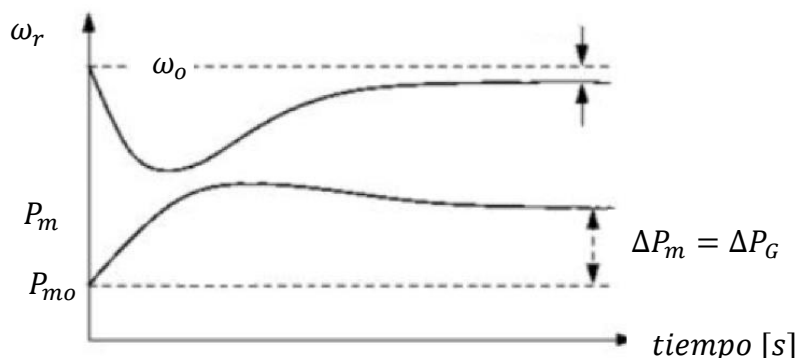
$$D = \text{Factor de amortiguamiento (AM)} \left[ \frac{MW}{Hz} \right] \quad (2.15)$$

$$K = \text{Ganancia} \quad (2.16)$$

$$H = \text{constante de inercia} \left[ \frac{MW \cdot s}{MVA} \right] \quad (2.17)$$

La siguiente grafica muestra la respuesta temporal del regulador isócrono ante un aumento de la demanda (entrada escalón unitario). Inicialmente la diferencia entre la potencia mecánica ( $P_m$ ) y la potencia generada ( $P_G$ ) hace que la velocidad de giro comience a decrecer, más o menos rápido según la inercia del rotor. El lazo regulador comienza entonces a incrementar la potencia mecánica, lo que se traduce en una ralentización de la caída de la velocidad. Cuando la potencia mecánica supera la potencia eléctrica, la velocidad comienza a crecer (Par mecánico mayor que par eléctrico) [18]

Finalmente, la velocidad de giro coincide con la de referencia y la potencia generada con la potencia demandada.



**Fig. 2.13. Respuesta de un regulador isócrono ante un escalón de demanda [20]**

Este regulador, conocido como regulador isócrono porque mantiene la frecuencia constante en régimen permanente, funcionaria correctamente en un sistema aislado donde existiera un único generador síncrono, o bien donde el resto de los generadores no participara en la regulación primaria (prácticamente imposible de suceder). Sin embargo, si en un mismo sistema dos

generadores ejecutan este tipo de regulación, ambos competirán entre sí para alcanzar su propia velocidad de referencia y el comportamiento del sistema sería inestable.

Como en un SEP es deseable que un elevado número de generadores participen en la regulación primaria, el regulador isócrono no se aplica en la práctica.

**Regulador estático.** Con el fin de contornear los inconvenientes que se presentan con el regulador astático, se construye un regulador con regulación permanente (speed drop). Esto se logra mediante una realimentación de la información de la posición de la válvula de admisión, como se muestra en la siguiente figura. Con esta regulación el equilibrio se establece (cuando varía la carga), para una nueva posición de  $M$ , ósea para una nueva frecuencia.

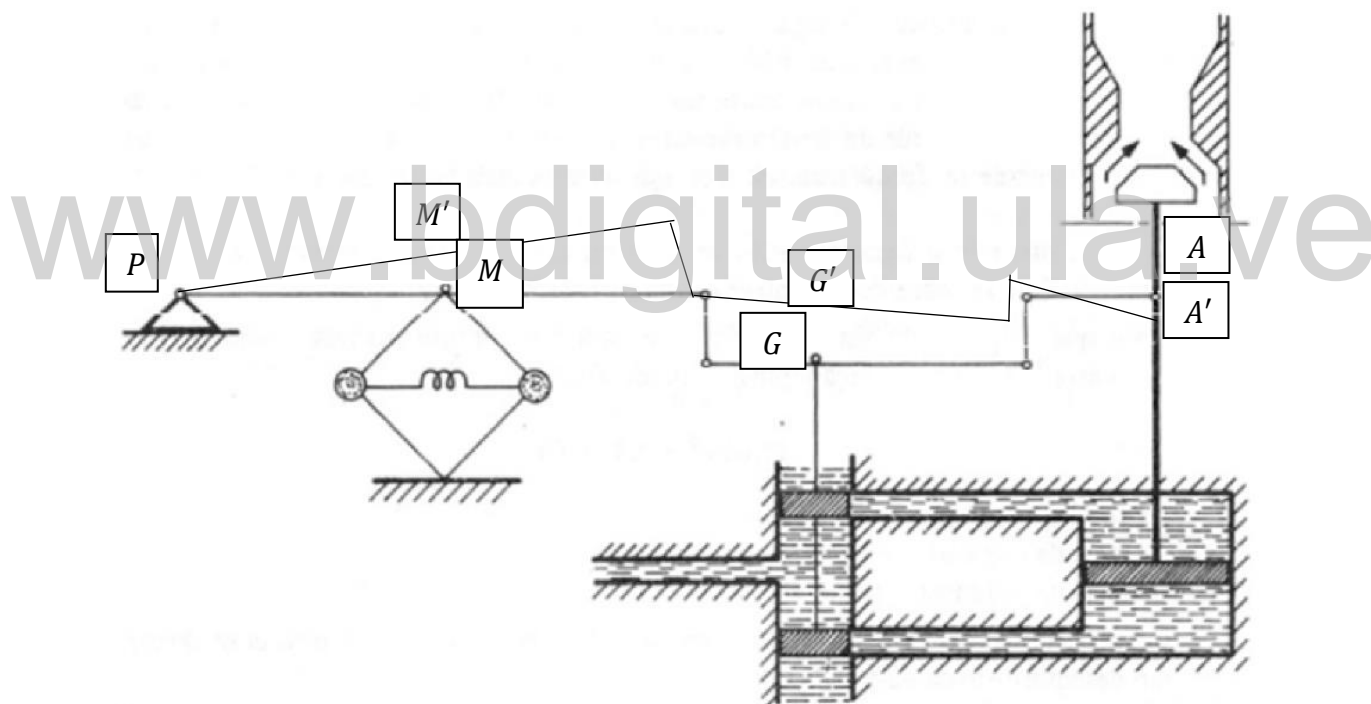


Fig. 2.14. Regulador estático [16]

La característica *carga* –  $f$  del regulador estático, mostrada en la siguiente figura es inclinada negativamente por lo que para un aumento de carga hay una disminución de la frecuencia, y viceversa. La regulación es rápida y permite distribuir las variaciones de carga entre varias unidades en paralelo de forma conveniente.

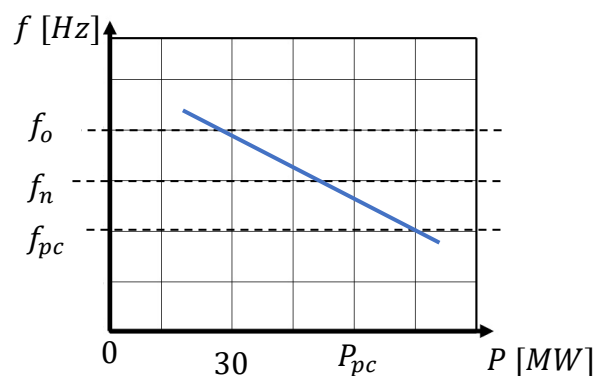


Fig. 2.15. característica carga-f del regulador estático

Se define al estatismo o regulación permanente como:

$$R = \frac{f_0 - f_{pc}}{f_n} = \frac{\Delta f}{f_n} [\%] \quad (2.17)$$

$R$  es la proporción que se modifica (disminuye) la frecuencia en el caso que la carga pase de la marcha en vacío a plena a carga en % de la frecuencia. Su valor generalmente oscila entre (3 a 6) %

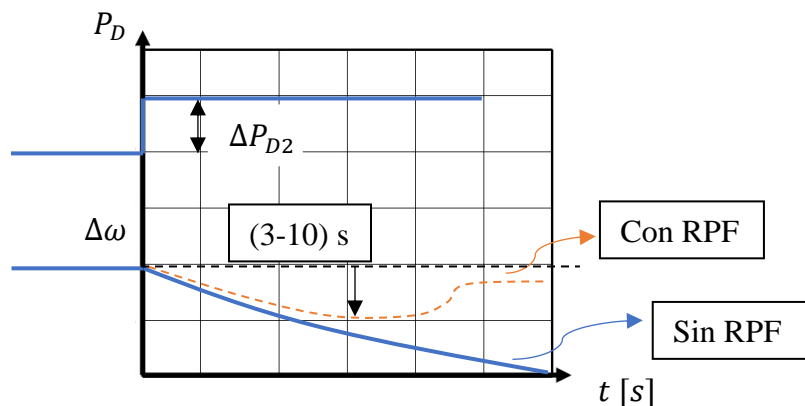


Fig. 2.16. Respuesta de un regulador estático ante un escalón de demanda

Ejemplo:

Se tiene  $R = 6 [\%]$  ;  $f_n = 50 [Hz]$  ;  $P_n = 100 [MW]$  ;  $\Delta f = 0.06 * 50 [Hz] = 3 [Hz]$

Cuando la potencia del generador varia de (0 a 100) MW. Existe otra manera de definir la característica de un regulador de velocidad:

$$K = -\frac{\Delta P_G}{\Delta f} \left[ \frac{MW}{0.1Hz} \right] \quad (2.18)$$

La energía reguladora ( $K$ ), es la relación que existe entre la variación de potencia generada, expresada en [MW] o [%] referida a la potencia nominal de la unidad, y la variación de frecuencia correspondiente.

Si  $\Delta P_G = P_{pc} - 0$  y  $-\Delta f = f_o - f_{pc}$

$$K = \frac{P_{pc}}{R * f_n} \left[ \frac{MW}{Hz} \right] \quad (2.19)$$

Luego

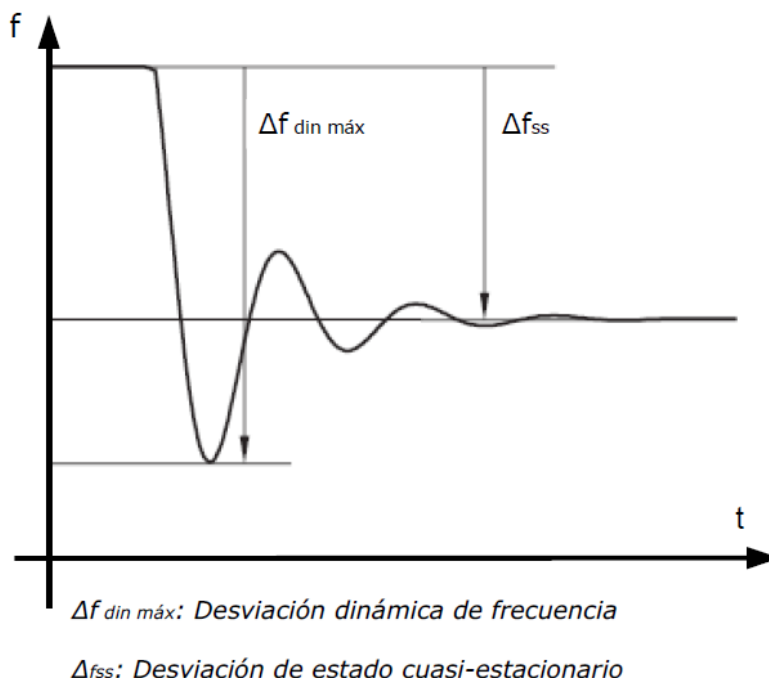
$$K = \frac{100}{f_o - f_{pc}} \left[ \frac{\%}{Hz} \right] = \frac{10}{f_o - f_{pc}} \left[ \frac{\%}{0.1Hz} \right]$$

$$K = \frac{10}{R * f_n} \left[ \frac{\%}{0.1Hz} \right]$$

$$K = \frac{10}{0.06 * 50} = 3.333 \left[ \frac{\%}{0.1Hz} \right]$$

Según [20] distintos tipos de perturbaciones o desviaciones aleatorias que rompen el equilibrio entre generación y demanda generan desviaciones en la frecuencia, para lo cual los reguladores de velocidad (GOV) involucrados en el control primario de frecuencia reaccionan en cualquier instante de tiempo.

Una desviación típica de la frecuencia, producto por ejemplo de un desbalance intempestivo entre la generación y demanda se muestra en la figura siguiente:



**Fig. 2.17. Respuesta de la frecuencia ante una perturbación. [20]**

La desviación mostrada en el gráfico anterior, causará que los controladores primarios de todas las unidades participantes de la RPF respondan en un lapso temporal de unos pocos segundos. Los controladores alteran la potencia transmitida por los generadores hasta que el balance generación-demanda es restablecido. Tan pronto como se logre esto, la frecuencia del sistema se estabilizará en un valor cuasi-estacionario, diferente del set *point* ajustado, básicamente por el *droop* de los generadores que hacen RPF. En este caso, la regulación secundaria es la que toma el control de la situación y restablece el valor de frecuencia a la deseada. Esta última regulación tiene un tiempo de actuación que supera generalmente los 30 segundos y es lo que genera el desacople temporal con la regulación primaria.

### 2.2.10 Regulación secundaria de frecuencia (RSF)

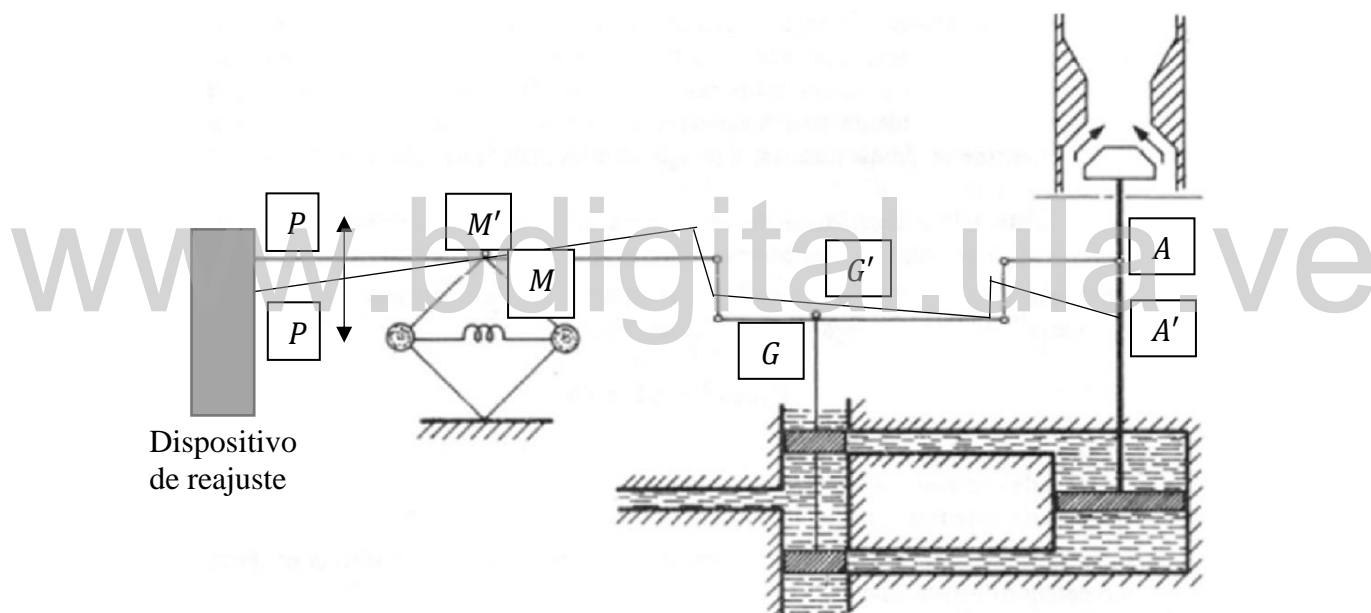
Se supone tener un valor de:

$$\Delta f = 0.06 * 50[Hz] = 3[Hz]$$

Si la frecuencia nominal está centrada en la característica de regulación por lo tanto la franja de variación estará comprendida entre:

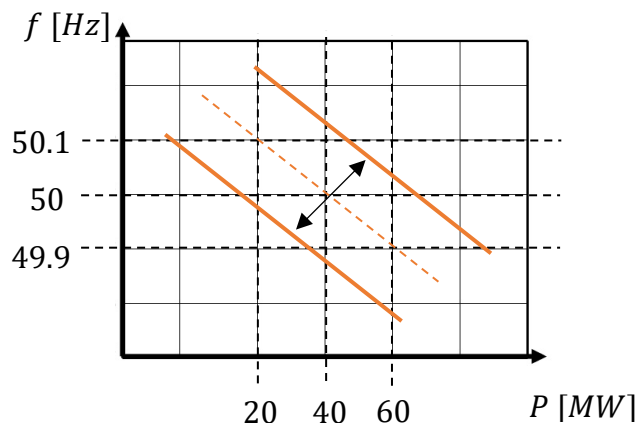
$f_o = 51.5 [HZ]$  y  $f_{pc} = 48.5 [HZ]$ . Estos son, 1.5 [Hz] por encima y 1.5 [Hz] por debajo de la frecuencia nominal.

Estos valores de frecuencia son inadecuados para la operación normal del sistema. Para corregir este problema, y además poder repartir convenientemente la generación entre el parque generador para cubrir la demanda, se ideó la llamada regulación secundaria. Esta regulación se logra mediante la no fijación del punto  $P$  (**Figura 2.11**), se le da la posibilidad de desplazarse hacia arriba o hacia abajo en forma manual o automática, como se muestra en la siguiente figura:



**Fig. 2.18 Regulador secundario de frecuencia. [16]**

Tal regulación se traduce en el desplazamiento de la característica de regulación del regulador con estatismo, paralela a ella misma como se muestra en la siguiente figura, es decir, moviendo el punto  $P$  del regulador se consigue variar la frecuencia de operación del grupo generador que alimenta una carga, y ajustar la frecuencia al valor deseado, eliminando el residuo de desvío de frecuencia dejado por la regulación primaria. La RSF se realiza con un grupo de unidades generadoras hidráulicas y/o térmicas, habilitadas para tal fin. Que se comandara en forma centralizada y por medio de un solo operador

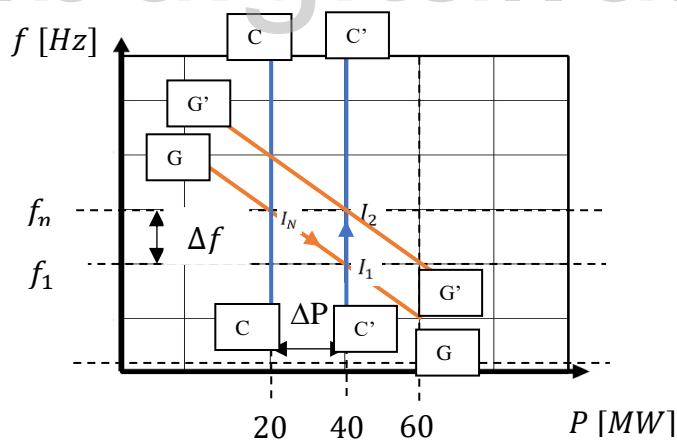


**Fig. 2.19. característica carga-f del RSF**

A diferencia de la RPF, la RSF actúa sobre un pequeño grupo de máquinas dispuestas para tal fin, pretendiendo compensar el error final de la frecuencia resultante de la acción del RPF y devolverle a este último la reserva necesaria para afrontar posibles nuevas contingencias.

### 2.2.11 Combinación de la autorregulación y los reguladores de velocidad

*Con autorregulación Nula ( $AM = 0$ ).* La siguiente figura de la respuesta de los reguladores para un incremento de carga  $\Delta P$  con  $AM = 0$

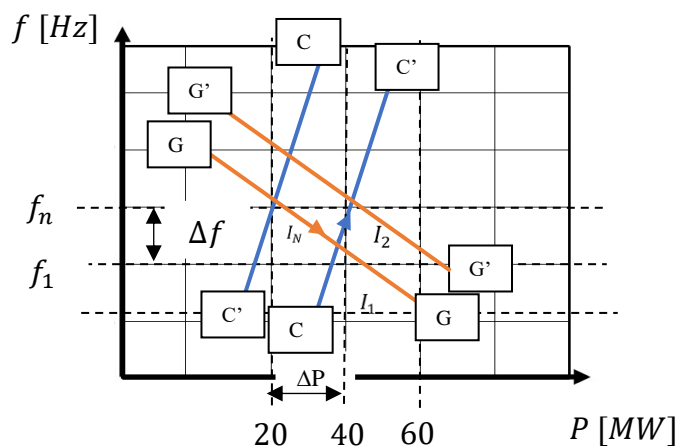


**Fig. 2.20. respuesta de los reguladores para un incremento de carga  $\Delta P$  con  $AM = 0$**

La condición inicial está representada por la intersección de las características  $CC$  y  $GG$  (Punto  $I_N$ ). En este caso la carga no varía con la frecuencia. Cuando se produce, por ejemplo, un aumento de la carga  $\Delta P$ , el equilibrio se da a una  $f_1$  menor que  $f_n$  (Punto  $I_1$ ). Actuando sobre la regulación secundaria, se puede encontrar el nuevo punto  $I_2$  como la intersección de las

características  $G'G'$  y  $CC$ . De esta manera se logra cubrir la demanda exigida y mantener al mismo tiempo la frecuencia del sistema.

**Con autorregulación positiva ( $AM > 0$ ).** La siguiente figura de la respuesta de los reguladores para un incremento de carga  $\Delta P$  con  $AM > 0$



**Fig. 2.21** respuesta de los reguladores para un incremento de carga  $\Delta P$  con  $AM > 0$

El punto  $I_N$  se encuentra como en el caso anterior. Se carga el sistema con el mismo valor  $\Delta P$  encontrándose el mismo punto  $I_1$ . Actuando sobre la regulación secundaria se encuentra el punto  $I_2$ . Se debe notar que, para este caso, la caída de frecuencia ( $f_n - f_1$ ) después de actuar la RPF, es menor que en el caso anterior, a pesar que el aumento de carga fue el mismo. Es decir, que el amortiguamiento del sistema favorece la actuación de la regulación.

La energía reguladora equivalente del sistema  $KE_s$  (En este caso constituido por una sola área), está dada por:

$$KE_s = K_s + AM_s \left[ \frac{MW}{0.1Hz} \right] \quad (2.20)$$

Donde:

- $K_s = \sum_{i=1}^n K_i \left[ \frac{MW}{0.1Hz} \right] \rightarrow$  Energía reguladora de todos los reguladores del sistema.

- $K_i \left[ \frac{MW}{0.1Hz} \right] \rightarrow$  Energía reguladora del regulador de la unidad  $i$
- $n \rightarrow$  Número de unidades generadores que tienen regulador
- $AM_s \left[ \frac{MW}{0.1Hz} \right] \rightarrow$  Coeficiente de amortiguamiento del sistema

### 2.2.12 Regulación de generadores en paralelo

El estatismo permanente de los reguladores está entre el 4% y el 7%. Se operan las maquinas en RPF, sin ningún tipo de limitación, por lo menos dentro de la banda de frecuencia de referencia en operación normal ( $50 \pm 0.2$ ) Hz.

Suponer que se tienen dos generadores con las características mostradas en la siguiente figura, y suponer que la carga no varía con la frecuencia ( $AM = 0$ ).

Un incremento de carga  $\Delta P_D$  causara una disminución de frecuencia en la cantidad  $\Delta f$ . La acción de los reguladores primarios hará que se incrementen las potencias generadas  $G_i$  de tal manera que:  $\Delta P_D = \Delta G = \Delta G_1 + \Delta G_2$

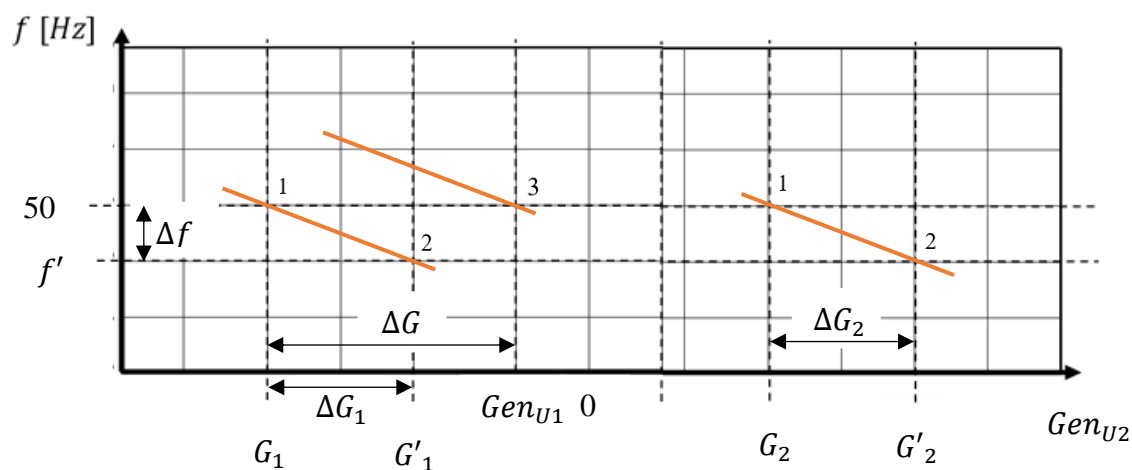


Fig. 2.22. Característica “Carga –  $f$ ” de dos generadores en paralelo

Si no se desea tener la distribución de potencia que da la regulación primaria, se puede hacer una reacomodación de la carga, haciendo uso de la regulación secundaria. De acuerdo a un plan de carga prestablecido se decidió por ejemplo que sea el  $G_1$  el encargado de tomar toda la

variación de carga. Se actúa por lo tanto solamente sobre el regulador secundario del  $G_1$ . El  $G_2$  volverá luego a la posición que tenía antes de que actuará su regulador primario.

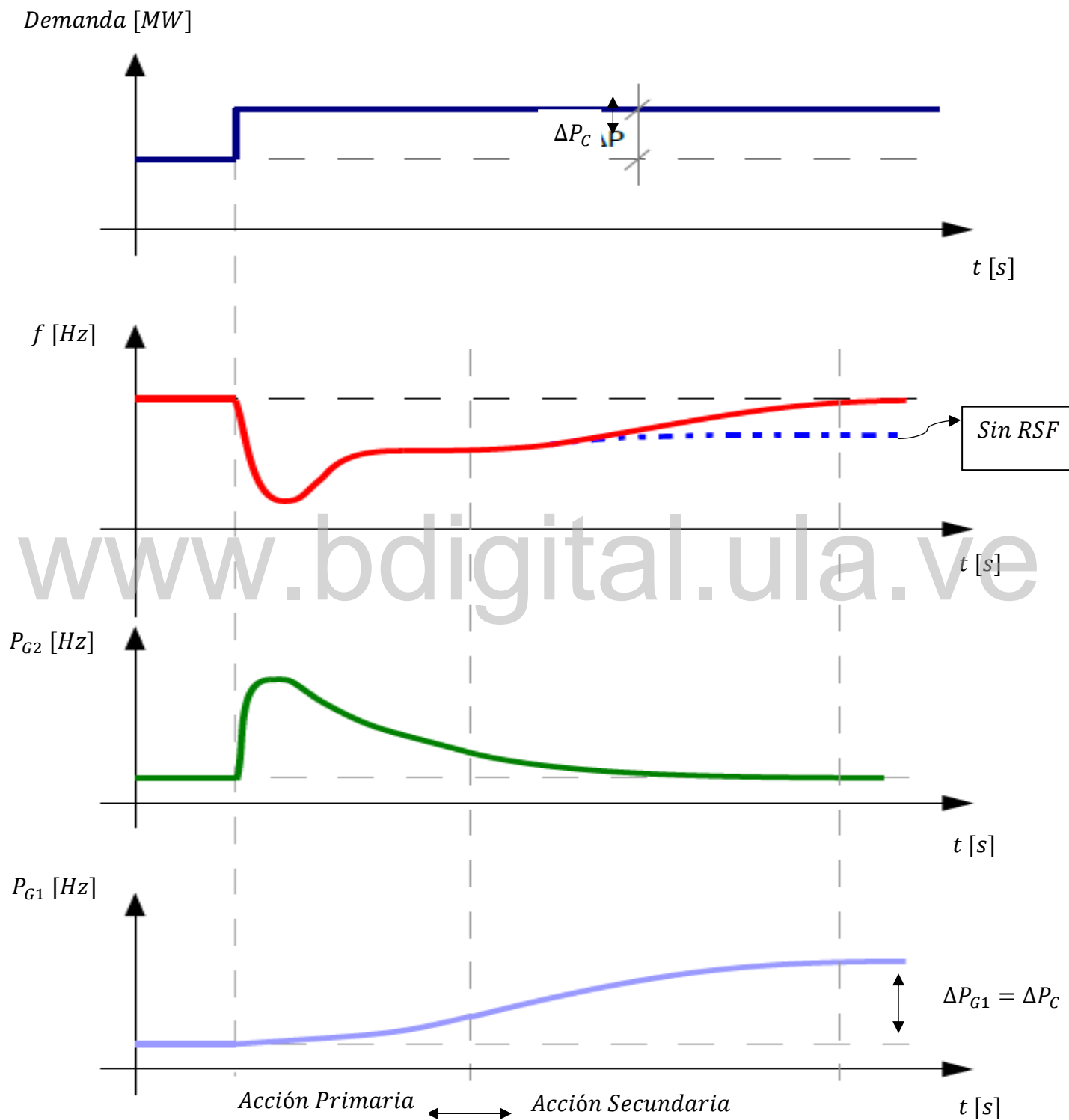


Fig. 2.23. Respuesta temporal de la regulación de generadores en paralelo. [20]

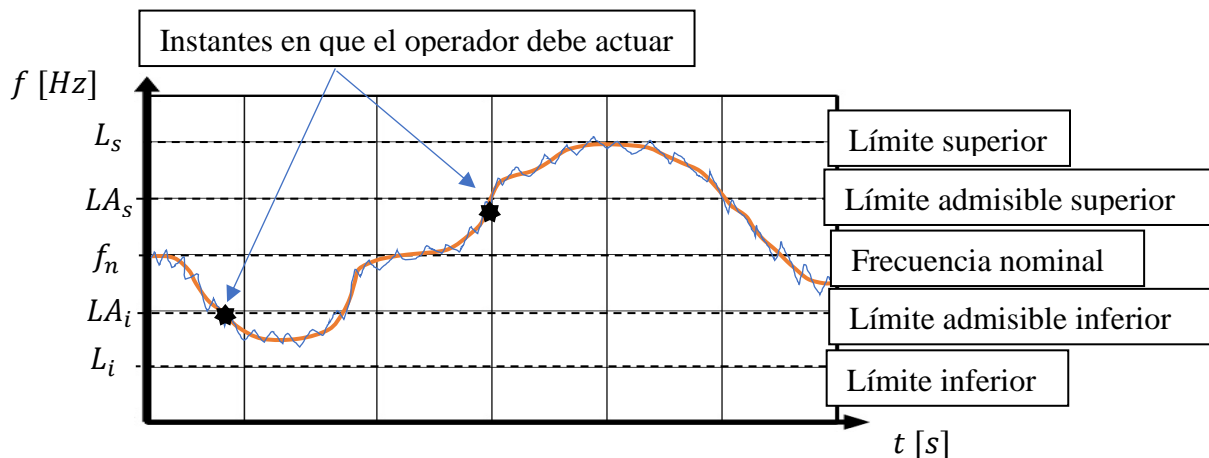


Fig. 2.24. Límites de operación admisibles

Por ejemplo, en Argentina, los límites de operación dentro de los cuales deberá mantenerse la frecuencia serán ( $L_s - L_i = 0.2\text{Hz}$ ) alrededor de la frecuencia de referencia. Esta banda no se deberá superar en condiciones normales.

Los límites de operación dentro de los cuales el operador deberá actuar sobre la RSF será de ( $LA_s - LA_i = 0.1\text{Hz}$ ) alrededor de la frecuencia de referencia.

### 2.2.13 Regulación terciaria (RTF)

La señal de error de frecuencia usada en el control del sistema, resulta de la comparación de la frecuencia medida y una frecuencia patrón que no está afectada por las operaciones del sistema. Las fuentes de frecuencia patrón están normalmente constituidas por cristales de cuarzo (idénticas a las usadas en las estaciones de radio) y controladas en forma precisa por señales de radio de frecuencia patrón emitidas por órganos oficiales. A través de la acumulación de los desvíos instantáneos de frecuencia, es posible determinar la acumulación del error de tiempo, que esta normalmente limitado a dos segundos (en adelante o atraso). Cuando esta acumulación alcanza el límite de tiempo acordado, todos los sistemas interconectados alteran la frecuencia a un valor predeterminado, en una dirección que torna al error de tiempo igual a cero. De esta forma, la frecuencia del SEP retornara a la programada.

Siguiendo el ejemplo de [16]. En Argentina, cuando la diferencia entre la hora sincrónica y la hora patrón alcance o supere el valor de 10 segundos, el centro de control de operación del SAIDI (Índice de duración media de interrupción del sistema por sus siglas en ingles) asignara

la RTF dando como frecuencia de referencia, y en forma temporaria, un valor distinto de la nominal. La frecuencia de referencia no podrá diferir en más de  $\pm 0.1\text{Hz}$  de la frecuencia nominal, para realizar la RTF. En las horas pico la frecuencia de referencia deberá ser igual a  $50.00\text{ Hz}$  en condiciones normales.

La diferencia entre la hora sincrónica y la hora patrón no podrá exceder los 30 segundos en operación normal. La hora patrón coincidirá en todo momento con la hora oficial de la república argentina.

En [20] se define la RTF como cualquier cambio manual o automático en el punto de trabajo de los generadores o cargas participantes, en orden de:

- Garantizar el servicio adecuado de la RSF en el tiempo correcto.
- Distribuir la potencia de la RSF de varios generadores de la mejor manera posible, en términos técnicos y económicos.

Los cambios pueden ser alcanzados por:

- Conexión o desconexión de potencia.
- Redistribución de las potencias en unidades participantes de las RSF.
- Control de la carga (ejemplos: telecontrol centralizado o esquemas de alivio de carga)

Típicamente, la operación del control terciario tiene el mismo impacto sobre la operación de sistema RSF sin embargo se encuentran temporalmente desacoplados.

La RTF opera en un tiempo promedio de 15 minutos.

La siguiente figura esquematiza la interacción de cada uno de las regulaciones recientemente desarrollados, respondiendo a una perturbación que genera un déficit de potencia activa:

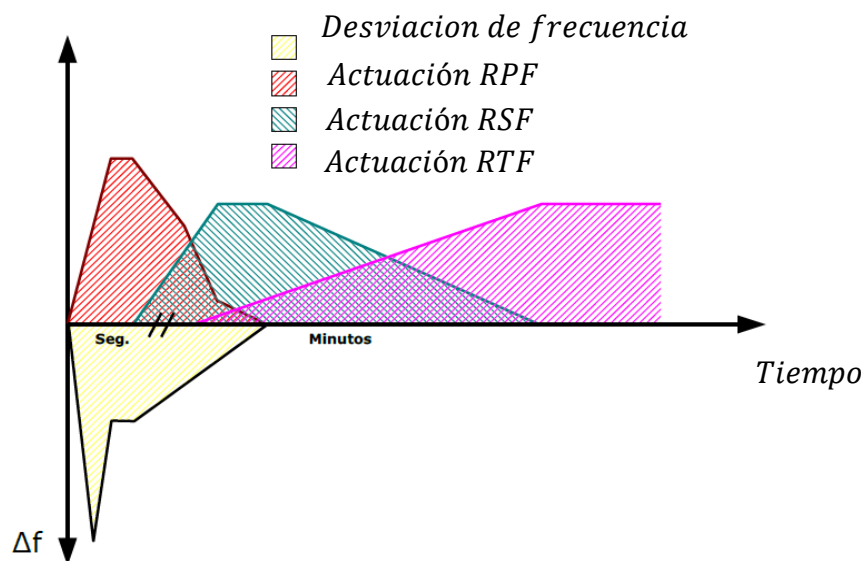


Fig. 2.25. Esquema temporal de las tres regulaciones. [20]

En forma de esquema general, las 3 regulaciones se muestran en la siguiente figura:

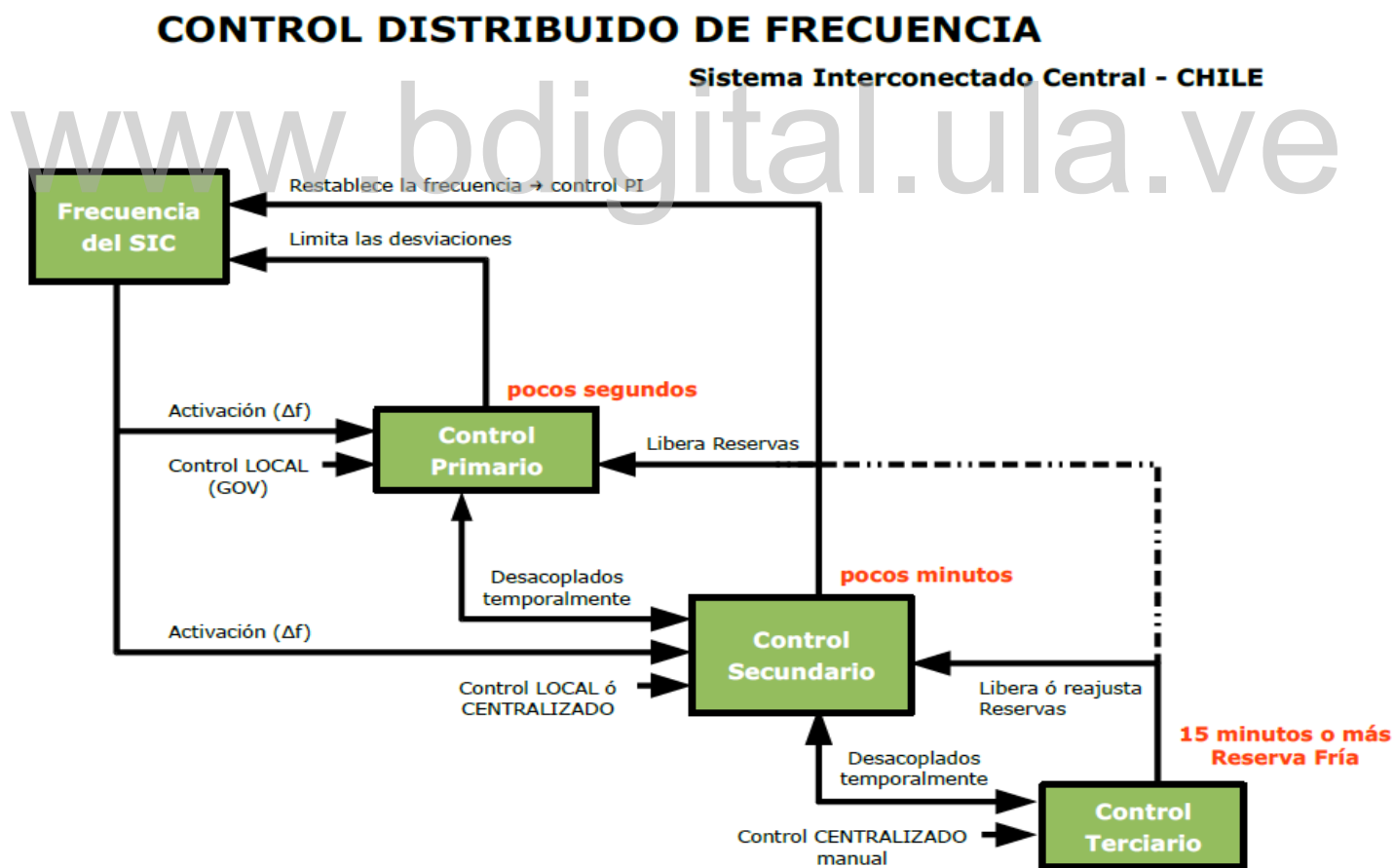


Fig. 2.26. Esquema general de las 3 regulaciones. [20]

Para efectos ilustrativos se plantea un ejemplo donde se considera un sistema aislado compuesto de 3 unidades generadoras cuyas características son las siguientes:

**Tabla 1. Datos de placa de los generadores**

	POTENCIA NOMINAL (MW)	ESTADISTMO (%)
GENERADOR 1	100	5
GENERADOR 2	250	4
GENERADOR 3	300	4.5

El coeficiente de amortiguamiento del sistema vale  $D = AM = 3.75 \left[ \frac{MW}{Hz} \right]$

Suponer que el sistema está operando inicialmente a 50 Hz cuando se alimenta la carga de 30 MW y los generadores entregan la potencia mostrada en la tabla anterior. Solo se dispone de la regulación primaria de todas las unidades.

Calcular:

- La energía reguladora  $K$  de los generadores
- El nuevo valor de la frecuencia del sistema cuando la carga aumenta 30 MW
- Qué parte de este aumento de carga toma cada unidad generadora

Solución:

- De la ecuación 2.20 se tiene para cada generador:

$$K_1 = \frac{100}{0.05 * 50} = 40 \left[ \frac{MW}{Hz} \right]$$

$$K_2 = \frac{250}{0.04 * 50} = 125 \left[ \frac{MW}{Hz} \right]$$

$$K_3 = \frac{200}{0.045 * 50} = 88.89 \left[ \frac{MW}{Hz} \right]$$

- b) Considerando la regulación primaria de las unidades y el amortiguamiento del sistema a través de la regulación equivalente cuya expresión está dada por la ecuación **2.21**, se puede despejar el cambio de frecuencia de la ecuación **2.19** quedando:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{\sum_{i=1}^3 K_i + AM_s} = \frac{30}{40 + 125 + 88.89 + 3.75} = -0.116 \text{ [Hz]}$$

Y la nueva frecuencia a la que el sistema se equilibra es:

$$f = f_n + \Delta f = 50 + (-0.116) = 49.88 \text{ [Hz]}$$

- c) El aumento de la carga de la ecuación **2.19** se reparte entre las unidades generadoras de la siguiente forma:

$$\Delta P_1 = -\Delta f * K_1 = -(-0.116) * 40 = 4.64 \text{ [MW]}$$

$$\Delta P_2 = -\Delta f * K_2 = -(-0.116) * 125 = 14.5 \text{ [MW]}$$

$$\Delta P_3 = -\Delta f * K_3 = -(-0.116) * 88.89 = 10.31 \text{ [MW]}$$

Cabe resaltar que la suma de las variaciones de generación resulta en:

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 = 29.45 \text{ [MW]}$$

Debido a la disminución de la carga al disminuir la frecuencia (expresado a través del coeficiente de amortiguamiento  $AM$ ), el aumento real de la carga con el sistema operando a 49.88 [Hz] resulta en 29.45 [MW] en lugar de los 30 [MW] iniciales.

Si no se considera el amortiguamiento del sistema ( $AM = 0$ ), el  $\Delta P$  calculado debe ser igual a la variación de la carga ocurrida.

## CAPITULO 3

### MICRORRED PEULLA

El siguiente capítulo representa el cuerpo del trabajo y está conformado por el análisis y diseño de la microrred ubicada en la localidad de Peulla, así como el estudio bajo diferentes condiciones de funcionamiento, además, se establecen los resultados obtenidos de la investigación y se discuten dichos resultados donde saldrán los elementos para plantear las conclusiones.

#### 3.1 MICRORRED PEULLA

El modelo de la microrred implementado se muestra en la siguiente imagen

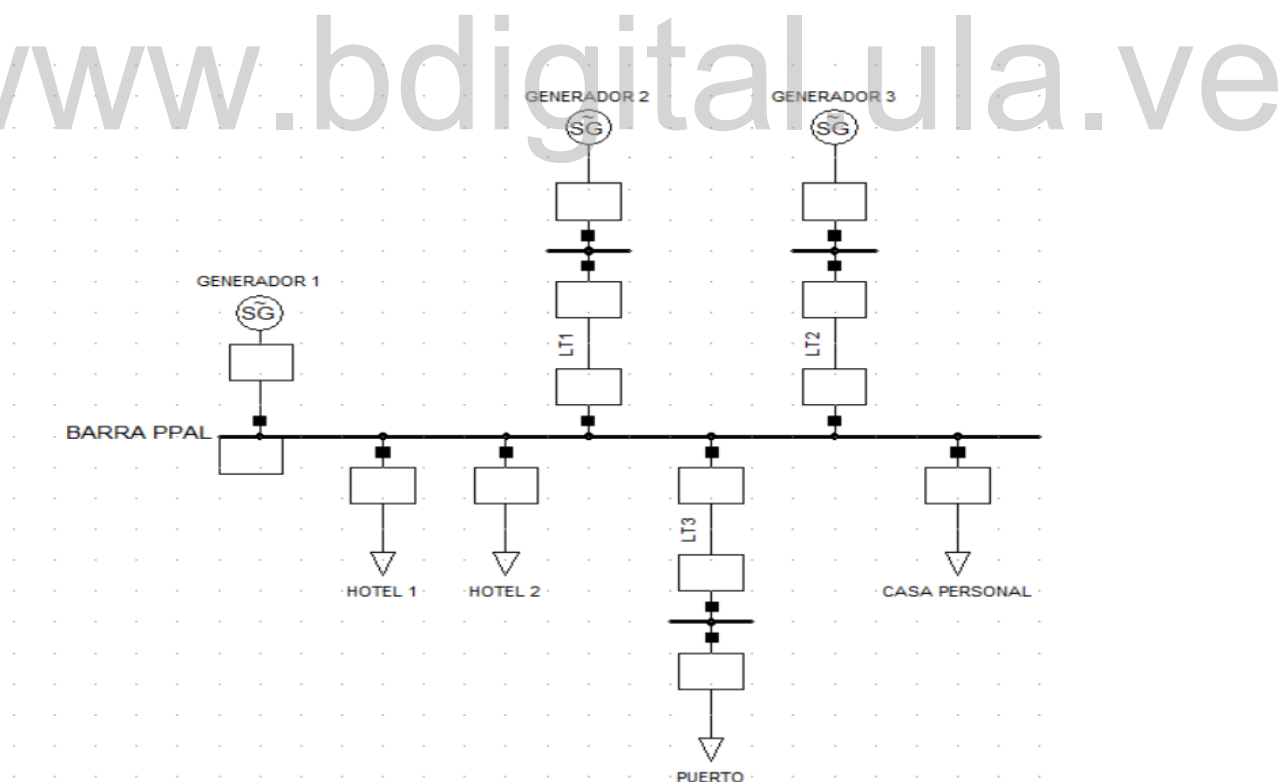


Fig. 3.1. Diagrama Unifilar Microrred Peulla

Donde se observa que el conjunto está conformado por 3 unidades generadoras acopladas mediante una barra principal a un conjunto de 4 cargas. Los datos tanto de los generadores como de las cargas se reflejan en las siguientes tablas:

**Tabla 2. Características de los generadores**

	POTENCIA NOMINAL (KVA)	ESTATISMO (%)
<b>GENERADOR 1</b>	500	5
<b>GENERADOR 2</b>	35	4
<b>GENERADOR 3</b>	15	4.5

**Tabla 3. Características de las cargas**

	POTENCIA NOMINAL (KVA)
<b>HOTEL 1</b>	100
<b>HOTEL2</b>	50
<b>PUERTO</b>	15
<b>CASA PERSONAL</b>	7.5

Debido a la topología del sistema de potencia mostrado en la figura 3.1 se considera trabajar todo el grupo bajo el concepto de área de control por lo cual durante el desarrollo del proyecto se hace énfasis en unidades equivalentes para facilitar el análisis de la microrred.

En [21] se presenta un modelo de control automático de la generación más detallado el cual describe tanto el lazo de control de voltaje (AVR) como el lazo de control de la generación (AGC) con sus diferentes bloques que los conforman

En la figura 3.2 se muestra el esquema de lo explicado anteriormente

Como se explicó en el capítulo anterior, si en algún momento la energía eléctrica generada en un sistema no coincide con la demandada más las pérdidas, se produce un desequilibrio en el balance de potencia. Este déficit o exceso de potencia sólo se puede obtener mediante la energía cinética almacenada en los generadores. Como la energía cinética depende de la velocidad del generador, cualquier desequilibrio en el balance de potencia activa se traducirá en una variación

de la velocidad del generador, y por lo tanto en una desviación de la frecuencia eléctrica del sistema.

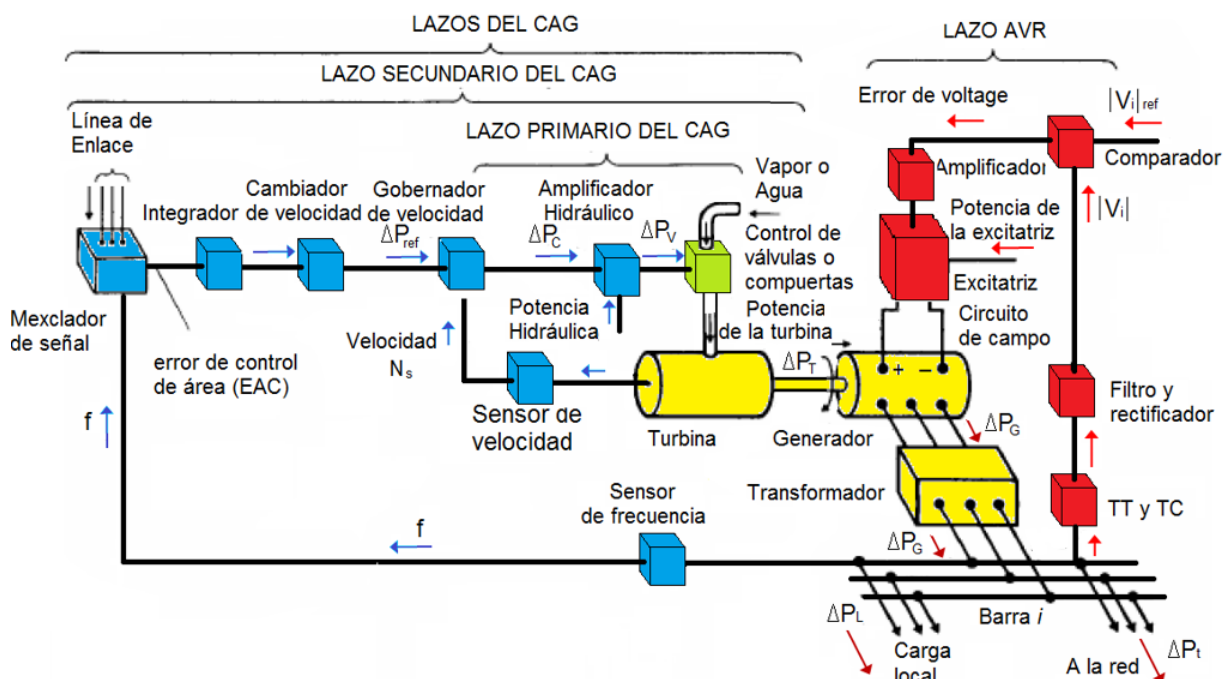


Fig. 3.2. Diagrama de bloques del AGC. [21]

El objetivo del control automático de la generación (AGC), además de mantener el valor de la frecuencia en su valor nominal de 50 Hz, debe de cumplir dos requisitos adicionales:

Se deben mantener los valores acordados o contratados de intercambios de potencia con otras partes del sistema a través de las líneas de interconexión entre áreas.

Las potencias activas generadas deben ser los valores resultantes según el despacho económico.

El AGC está formado por tres lazos de control: los dos primeros están, junto al AVR en el propio generador, mientras que el tercero corresponde al centro de control del área de control (que puede ser un conjunto de centrales o, generalmente, una compañía eléctrica). La figura 3.2 muestra un esquema del AVR y de los dos primeros lazos del AGC de un generador síncrono.

El primer lazo de control (Control Primario) del AGC responde a la señal de frecuencia (velocidad del generador) y actúa sobre el sistema de admisión, de vapor o de agua, de la turbina (gobernador de la turbina) para mantener el equilibrio entre la potencia activa generada y la

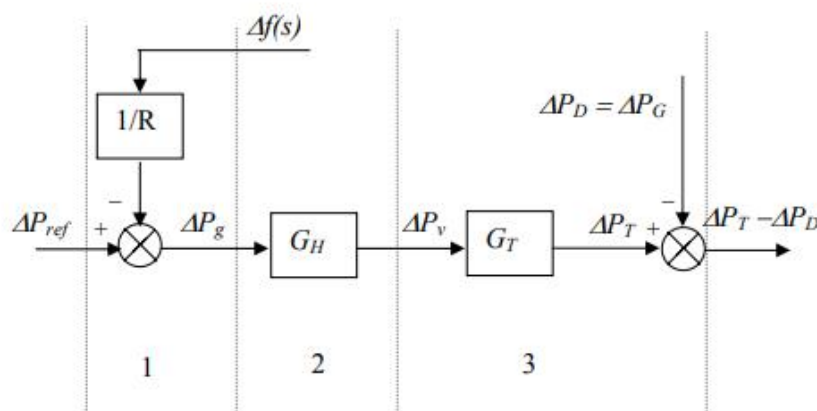
demandada del generador. La velocidad de respuesta de este primer lazo de control de la frecuencia es del orden de unos segundos.

El segundo lazo de control (Control Secundario) actúa sobre el cambiador de velocidad del generador para mantener la frecuencia en el valor nominal, haciendo por tanto cero el error de frecuencia  $\Delta f$  (por este motivo a este lazo se le denomina en ocasiones “reset”).

Esta actuación se realiza mediante una variable denominada error de control de área, EAC (del inglés “área control error”) que combina esas dos magnitudes y que se registra en el centro de control del área desde donde se envía esta información a sus generadores. La velocidad de respuesta de este segundo lazo es del orden de unos minutos.

El tercer lazo de control es el más lento de los tres (horizonte de control  $> 10$  minutos) y es el que impone a los generadores el funcionamiento económico. Así, desde el centro de control del área se envía a cada generador la consigna de potencia que debe generar obtenida como resultado, por ejemplo, del despacho económico.

### 3.2 ANALISIS DEL CONTROL PRIMARIO OPERANDO EN LAZO ABIERTO



1. Regulador de velocidad centrífugo.
2. Amplificador hidráulico.
3. Sistema turbina-generador.

Fig. 3.3. Primer lazo de control abierto de un generador síncrono. [21]

En [21] y [22] se obtienen las funciones de transferencia básicas para el estudio del diagrama de bloques anterior:

- Regulador de velocidad

$$\Delta P_g(S) = \Delta P_{ref}(S) - \frac{\Delta f(S)}{R} \quad (3.1)$$

- Amplificador Hidráulico:

$$G_H(S) = \frac{\Delta P_v(S)}{\Delta P_g(S)} = \frac{1}{1 + ST_H} \quad (3.2)$$

El valor de la constante de tiempo  $T_H$  oscila típicamente alrededor de 0.1s

- Sistema Turbina Hidráulica-Generador:

$$G_T(S) = \frac{\Delta P_T(S)}{\Delta P_v(S)} = \frac{1 - T_T S}{1 + S \frac{T_T}{2}} \quad (3.3)$$

La constante de tiempo  $T_T$  es más lenta en comparación con  $T_H$

Por último, la potencia entregada por el alternador se debe adaptar de forma continua e instantánea a la potencia demanda por los consumidores, respondiendo ante cualquier variación de la carga:

$$\Delta P_G = \Delta P_D \quad (3.4)$$

### 3.2.1 Respuesta en régimen permanente del primer lazo de control

Para un generador conectado a una red pequeña cuya potencia de corto circuito no puede considerarse infinita, esto significa que ante variaciones de la potencia demandada de forma

escalón la frecuencia variara. Se considera que la variación de la potencia de referencia de la turbina se mantiene constante  $\Delta P_{ref} = 0$

Por lo tanto, de la ecuación 3.1 se obtiene

$$\Delta P_g(S) = -\frac{\Delta f(S)}{R} \quad (3.5)$$

Cuando  $K$  unidades generadoras están operando en paralelo en un sistema, sus características velocidad-pendiente decreciente determinan como deben repartirse los cambios de carga entre ellas en el estado permanente. Se considera que las  $K$  unidades están operando sincrónicamente a una frecuencia dada, cuando la carga cambia en  $\Delta P$  megavatios. Debido a que las unidades están interconectadas entre sí, se requiere que operen a velocidades que corresponden a una frecuencia común.

En concordancia, en el equilibrio de estado estable, después de la acción inicial del gobernador, todas las unidades cambiarán su frecuencia por la misma cantidad incremental  $\Delta f$  en Hz.

Los cambios correspondientes en las salidas de las unidades están dados por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Unidad } i: \quad \Delta P_{Gi} = -\frac{\Delta f}{R_i} * \frac{S_{ni}}{f_n} \quad [MW] \quad (3.6)$$

Sumando las contribuciones de todos los generadores se obtiene el cambio total en la salida:

$$\Delta P_T = -\left(\sum_1^i \frac{S_{ni}}{R_i}\right) * \frac{\Delta f}{f_n} \quad [MW] \quad (3.7)$$

Siendo el cambio de frecuencia del sistema:

$$\frac{\Delta f}{f_n} = \frac{\Delta P_T}{\sum_1^i \frac{S_{ni}}{R_i}} \quad (3.8)$$

Teniendo en cuenta que cada uno de los coeficientes de regulación  $R_i$  se expresan en [Hz/MW] se puede calcular la respuesta de frecuencia del área utilizando la siguiente expresión:

$$\frac{1}{R_{equiv}} = \sum_1^i \left( \frac{1}{R_i} \right) \quad (3.9)$$

En la práctica  $R_{equiv}$  es un poco mayor que el valor dado por la ecuación 3.9 debido a las pérdidas del sistema y a la dependencia de la carga con la frecuencia. Normalmente se estima darle un valor de  $1.1 * R_{equiv}$

Luego el cambio total en la salida de la potencia mecánica de las turbinas ( $\Delta P_{Tt}$ ) será igual al cambio total en los ajustes de potencia dentro del área ( $\Delta P_{reft}$ ) menos el producto entre la respuesta de frecuencia del área ( $R_{equiv}$ ) y el cambio de frecuencia del área ( $\Delta f$ ), esto es:

$$\Delta P_{Tt} = \Delta P_{reft} - R_{equiv} * \Delta f \quad (3.10)$$

Cuando varios generadores de la misma red trabajan en paralelo si se quiere conseguir que contribuyan en un incremento de la demanda de forma proporcional a su tamaño o potencia nominal, todos ellos deben tener la misma constante de regulación expresada en valores por unidad

Se conoce como área de control aquella área formada por un conjunto de generadores unidos por líneas de baja impedancia de forma que se puede asumir que una variación de la potencia demandada se traduce en una variación común de frecuencia para todos ellos. Por lo tanto, la microrred en estudio se plantea como un área de control única debido a su topología. Además, si todos tienen la misma constante  $R$ , el incremento de potencia se atenderá de forma proporcional a la potencia nominal de cada unidad, lo cual es básico garantizar un correcto funcionamiento del sistema.

Cuando se utiliza el concepto de área de control se puede considerar un generador equivalente cuya potencia sea la suma de la potencia de todos los generadores del área y con una constante de regulación  $R_{equiv}$ .

En el caso de la Microrred de Peulla se tiene de la ecuación 3.9 y los datos de la tabla 2 la respuesta de frecuencia del área:

$$R_{equiv}' = \left( \frac{1}{5} + \frac{1}{4} + \frac{1}{4,5} \right)^{-1} = 1.488\%$$

$$R_{equiv} = 0.672 * 1.1 = 1.636\%$$

### 3.3 ANALISIS DEL PRIMER LAZO DE CONTROL OPERANDO EN BUCLE CERRADO

En [23] se desarrolla el análisis para obtener la función de transferencia del sistema de potencia ( $G_p(S)$ ) la cual liga la variación de frecuencia con el desequilibrio de potencia y se utiliza para cerrar el primer bucle de control.

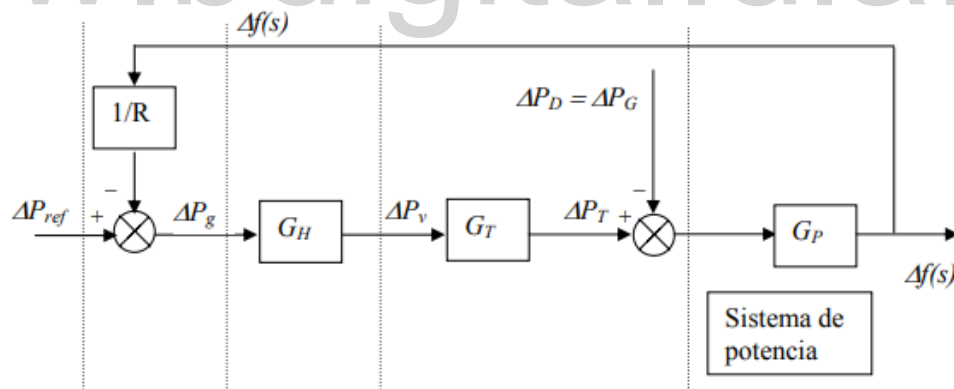


Fig. 3.4 Representación del primer bucle de control. [23]

- Función de transferencia del sistema de potencia:

$$G_p(S) = \frac{K_p}{1 + ST_p} \quad (3.11)$$

Con  $K_P = \frac{1}{D}$  [Hz por unidad de potencia activa]

Con  $T_P = \frac{2 \cdot H}{f_0 \cdot D}$  [Segundos]

Considerando que en condiciones normales de funcionamiento la potencia aparente demandada viene dada por la suma de todas las potencias aparentes de las cargas conectadas a la barra, esto es:

$$P_D' = 100KVA + 50KVA + 15KVA + 7.5KVA = 172.5KVA$$

Utilizando un factor de potencia de  $\cos\phi = 0.8$  se obtiene la potencia activa demandada total:

$$P_D = 172.5KVA * 0.8 = 138KW = 0.138MW$$

La capacidad total de generación del área de control (Potencia rodante  $P_r$ ) viene dada por la contribución de cada uno de los generadores sobre la barra:

$$P_r' = 500KVA + 35KVA + 15KVA = 550KVA$$

$$P_r = 550KVA * 0.8 = 440KW = 0.44MW$$

De [22], la variación de la carga con la frecuencia  $D = 1$  implica que ante variaciones del 1% de la frecuencia, la carga cambia su valor 1%

Luego

$$D = \frac{1\%}{1\%} * \frac{P_D}{f_n * S_{base}} = \frac{0.138}{50 * 0.5} \left[ \frac{MW}{MVA * Hz} \right] = 0.00552 \text{ pu de potencia}$$

Se calcula la función de transferencia del sistema de potencia como sigue:

$$K_P = \frac{1}{0.00552} = 181.159 \text{ [Hz pu de potencia]}$$

La constante de inercia del sistema viene dada por  $H = 3.5$  [segundos]

$$T_p = \frac{2 * 3.5}{f_n * D} = \frac{7}{50 * 0.00552} = 25.36 \text{ [segundos]}$$

Quedando entonces

$$G_p(S) = \frac{181.159}{1 + S * 25.36} \quad (3.12)$$

### 3.3.1 Respuesta en régimen permanente del primer lazo de control en bucle cerrado

El principal objetivo es comprobar si con el bucle de regulación primario definido se consigue mantener constante la frecuencia cuando se producen variaciones en la carga demandada.

De [23] Si se considera por el momento un  $\Delta P_{ref} = 0$ , ya que dicha entrada dependerá del segundo bucle de control, se supone una variación en la potencia demandada de forma escalón de magnitud  $\Delta P_D = M$ ; y se pasa al dominio de la transformada de Laplace se tiene la siguiente expresión:

$$\Delta f(S) = -\frac{G_p}{1 + \frac{1}{R} * G_H G_T G_p} * \frac{M}{S} \quad (3.13)$$

Aplicando el teorema del valor final se obtiene la variación de frecuencia en régimen permanente, considerando que para el régimen estabilizado la ganancia de la función de transferencia del amplificador hidráulico y de la turbina son la unidad.

$$\Delta f_{ss} = \lim_{t \rightarrow \infty} \Delta f = \lim_{S \rightarrow 0} S * \frac{M}{S} * \left( \frac{-K_p}{1 + \frac{K_p}{R}} \right) = -\frac{M}{D + \frac{1}{R}} = -\frac{M}{\beta} \quad (3.14)$$

En esta ecuación  $R$  esta en  $Hz$

Con los valores obtenidos hasta ahora se puede decir de la ecuación 3.14 que la variación de frecuencia en régimen permanente con un aumento de la potencia demandada de  $\Delta P_D = 50KVA$  es decir 0.1 pu.

$$\Delta f_{ss} = -\frac{0.1}{0.00552 + \frac{1}{0.01636 * 50}} = -0.0814 [Hz] \quad (3.15)$$

Donde se observa que la desviación de la frecuencia en régimen permanente es menos de un décimo de Hz

Ahora si se considera un caso hipotético donde no existiera control de velocidad o que se abra el lazo de control implicaría un valor infinito para la regulación del generador, esto es  $R = \infty$

$$\Delta f_{ss} = -\frac{0.1}{0.00552 + \frac{1}{\infty}} = -18.12 [Hz] \quad (3.16)$$

Donde se observa un error gigante de -36.24% en caso de no existir el bucle de regulación de velocidad.

### 3.3.2 Respuesta en régimen dinámico del primer lazo de control en bucle cerrado

Este análisis se puede simplificar considerando que el funcionamiento del amplificador hidráulico y de la propia turbina es prácticamente instantáneo en comparación con el funcionamiento del resto del sistema de potencia. En concreto el tiempo de respuesta del sistema de potencia es del orden de las decenas de segundos (25.36s) mientras que los tiempos de respuesta del amplificador y de la turbina son del orden de (1s) por esto las expresiones se simplifican si se asume que  $T_H = T_T = 0$

En [23] se muestra en detalle el desarrollo de la función de transferencia obteniendo:

$$\Delta f(S) = -M * \frac{R * K_P}{R + K_P} * \left( \frac{1}{S} - \frac{1}{S + \frac{R + K_P}{R * T_P}} \right) \quad (3.17)$$

Sustituyendo valores se obtiene:

$$R = 1.636\% * 50 = 0.818 \text{ [Hz pu de potencia]}$$

$$\Delta f(S) = -0.1 * \frac{0.818 * 181.159}{0.818 + 181.159} * \left( \frac{1}{S} - \frac{1}{S + \frac{0.818 + 181.159}{0.818 * 25.36}} \right)$$

$$\Delta f(S) = -0.0814 * \left( \frac{1}{S} - \frac{1}{S + 8.77} \right)$$

Aplicando la anti transformada de Laplace se obtiene

$$\Delta f(t) = -0.0814 * (1 - e^{-8.77t}) \text{ [Hz]} \quad (3.18)$$

El resultado da una simple exponencial debido a que no se consideran  $T_H$  y  $T_T$ , de lo contrario da una curva oscilante.

Como conclusión se observa que en bucle cerrado se disminuye el tiempo de respuesta del sistema.

Una reducción de  $R$  haría que el error de la frecuencia en régimen permanente fuera más pequeño.

El control primario consigue controlar la variación de la frecuencia, sin embargo, el error de frecuencia en régimen permanente es inadmisibles por lo cual es necesario recurrir a un segundo bucle de regulación que haga que este error sea cero una vez transcurrido un régimen transitorio de corta duración.

Se debe considerar que, frente a un incremento súbito de la potencia demandada de  $\Delta P_D = 50KVA$  es decir 0.1 pu, El sistema eléctrico o área de control analizado responde entregando de forma instantánea dicha potencia eléctrica. El sistema de control de la turbina no es capaz de actuar durante los primeros milisegundos transcurridos ya que la frecuencia no se ha modificado de forma apreciable; esto significa que en los primeros instantes la única fuente capaz de ceder energía para atender el aumento de la demanda proviene de la energía cinética almacenada en los generadores que perderán parte de esta energía a un ritmo inicial de 50KVA/s.

Conociendo que la ecuación 3.18 esta expresada en Hz y representa la variación de la frecuencia (Velocidad) del sistema en el periodo transitorio, si se deriva dicha expresión para  $t = 0$  se obtiene la aceleración negativa o desaceleración del sistema al momento de sufrir la variación de carga, esto es:

$$\frac{d\Delta f(t=0)}{dt} = -0.0814 * 8.77 = -0.7139 \quad [\text{Hz/s}] \quad (3.19)$$

Esta reducción de velocidad y de frecuencia implicara a su vez una apertura de la válvula de agua que alimenta la turbina, de forma que se incrementa según el mecanismo ya descrito la potencia de salida del generador.

Debido a que existen cargas dependientes de la frecuencia como los motores, al disminuir la frecuencia la carga consumida disminuye también a un ritmo de  $D = 2.76 [KVA/Hz]$ , como consecuencia el aumento real de la potencia demandada es realmente menor.

Por lo tanto, se puede decir que el aumento de la potencia demandada de 50KVA es atendido mediante tres formas diferentes:

1. Energía cinética por parte de las maquinas giratorias
2. Incremento de la potencia de generación
3. Disminución de la carga demandada dependiente de la frecuencia

En orden de ejecución para atender el aumento de la demanda se tiene que en los primeros instantes la única contribución se obtiene de la disminución de la energía cinética almacenada,

pero a medida que disminuye la velocidad de las máquinas y la frecuencia, las otras dos contribuciones entran en juego. Pasados 2 o 3 segundos la energía cinética ya no varía lo que se traduce en que la frecuencia vuelve a tomar un valor constante. En este momento la energía demandada adicional de 50KVA se obtiene únicamente mediante los dos últimos métodos de contribución. Para calcular en qué medida aporta cada uno se realiza el siguiente análisis:

Se conoce que la regulación del área de control es de  $R_{equiv} = 1.636\% = 0.01636$  [Hz pu de potencia] y la variación de frecuencia en régimen permanente es  $\Delta f_{ss} = 0.0814$  [Hz] por lo tanto el incremento de generación en régimen permanente de la ecuación 3.6 será:

$$P_G = \frac{0.0814}{0.01636} = 0.0995 \text{ [pu de potencia]} = 0.0995 * 500KVA = 49.75KVA \quad (3.20)$$

En cuanto al efecto de la variación de la frecuencia sobre la carga se tiene que:

$$D = 1 = 0.00552 \text{ [pu de potencia]}$$

Por lo tanto, la disminución de la carga consumida será:

$$\Delta P_D = 0.0814 * 0.00552 \left[ \frac{\text{Hz} * \text{pu de potencia}}{\text{Hz}} \right] = 449.328^{-6} \text{ [pu de potencia]}$$

$$\Delta P_D = 449.328^{-6} * 500KVA = 0.225 KVA \quad (3.21)$$

Aunque los dos componentes contribuyen a atender el incremento de potencia, la contribución principal se debe al incremento de la potencia del generador como consecuencia de la actuación del regulador de velocidad.

### 3.4 CONTROL SECUNDARIO

Para conseguir que la frecuencia vuelva a su valor original una vez transcurrido el transitorio es necesario diseñar un segundo lazo de control más lento que el control primario, que actúe sobre la potencia de referencia del regulador de velocidad. Siguiendo una estrategia de control

adecuada. Las especificaciones que definen el control secundario son principalmente las siguientes:

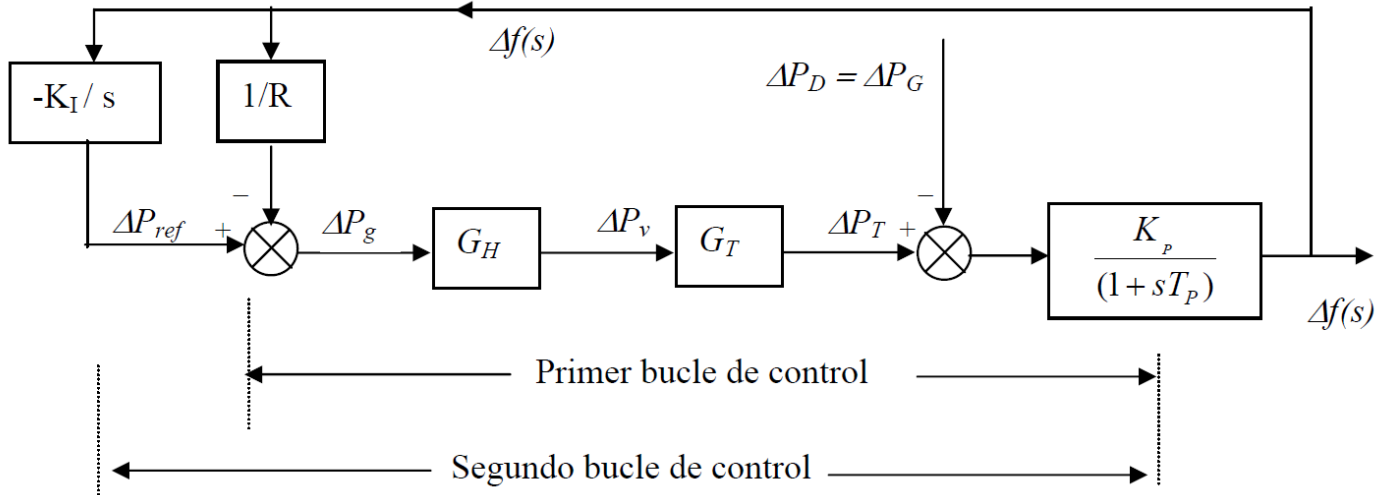
- El sistema debe ser estable y se deben evitar actuaciones bruscas de los sistemas de control. Sin embargo, si se desea mantener un error de frecuencia muy pequeño en régimen transitorio el sistema puede ser inestable.
- Como consecuencia de una variación de la carga consumida, el error de la frecuencia debe ser cero una vez transcurrido el régimen transitorio.
- Se debe minimizar no solo el error de frecuencia sino su integral. Esto significa controlar el transitorio, tanto su duración como la desviación transitoria de la frecuencia. La integral del error de frecuencia tiene dimensiones de ciclos, el valor obtenido debe ser menor de 20 ciclos, aunque si se divide dicho error por la frecuencia de referencia  $f_n = 50 \text{ Hz}$ , se obtiene un error en segundos. Asumiendo un tiempo de operación de 20 segundos para la microrred en estudio se tiene:

$$\Delta t = \frac{1}{f_n} \int_0^t \Delta f * dt = \frac{1}{50} \int_0^{20} -0.0814 * dt = -0.03256 \text{ [segundos]} \quad (3.22)$$

La forma más sencilla de conseguir las especificaciones mencionadas es variando la potencia de referencia de entrada del regulador de velocidad de forma proporcional a la integral del error en frecuencia y con signo cambiado, esto es:

$$\Delta P_{ref} = -K_I \int_0^t \Delta f * dt \quad (3.23)$$

Donde la potencia de referencia se muestra en la siguiente figura:



**Fig. 3.3. Primer y segundo lazo de control de un generador síncrono. [21]**

A diferencia que, en el control primario, la potencia de referencia no es cero y modifica el comportamiento del sistema.

El valor de la constante de amplificación de la frecuencia,  $K_I$  [*pu de potencia/Hz \* seg*] caracteriza la rapidez con la que disminuye el error de frecuencia. Esta constante es fundamental para el control ya que dependiendo de su valor el sistema será inestable o estable, y en caso de ser estable la respuesta será o no oscilatoria. En concreto el sistema será inestable para valores muy grandes de  $K_I$

La señal de entrada al integrador se denomina generalmente error de área (EAC en inglés) la cual coincide con la variación de la frecuencia debido a que se está analizando una única área de control. ( $EAC = \Delta f(t)$ )

El control integral garantiza que mientras el error de frecuencia no sea nulo, la salida del integrador seguirá aumentando, lo que provocara una variación del valor de la potencia de referencia. Solamente cuando el error de frecuencia llegue a un valor nulo se conseguirá que la potencia de referencia de entrada al regulador de velocidad permanezca constante.

A continuación, se analiza el comportamiento en régimen dinámico suponiendo que el funcionamiento del cambiador de velocidad, del amplificador hidráulico y de la turbina es

instantáneo. Estas aproximaciones permiten un análisis más sencillo sin por ello perder rigor en las conclusiones obtenidas.

Utilizando la transformada de Laplace en la ecuación 3.23 se obtiene:

$$\Delta P_{ref}(S) = -\frac{K_I}{S} * \Delta f(S) \quad (3.24)$$

Partiendo de la figura 3.3 y considerando un incremento de la potencia consumida en forma de escalón de valor  $\Delta P_D = M$  [pu de potencia]

$$\Delta P_D(S) = \frac{M}{S}$$

Se obtiene de [23] la función de transferencia del sistema:

$$\Delta f(S) = -\frac{K_P}{T_P} * \frac{M}{S^2 + s \left[ \left( 1 + \frac{K_P}{R} \right) * \frac{1}{T_P} \right] + \frac{K_I * K_P}{T_P}} \quad (3.25)$$

Para la microrred en estudio se tienen los valores obtenidos hasta el momento:

$$\Delta P_D = 0.1 \text{ [pu de potencia]}$$

$$K_P = 181.159 \text{ [Hz pu de potencia]}$$

$$T_P = 25.36 \text{ [segundos]}$$

$$R_{equiv} = 0.818 \text{ [Hz pu de potencia]}$$

Sustituyendo en la ecuación 3.25 queda:

$$\Delta f(S) = \frac{-0.7143}{S^2 + 8.772 * S + 7.143 * K_I} \quad (3.26)$$

Por teoría de control [24] se observa que la función de transferencia es de tipo cero y segundo orden donde el valor de  $K_I$  se obtiene igualando la ecuación característica con la forma estándar de un sistema de segundo orden:

$$S^2 + 8.772 * S + 7.143 * K_I = S^2 + 2 * \zeta * \omega_n * s + \omega_n^2 \quad (3.27)$$

Igualando términos se despeja el valor de  $K_I$

$$K_I = \frac{2.6919}{\zeta^2}$$

Luego para  $\zeta = 1$  se tiene  $K_{Icri} = 2.6919$  y los polos de la función de transferencia son reales e iguales.

Para  $\zeta > 1$  se tiene  $K_I < K_{Icri}$  y los polos serán reales y diferentes mientras que para  $\zeta < 1$  se tiene  $K_I > K_{Icri}$  y los polos serán complejos conjugados

Utilizando la herramienta computacional MATLAB se obtiene la respuesta en el dominio del tiempo de la función de transferencia 3.26

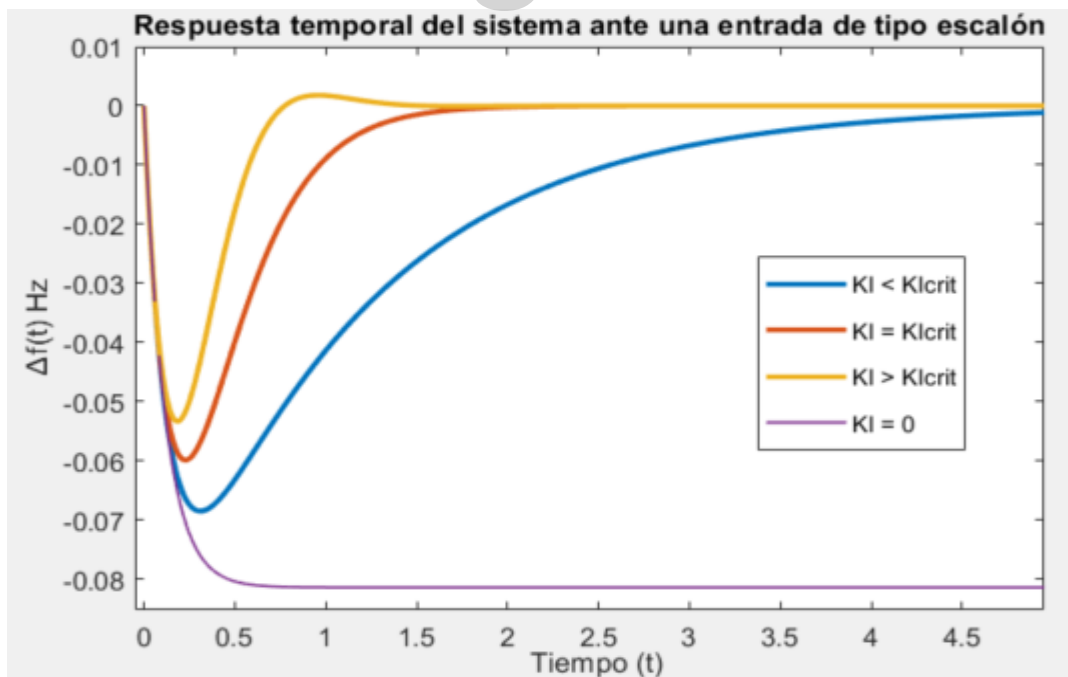


Fig. 3.4. Resposta del sistema ante una entrada del tipo escalón.

Se prefiere utilizar una ganancia subcrítica (menor que la crítica) ya que en este caso el desgaste del sistema de regulación es menor, debido a que no se producen fluctuaciones rápidas del error de frecuencia que ocasionen continuos cambios en el valor de la potencia de referencia, con el consiguiente envejecimiento y desgaste de las válvulas y del sistema de regulación.

En la figura 3.4 se observa que el valor de la frecuencia en régimen permanente coincide con el valor obtenido de forma teórica en la ecuación 3.15 para el caso que no exista regulación secundaria ( $K_I = 0 \rightarrow \Delta f = -0.0814 [Hz]$ )

### 3.5 SIMULACIÓN CON DIGSILENT POWER FACTORY 15<sup>©</sup>

Una vez comprendido el estudio de la microrred desde el punto de vista del control de la frecuencia se procede a comprobar bajo simulaciones el comportamiento de la misma ante diferentes condiciones de operación.

#### 3.5.1 Operación en régimen permanente

Se tiene el modelo de la microrred mostrado en la figura 3.1 cuya condición de operación en régimen permanente se obtiene mediante la ejecución del flujo de potencia del software PowerFactory15 (de ahora en adelante PF).

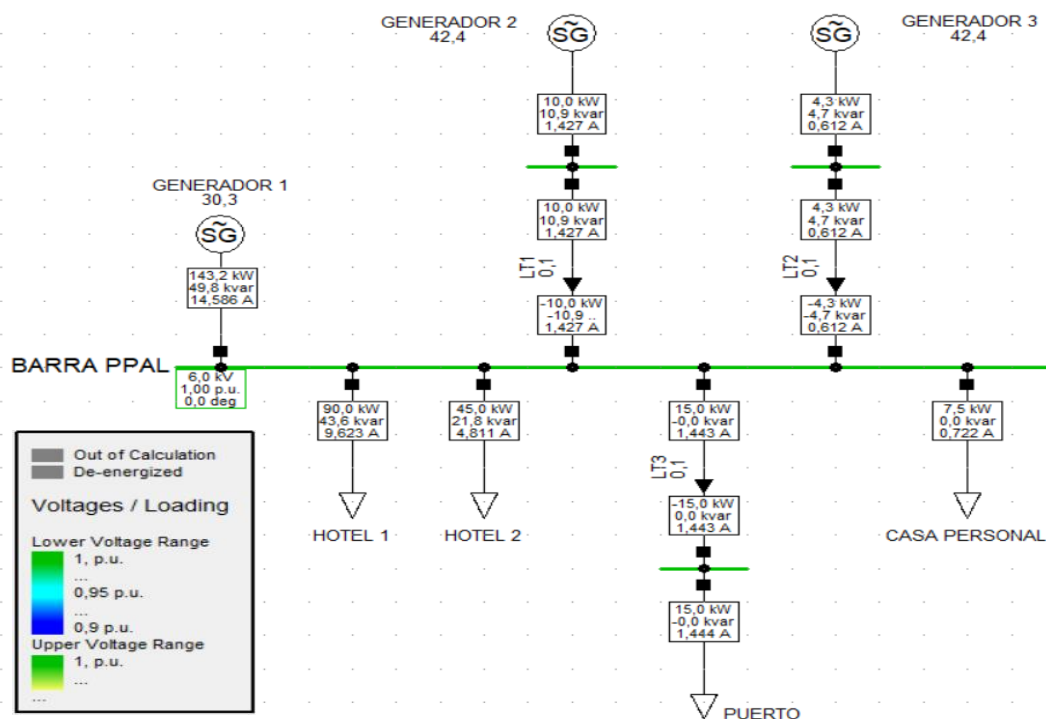


Fig. 3.5. Diagrama del flujo de potencia.

Donde se observa que los valores responden a la teoría de los capítulos anteriores donde la potencia entregada por cada generador es proporcional a su potencia nominal, es decir se tiene como potencia instalada total la contribución de los 3 generadores:

$$P_T = PG1 + PG2 + PG3 = 500KVA + 35KVA + 15KVA = 550KVA$$

Donde la proporción de cada generador viene dada por:

$$P_{1\%} = \frac{PG1}{P_T} = \frac{500}{550} = 90.91\%$$

$$P_{2\%} = \frac{PG2}{P_T} = \frac{35}{550} = 6.36\%$$

$$P_{3\%} = \frac{PG3}{P_T} = \frac{15}{550} = 2.73\%$$

Luego se tiene como potencia demandada la contribución de todas las cargas, es decir  $P_D = 157.5KW$  los cuales se reparten como sigue:

$$P_{D1} = P_D * P_{1\%} = 157.5 * 0.9091 = 143.18KW$$

$$P_{D2} = P_D * P_{2\%} = 157.5 * 0.0636 = 10.01KW$$

$$P_{D3} = P_D * P_{3\%} = 157.5 * 0.0273 = 4.299KW$$

### 3.5.2 Respuesta ante una conexión de carga

En este caso se considera la situación en la cual el Hotel 2 está por alguna razón desconectado de la red y luego de un tiempo se conecta modificando las condiciones del sistema.

Para efectos de la simulación se considera un tiempo de ejecución de 100s y un cierre de interruptores a los 10s

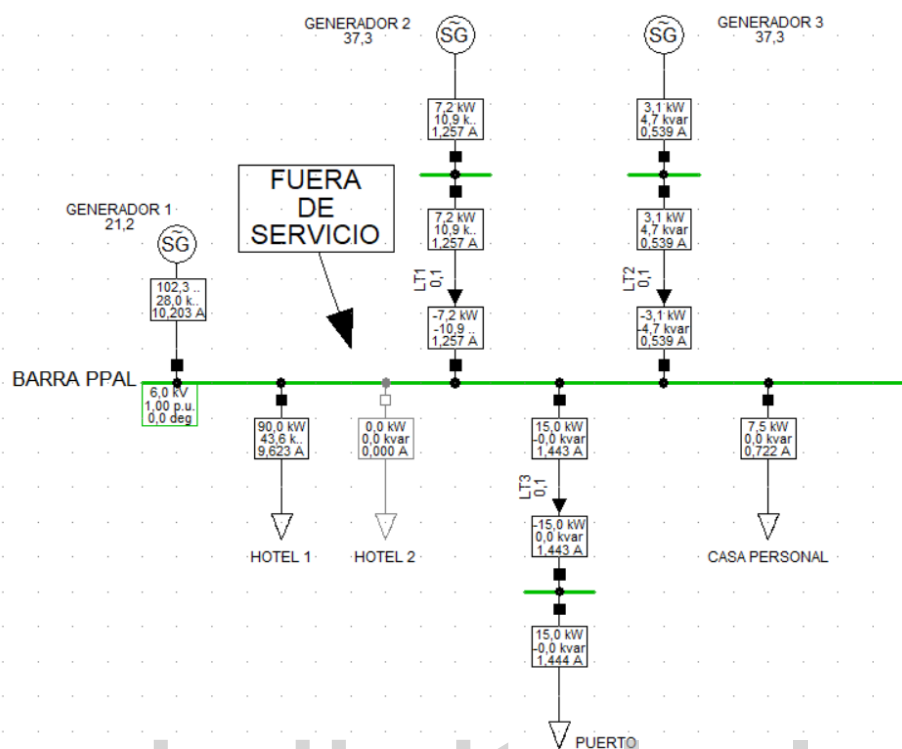


Fig. 3.6. Diagrama del flujo de potencia con el Hotel 2 desconectado

La respuesta temporal de la frecuencia ante la perturbación antes mencionada se muestra a continuación:

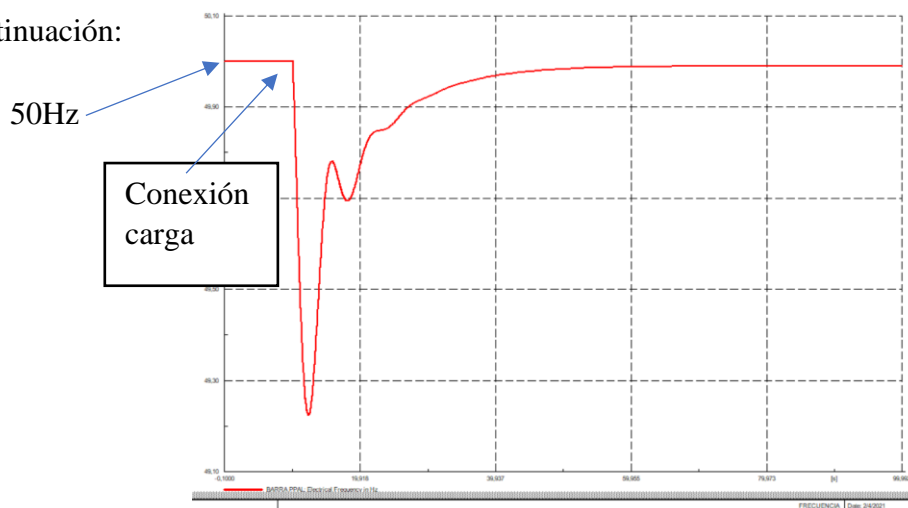


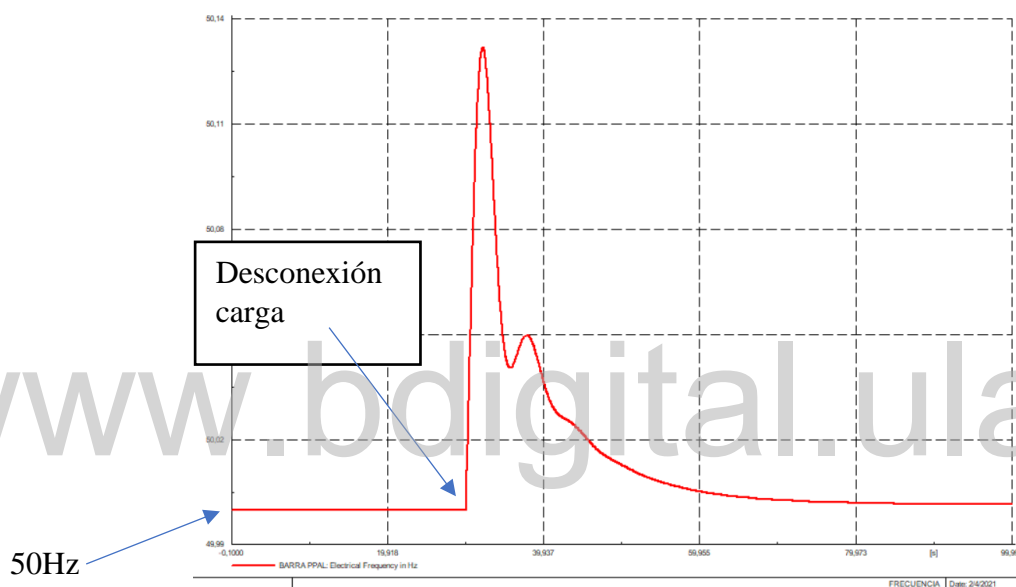
Fig. 3.7. Respuesta temporal de la frecuencia ante conexión de carga

Efectivamente se observa el efecto del control secundario de frecuencia el cual reestablece la frecuencia a su valor nominal posterior a una perturbación en el sistema, la curva se asemeja a la obtenida en la figura 3.4 cuya discrepancia se debe a que el software PF considera

controladores y reguladores mucho más precisos que el modelo ideal estudiado en los capítulos anteriores.

### 3.5.3 Respuesta ante una desconexión de carga

Análogo al caso anterior se invierte la situación en la que ahora se considera que el sistema está operando con normalidad (figura 3.5) y de pronto se desconecta por ejemplo la casa personal a los 30s de simulación alterando el sistema y obteniendo una respuesta de frecuencia como se muestra:

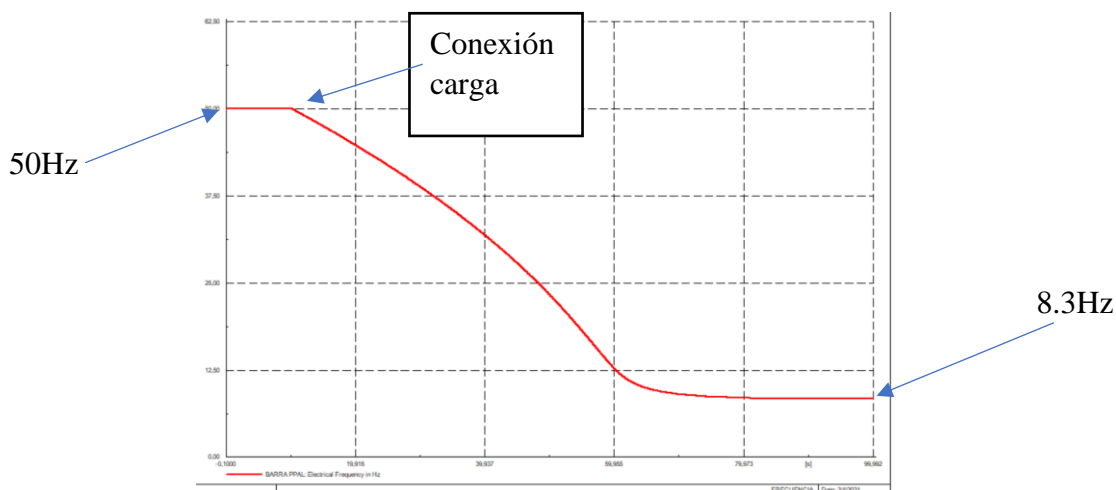


**Fig. 3.8. Respuesta temporal de la frecuencia ante desconexión de carga**

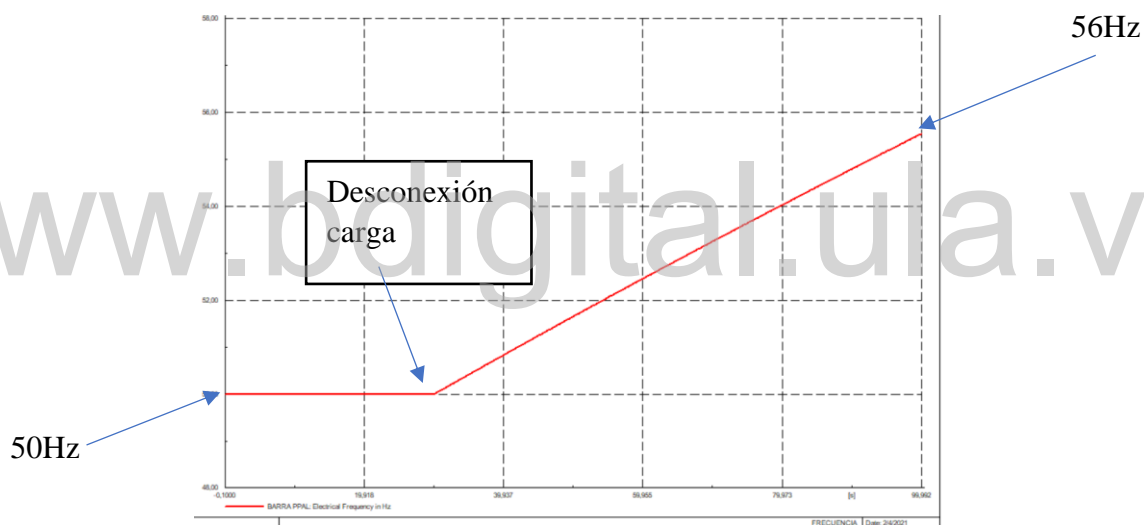
De igual manera se demuestra el correcto funcionamiento del control secundario reestableciendo la frecuencia a su valor nominal ante una perturbación.

### 3.5.4 Respuesta de frecuencia ante perturbaciones sin controladores

Gracias a la versatilidad del software PF se pueden hacer las mismas simulaciones anteriores, pero sin ningún tipo de control sobre las turbinas lo cual produce como es de esperar valores de tensión y frecuencia inestables para el funcionamiento de la red.



**Fig. 3.9. Respuesta temporal de la frecuencia ante conexión de carga sin control**

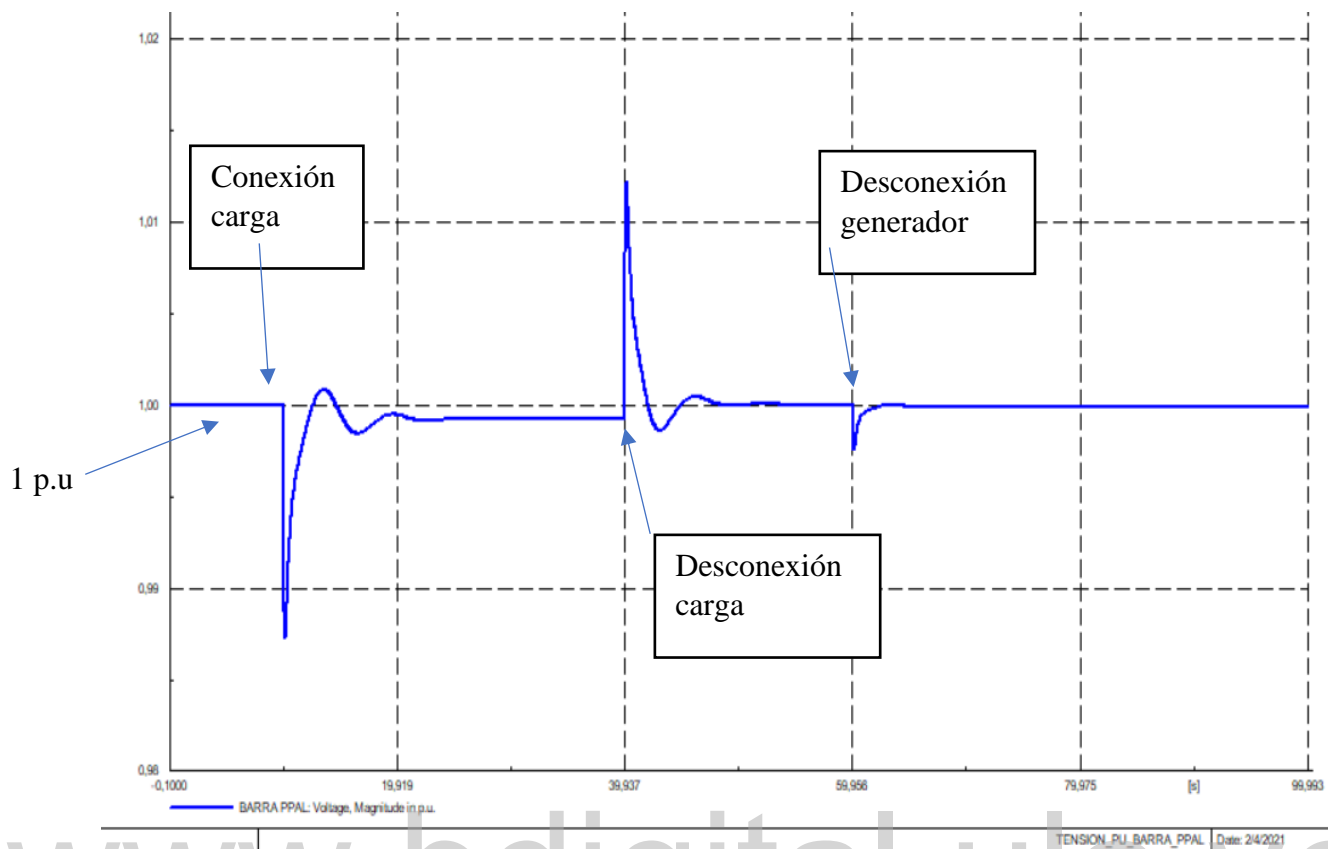


**Fig. 3.10. Respuesta temporal de la frecuencia ante desconexión de carga sin control**

### 3.5.5 Respuesta de la tensión de operación ante diferentes perturbaciones

El comportamiento de la tensión en el sistema responde ante el control del AVR del generador el cual permite controlar el nivel de voltaje luego de una perturbación en el sistema.

A continuación, se simula el caso en el cual en primer lugar se conecta una carga (Hotel 2) a los 10s de simulación, luego la misma carga se desconecta a los 40s y posteriormente a los 60s se desacopla el generador 3 del sistema.

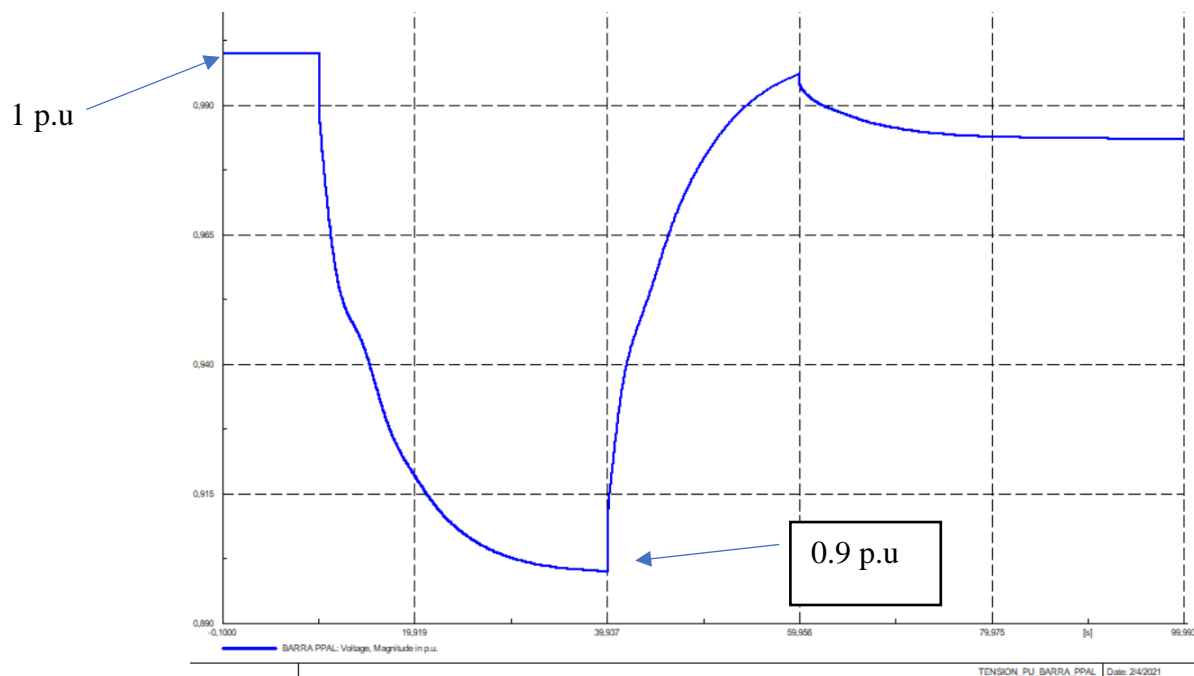


**Fig. 3.11. Respuesta temporal de la tensión ante perturbaciones del sistema**

Se observa entonces que el objetivo del AVR se cumple manteniendo la tensión de operación en 1 p.u. luego de las perturbaciones por lo que se evidencia que el uso de los controladores es fundamental para un correcto funcionamiento de cualquier sistema de potencia. Los tiempos de operación de los controladores, así como sus características dependen de la sintonización particular de cada controlador, en este caso se usaron modelos generales que incluye el software PF.

### 3.5.6 Respuesta de la tensión de operación sin controlador

La siguiente simulación muestra el comportamiento de la tensión bajo la misma condición anterior, pero sin el uso de un controlador de voltaje



**Fig. 3.12. Respuesta temporal de la tensión ante perturbaciones del sistema**

Donde se observa que la tensión cae por debajo de los niveles permitidos para el funcionamiento del sistema e intenta estabilizarse en 0.9 p.u. cuando la desconexión de la carga vuelve a elevar la tensión sin embargo este comportamiento en la realidad no es deseable por lo que se justifica el uso de los controladores AVR

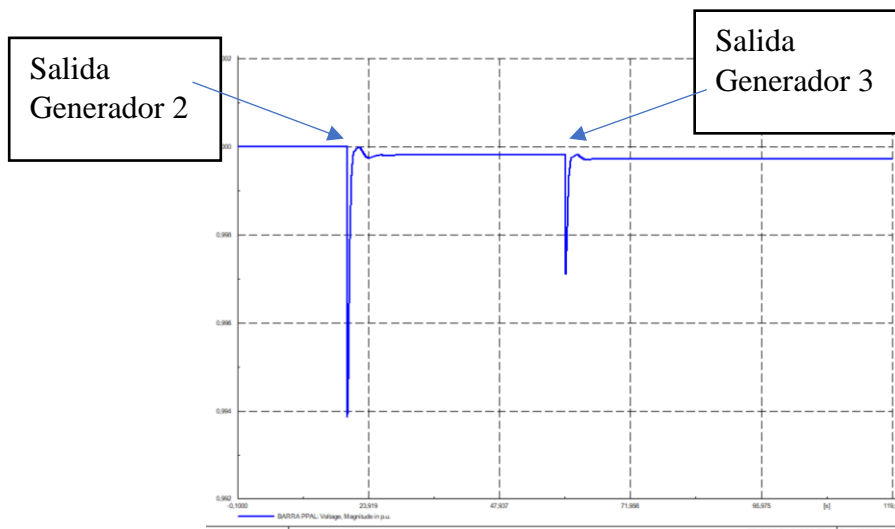
### 3.6 PLAN DE MANTENIMIENTO Y OPERABILIDAD DEL SISTEMA

Cuando se tiene un sistema conformado por conjuntos Turbina – Generador es normal que exista desgaste propio por funcionamiento ya que son maquinas rotativas que ameritan mantenimiento tanto preventivo (caso ideal) como correctivo (emergencias), por esta razón se plantean distintas condiciones de funcionamiento bajo desconexión de los generadores para poder aplicar los mantenimientos antes mencionados.

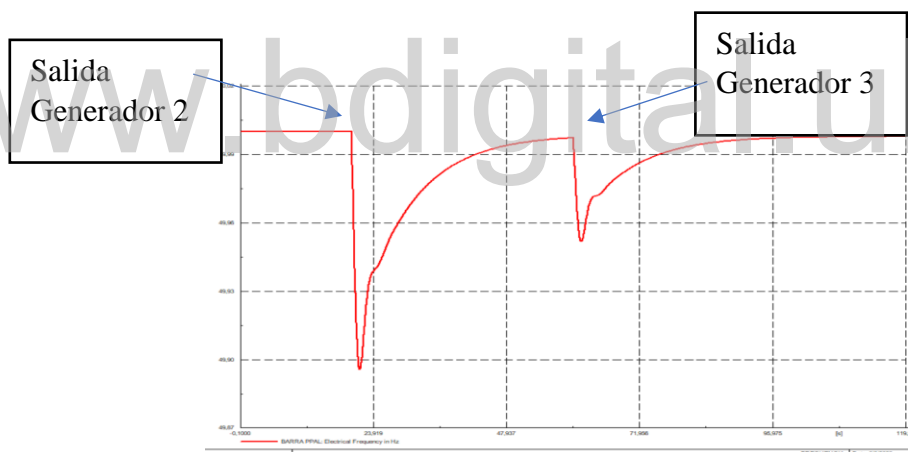
#### 3.6.1 Salida de generadores 2 y 3

En primer lugar, se planteo la situación en la cual se desconectan los generadores 2 y 3 en tiempos distintos para verificar que todo el sistema se mantiene estable siendo alimentado únicamente con el generador 1 obteniendo la siguiente respuesta tanto del voltaje como de la frecuencia respectivamente.

La simulación muestra la desconexión del generador 2 en el segundo 20 mientras que el generador 3 se desconecta en el segundo 60



**Fig. 3.13. Respuesta temporal de la tensión ante salida de generadores 2 y 3**



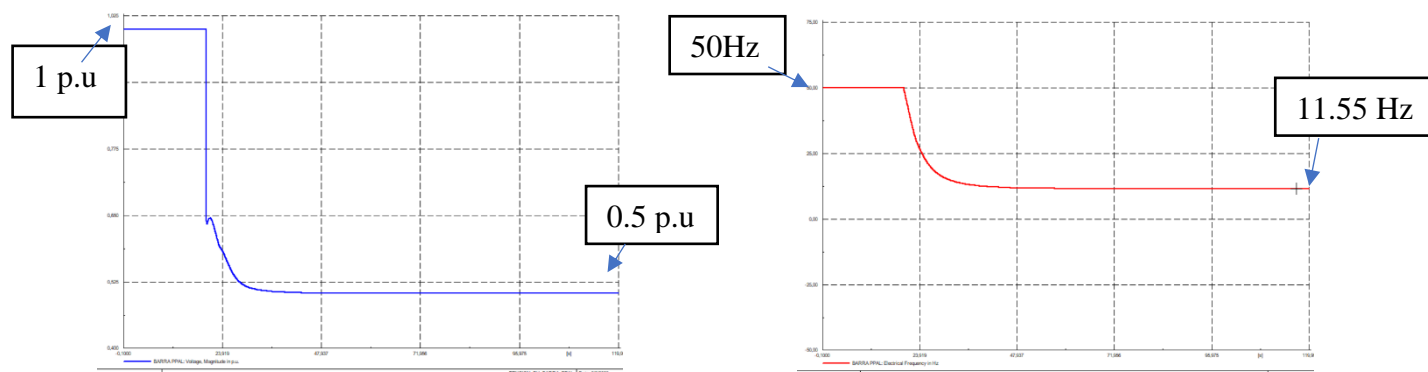
**Fig. 3.13. Respuesta temporal de la frecuencia ante salida de generadores 2 y 3**

Donde se observa que los controladores del generador 1 responden ante la salida de los otros dos generadores para mantener el sistema en condiciones de operación estables pudiendo realizarse maniobras de mantenimiento y paradas programadas sin problema.

### 3.6.2 Salida del generador 1

En el caso del generador 1 se deben considerar otros factores ya que la demanda total del sistema es mayor a la capacidad de generación de los generadores 2 y 3, por tanto, al ejecutar la

simulación donde se desconecta el generador 1, el sistema queda inoperable como se muestra a continuación.



**Fig. 3.14. a) Respuesta temporal de la tensión ante salida del generador 1 b) Respuesta temporal de la frecuencia ante salida del generador 1**

Por lo tanto, se proponen dos alternativas ante esta situación, la primera es considerar que el generador 1 se desconecta durante la temporada baja de turismo, donde se puede asumir que los hoteles solo consumen cargas de bajo consumo como luminaria y artefactos esenciales para quienes habitan en él, por ende, el consumo se disminuye casi en su totalidad pudiendo entonces ser asumidos por los generadores 2 y 3.

En la segunda alternativa se plantea la idea de un grupo electrógeno acoplado mediante un sistema de transferencia automática con capacidad suficiente para asumir la carga total del consumo, sin embargo, es una solución más costosa que implica mayores consecuencias ya que dicho grupo electrógeno también necesita mantenimiento y combustible para funcionar.

## CONCLUSIONES

El objetivo de este trabajo fue presentar una muestra general sobre el comportamiento de las microrredes de potencia actualmente muy implementadas en Chile debido a su impacto tecno-económico tanto a nivel de desarrollo interno del país como a nivel mundial.

Se observó que la tendencia del gobierno chileno hacia estas tecnologías impulsa el desarrollo de las mismas ya que aportan incentivos que ayudan tanto a la academia como a la industria a invertir en su investigación

Dicho trabajo de investigación permitió ver mediante cifras de informes oficiales (figura 1.5) el nivel de penetración de las nuevas tecnologías de generación eléctrica, las cuales en su mayoría están basadas en recursos renovables y se pueden aprovechar tanto de manera concentrada (con generación de gran escala que se incorpora a la red tradicional igual que cualquier otro tipo de generación), o bien, de manera distribuida mediante microrredes que pueden incorporarse al SEP tradicional o mantenerse aisladas.

Aunado a esto, se observó que la implementación de la microrred en la localidad de Peulla responde básicamente a 3 razones las cuales son:

- Ubicación geográfica
- Beneficio económico a largo plazo, esto es, reducir costos de generación de energía eléctrica
- Tendencia del gobierno chileno a implementar sistemas de energía renovable debido a sus beneficios tecno-económicos y ambientales.

Además, se desarrolló todo un análisis del sistema de control por frecuencia de las maquinas sincrónicas el cual es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema ya que como se

observo en las simulaciones del capítulo 3, sin reguladores el sistema se vuelve inestable ante perturbaciones programadas o aleatorias.

Siguiendo este orden de ideas, se propuso una metodología de desconexión de los generadores para sus respectivos mantenimientos los cuales no se deben pasar por alto para evitar conflictos mayores dentro de la red.

Por último se debe recordar que el análisis teórico desarrollado en esta tesis fue bajo ciertas condiciones idealizadas para simplificar cálculos y análisis matemático, por lo que los resultados de la teoría se diferencian con los de las simulaciones por factores no ideales que considera el software PF, sin embargo se observa un comportamiento análogo al esperado del sistema, por ejemplo la respuesta en frecuencia del sistema ideal (figura 3.4) versus la respuesta en frecuencia del sistema simulado (figura 3.7)

Con lo expresado anteriormente se concluye que el desarrollo del proyecto cumplió con los objetivos planteados, así como con el aporte en el estudio de la microrred en cuestión superando las expectativas.

www.bdigital.ula.ve

## RECOMENDACIONES

- Realizar el desarrollo teórico matemático considerando un modelo de controlador en específico para obtener valores teóricos más cercanos a la realidad.
- Estudiar a profundidad el comportamiento del regulador automático de voltaje (AVR) de la misma manera en que fue analizado el controlador de velocidad (frecuencia).
- Realizar análisis económicos del funcionamiento de la microrred en Peulla vs los costos de operación de las maquinas sin interconectarse.
- Llevar un registro de operabilidad del sistema para coordinar mantenimientos y paradas programadas.
- Se invita al lector a estudiar e investigar métodos de control para microrredes de baja capacidad y así lograr mejorar su funcionabilidad al menor costo posible.
- Utilizar como punto de partida esta tesis para profundizar el estudio del control de la microrred, así como sus diferentes métodos de operación.

## REFERENCIA

- [1] K. L. Chip Dominguez, «Esquema de control para microrredes de potencia, Tesis,» Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2018.
- [2] «wikipedia,» 2020. [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Peulla>. [Último acceso: June 2020].
- [3] R. Donnelley, «WIKIPEDIA,» 5 June 2020. [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Lago\\_Todos\\_los\\_Santos](https://es.wikipedia.org/wiki/Lago_Todos_los_Santos). [Último acceso: 13 11 2020].
- [4] Ministerio de Energia, Chile, «Mapa del sector energético,» 2017. [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/mapa-del-sector-energetico>. [Último acceso: 4 June 2020].
- [5] Ministerio de Energía, Chile, «Ministerior de energía,» 2020. [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/>. [Último acceso: 13 Noviembre 2020].
- [6] J. D. Garzón-Hidalgo y A. J. Saavedra-Montes, «Una metodología de diseño de microrredes para zonas no interconectadas de colombia,» *TécnoLógicas*, 2017.
- [7] Grupo Editorial Editec SPA, «Electricidad, La Revista Energetica de Chile,» Grupo Editorial Editec SPA, 10 03 2012. [En línea]. Available: <https://www.revistaei.cl/reportajes/se-inauguro-la-primera-microrred-a-base-de-ernc-de-chile/>. [Último acceso: 03 10 2020].
- [8] P. Sanchez-Molina, «pv magazine,» *pv magazine*, 08 04 2020. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/04/08/chile-ya-tiene-463-mw-de-instalaciones-de-autoconsumo/>. [Último acceso: 03 10 2020].
- [9] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira y A. G. Madureira, «Defining control strategies for microgrids islanded operation,» 2006, pp. 916-924.
- [10] Department of Energy, USA, «Summary Report: 2012 DOE Microgrid Workshop,» 2013.
- [11] D. Z. ., R. O. ., A. M. S. Johannes Schiffer, *A survey on modeling of microgrids From fundamental physics to phasors and voltages sources*, 2016.
- [12] K. Rajesh, S. Dash, R. Rajagopal y R. Sridhar, *A review on control of ac microgrid*, 2016.

- [13] C. Marnay, «Microgrid Evolution Roadmap,» de *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*, 2015.
- [14] A. Rojas y T. Rousan, «Microgrid Control Strategy: Derived from Stakeholder Requirements Analysis,» *IEEE Power and Energy Magazine* , vol. 15, n° 4, pp. 72-79, 2017.
- [15] P. A. Mendoza-Araya, «Revista Electro Industria,» Agosto 2015. [En línea]. Available: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2585&srch3>. [Último acceso: 20 10 2020].
- [16] CAMMESA, «Participacion de generadores en el servicio de regulacion de frecuencia del MEM,» 31 Enero 2016. [En línea]. Available: <https://portalweb.cammesa.com/Pages/BackupBotoneraAneriorIzquierda/Normativa/procedimientos.aspx>. [Último acceso: 17 Abril 2020].
- [17] Buhhold-Happoldt, Centrales y Redes Electricas, Editorial Labor SA, 1966.
- [18] J. J. Grainger y J. William D. Stevenson, Analisis de sistemas de potencia, México: McGraw-Hill, 1996.
- [19] L. F. Florez-Gallo, «Calculo de la reserva rodante en el despacho programado,» Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2008.
- [20] Estudios Eléctricos SRL, «Esquema de Regulacion Distribuida de Frecuencia en el SIC,» Rosario - Santa FE - Argentina, 2009.
- [21] P. O. Mora-Mogollón, «Centrales electricas regulacion de velocidad,» Universidad de Los Andes, Merida.
- [22] F. M. Gonzalez-Longatt, Introduccion al control P-f potencia frecuencia, 2004.
- [23] P. Simón, Centrales electricas: El alternador, España: E.T.S. de Ingenieros Industriales, 2010.