



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO INGENIERÍA MECÁNICA



**RESPUESTA DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN A
CAMBIOS EN LA POTENCIA DEMANDADA EN UNA RED ELÉCTRICA
SIMPLIFICADA INCLUYENDO UNA CENTRAL DE BOMBEO**

POR

Emilio José Fabres Zúñiga

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para
optar al título profesional de Ingeniero Civil Aeroespacial

Profesor Guía:
Cristian Gabriel Rodríguez Godoy

Septiembre 2023
Concepción (Chile)

© 2023 Emilio José Fabres Zúñiga

© 2023 Emilio José Fabres Zúñiga

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento

Agradecimientos

En primer lugar, dejo expresado mis más sinceros agradecimientos a cada una de las personas que estuvo a mi lado durante el desarrollo de esta memoria, en particular a Bárbara, quien me apoyó y escuchó en todo momento, y a mi familia, quienes me han dado las herramientas para cumplir mis metas y el empuje para no bajar los brazos. Sin ustedes no hubiese encontrado la tranquilidad en los momentos en lo que todo parecía nublado.

Agradezco enormemente a mi profesor guía y a Alexandre. No olvidaré aquel seminario que hizo esto posible.

Por último, a mis infalibles amigos, con los que compartí esta hermosa carrera, siempre presentes con su apoyo, maravillándonos con cada éxito y fracaso en el que nos encontráramos. Creo indudablemente que serán excelentes profesionales.

Esta memoria está dedicada a mi familia. El tiempo invertido en mí siempre será un tesoro. A mi padre, siempre me ha fascinado su calma para observar las cosas y su increíble ingenio. Han creado en mí la necesidad de ser un gran pensante.

Resumen

Acorde al alza de emisiones contaminantes en los últimos años, la necesidad de descarbonizar las industrias para combatir el cambio climático ha impulsado, en el sector energético, el cierre de las centrales termoeléctricas. Esto implica perder su aporte a la estabilidad del suministro y su capacidad de control de la red eléctrica ante perturbaciones de la demanda. Determinar hasta qué punto y de qué manera es posible descarbonizar la industria energética, sin comprometer estas características, es crucial para continuar con el desarrollo de la matriz energética y las necesidades de esta.

El objetivo general es realizar un modelo simplificado de una red eléctrica compuesto por distintas tecnologías de generación eléctrica, incluyendo una central de bombeo y líneas de transmisión de energía, con el fin de analizar la confiabilidad del suministro eléctrico frente a perturbaciones abruptas del balance energético. Esta investigación se realizó mediante el estudio bibliográfico del control de estabilidad de frecuencia, modelos de generación síncrona y la teoría electromagnética aplicada a sistemas eléctricos de potencia.

Para realizar el análisis de estabilidad se utilizaron las tecnologías de generación eléctrica con mayor presencia en Chile, representadas por distintos modelos de generación incluyendo los sistemas de control encargados del balance energético y estabilidad de la red. Se verificó la representatividad de los modelos para posteriormente evaluar su comportamiento ante perturbaciones correspondientes al 2% de la capacidad instalada de tecnologías que se encuentren en sincronismo con la red eléctrica.

Se realizó y evaluó dos configuraciones del modelo que representen a la zona norte y sur de Chile. A partir de los resultados, se evidenció un balance y regulación de perturbaciones de potencia aparente mayores al 2% de la capacidad en sincronismo, sin superar variaciones de 2.5 Hz en la frecuencia, cuando los sistemas eléctricos de potencia propuestos se encuentran en condiciones normales. Al analizar las variables eléctricas de corriente y tensión en las líneas de transmisión es posible comprender los efectos de caídas de tensión, corriente y frecuencia de la energía eléctrica que circula por ella. El análisis por tramo del sistema eléctrico de potencia de la zona norte evidencia que la potencia consumida por los efectos impeditivos no permiten el paso de corriente, concluyendo que la regulación no puede ser llevada a cabo realmente en ese caso, siendo necesario contemplar y minimizar los efectos reactivos para que la energía llegue a los puntos de consumo sin perjudicar el suministro y la estabilidad.

Palabras clave: Confiabilidad, eléctrica, matriz, regulación, transmisión.

Abstract

In light of the rise in pollutant emissions in recent years, the need to decarbonize industries to combat climate change has led to the closure of thermoelectric power plants in the energy sector. This implies losing their contribution to supply stability and their ability to control the electrical grid in the face of demand disturbances. Determining to what extent and in what way it is possible to decarbonize the energy industry without compromising these characteristics is crucial for the continued development of the energy matrix and its requirements.

The general objective is to create a simplified model of an electrical grid composed of various electricity generation technologies, including a pumping station and power transmission lines, in order to analyze the reliability of the electrical supply in the face of abrupt disturbances in the energy balance. This research was conducted through a literature review of frequency stability control, synchronous generation models, and electromagnetic theory applied to power electrical systems.

To perform the stability analysis, the most prevalent electricity generation technologies in Chile were used, represented by different generation models including the control systems responsible for energy balance and network stability. The representativeness of the models was verified to subsequently evaluate their behavior under disturbances corresponding to 2% of the installed capacity of technologies that are in synchrony with the electrical grid.

Two configurations of the model representing the northern and southern regions of Chile were created and evaluated. The results showed a balance and regulation of apparent power disturbances greater than 2% of the capacity in synchrony, without exceeding variations of 2.5 Hz in frequency when the proposed power electrical systems are in normal conditions. By analyzing the electrical variables of current and voltage in the transmission lines, it is possible to understand the effects of voltage drops, current, and frequency of the electrical energy flowing through them. Segment analysis of the power electrical system in the northern region shows that the power consumed by impediment effects does not allow the passage of current, concluding that regulation cannot be truly carried out in that case, and it is necessary to consider and minimize reactive effects so that energy reaches consumption points without harming supply and stability.

Keywords: Reliability, electric, matrix, regulation, transmission.

Tabla de Contenidos

Tabla de Contenidos.....	iii
Lista de Tablas	v
Lista de Figuras	vi
Glosario	viii
1 Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1 Contexto energético.....	1
1.2 Balance energético y estabilidad frecuencial.....	4
1.3 Sistemas de control de frecuencia	5
1.4 Tecnologías de generación consideradas.....	5
1.5 Líneas de transmisión y distribución eléctrica	8
1.6 Objetivos.....	9
1.7 Hipótesis	9
1.8 Consideraciones de diseño.....	10
1.9 Metodología.....	10
2 Capítulo 2: Marco Teórico	11
2.1 Sistemas de control.....	11
2.2 Regulación de operación eléctrica síncrona	14
2.3 Punto de operación de una bomba centrífuga.....	17
2.4 Variables eléctricas.....	18
2.5 Representación de las líneas de transmisión y conexiones trifásicas	22
2.6 Sistemas eléctricos de potencia	24
2.7 Flujo de potencia activa.....	25
3 Capítulo 3: Desarrollo de los modelos de generación eléctrica e implementación de los sistemas de control.....	27
3.1 Implementación y validación del modelo hidroeléctrico	27
3.2 Control de línea por límites térmicos	29
3.3 Validación del control de frecuencia con flujo de potencia activa.....	33
3.4 Modelos de generación eólica y fotovoltaica	35
3.5 Modelo de la central de bombeo.....	37
4 Capítulo 4: Análisis de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia simplificados zona norte y sur	43
4.1 SEP zona sur.....	43

4.2 SEP zona norte.....	50
5 Capítulo 5: Conclusiones	57
Trabajos Futuros	58
Referencias	59

Lista de Tablas

Tabla 1: Capacidad instalada bruta por tecnología en Chile. Fuente: Energía Abierta [3].....	3
Tabla 2: Longitud total de los tramos de líneas en la red eléctrica. Fuente: CNE [12]	8
Tabla 3: Datos utilizados para las simulaciones del control de línea.....	31
Tabla 4: Datos utilizados en los modelos de generación síncrona.....	63
Tabla 5: Datos centrales fotovoltaicas	63
Tabla 6: Ubicación geográfica de centrales eólicas y fotovoltaicas.....	63
Tabla 7: Datos utilizados para la determinación de las curvas de potencia eléctrica de las centrales eólicas y fotovoltaicas	64
Tabla 8: Características de los tramos de transmisión utilizados.....	65

Lista de Figuras

Figura 1.1: Emisiones de CO₂ por sector en Chile. Fuente: IEA [1].....	1
Figura 1.2: Energía generada según fuente de generación en Chile. Fuente: IEA [1]	1
Figura 1.3: Distribución de la capacidad instalada bruta en Chile.....	2
Figura 1.4: Proyección de la demanda eléctrica ajustada 2019-2039. Fuente CNE [6].....	3
Figura 1.5: Generación Programada para el día 10 de mayo del 2023. Fuente: CEN [7].....	4
Figura 2.1: Diagrama de flujo de la regulación de operación central hidroeléctrica	16
Figura 2.2: Diagrama de flujo regulación de operación central térmica.....	17
Figura 2.3: Desfase entre corriente y tensión en presencia de inductancia o capacitancia.	21
Figura 2.4: Representación de una línea corta, modelo en serie.....	22
Figura 2.5: Representación de una línea media/larga, modelo " π "	22
Figura 2.6: Representación de una línea media/larga, modelo "T"	22
Figura 2.7: Diagrama unifilar de un SEP con 3 barras, 3 cargas, 2 generadores, 2 líneas y 2 transformadores.....	24
Figura 2.8: Esquema de un sistema de potencia con dos áreas.	25
Figura 2.9: Diagrama de bloques del control de potencia y frecuencia con flujo de potencia activa	26
Figura 3.1: Diagrama de bloques representativo del control de la matriz.....	27
Figura 3.2: Regulación de frecuencia y potencia por el modelo hidroeléctrico ante una perturbación de tipo escalón de 2 MW.....	28
Figura 3.3: Potencia regulada por el modelo hidroeléctrico ante una perturbación de tipo escalón de 2 MW.....	28
Figura 3.4: Regulación de frecuencia y potencia por el modelo hidroeléctrico ante una perturbación de tipo escalón de 4 MW con límite de variación de frecuencia.....	29
Figura 3.5: Diagrama de flujo del proceso con control de línea	30
Figura 3.6: Regulación de potencia y frecuencia por el modelo hidroeléctrico con control de línea en simulación 1	31
Figura 3.7: Exceso de potencia asociado a la regulación de potencia del modelo hidroeléctrico con control de línea de la simulación 1	32
Figura 3.8: Regulación de frecuencia y potencia por el modelo hidroeléctrico con control de línea en simulación 2	32
Figura 3.9: Potencia real regulada ante una perturbación de tipo escalón sobre la central Angostura de 2 MW.....	33
Figura 3.10: Regulación de la perturbación de tipo escalón sobre la central Angostura de 2 MW realizada por cada central.....	34
Figura 3.11: Frecuencia real regulada por ambas centrales ante una perturbación de tipo escalón sobre la central angostura de 2 MW	34
Figura 3.12: Regulación del flujo de potencia ante una perturbación de tipo escalón sobre la central Angostura de 2 MW	35
Figura 3.13: Esquema representativo de la línea de succión-impulsión de la central de bombeo Espejo de Tarapacá. Fuente: Proyecto Espejo de Tarapacá, Valhalla [41].....	39

Figura 3.14: Curvas del sistema y arreglo de bombas de la central de bombeo	39
Figura 3.15: Curva de potencia eléctrica de la bomba	40
Figura 3.16: Potencia de la central de bombeo ante una perturbación de tipo escalón de 2 MW a las 12:30 horas	41
Figura 3.17: Regulación de potencia y frecuencia ante una perturbación de 2 MW a las 21:00 horas	42
Figura 3.18: Potencia generada por la central de bombeo ante una perturbación de tipo escalón de 2 MW a las 21:00 horas.....	42
Figura 4.1: Diagrama unifilar del SEP Zona Sur simplificado	44
Figura 4.2: Potencia regulada en el SEP zona sur ante las perturbaciones de tipo escalón	45
Figura 4.3: Frecuencia regulada en el SEP zona sur ante las perturbaciones de tipo escalón	46
Figura 4.4: Tensión de línea percibida en la barra Charrúa ante una perturbación de tipo escalón realizada en la barra Charrúa.....	46
Figura 4.5: Corriente suministrada percibida en Charrúa	47
Figura 4.6: Potencia activa regulada por el SEP zona sur ante una perturbación de tipo escalón realizada en la barra Mulchén	47
Figura 4.7: Frecuencia regulada por el SEP zona sur ante una perturbación de tipo escalón de potencia activa realizada en la barra Mulchén.....	48
Figura 4.8: Potencia aparente percibida y efecto regulador de las centrales síncronas ante una perturbación de potencia activa de tipo escalón realizada en la barra Mulchén	49
Figura 4.9: Regulación de frecuencia del SEP zona sur ante perturbaciones de tipo escalón con saturación en la línea Mulchén-Angostura.....	49
Figura 4.10: Regulación de potencia del SEP zona sur ante perturbaciones de tipo escalón con saturación en la línea Mulchén-Angostura.....	50
Figura 4.11: Diagrama unifilar del SEP zona norte	51
Figura 4.12: Potencia regulada por el SEP zona norte ante perturbaciones de tipo escalón realizadas en el día	52
Figura 4.13: Frecuencia regulada por SEP zona norte ante perturbaciones de tipo escalón realizadas en el día	52
Figura 4.14: Frecuencia regulada por SEP zona norte ante perturbaciones de tipo escalón realizadas durante la noche	53
Figura 4.15: Potencia regulada por el SEP zona norte ante perturbaciones de tipo escalón durante la noche	54
Figura 4.16: Corriente y tensión al final del tramo Kelar – Kapatur	54
Figura 4.17: Corriente y tensión al final del tramo Kapatur – Laberinto.....	55
Figura 4.18: Corriente y tensión al final del tramo que conecta la central de bombeo con la barra Encuentro	56

Glosario

A	:	Área m^2
a	:	Constante
B	:	Constante
C	:	Capacitancia F
D	:	Factor de sensibilidad
d	:	Diámetro m
F	:	Constante
f	:	Frecuencia Hz
G	:	Función de transferencia
H	:	Constante de inercia
h	:	Altura m
I	:	Corriente A
J	:	Momento polar de inercia
j	:	Fasor
k	:	Constante
L	:	Inductancia H
l	:	Largo m
P	:	Potencia W
p	:	Presión Pa
Q	:	Caudal m^3/s
R	:	Constante, Resistencia
S	:	Potencia aparente
s	:	Dominio de Laplace
T	:	Torque, Variable par sincronizante
t	:	Tiempo s
U	:	Tensión de línea
V	:	Tensión V
v	:	Velocidad m/s
W	:	Energía cinética rotacional
X	:	Reactancia
Y	:	Admitancia
Z	:	Impedancia

Subíndices

0	:	Inicial, de referencia
b	:	A elevar
bba	:	Bomba
C	:	Capacitiva
CH	:	Paso de volumen
e	:	Eléctrico
est	:	Estatismo
eol	:	Eólica
fase	:	Fase
gen	:	Generada
H	:	Válvula
HP	:	Alta presión
i	:	Variable auxiliar
int	:	Integral
L	:	Inductiva
m	:	Motriz, Mecánico
n	:	Natural
nom	:	Nominal
p	:	Potencia
pg	:	Potencia generador
pv	:	Fotovoltaica
R	:	Regulación, regular
RH	:	Recalentado
r	:	Eficaz
S	:	Singular
s	:	Inicio
sin	:	Síncrona
St	:	Sección transversal
T	:	Turbina
tur	:	Turbina
tub	:	Tubería
Tt	:	Turbina térmica
valv	:	Válvula
W	:	Cambio del caudal
wind	:	Viento

Letras griegas

Λ	:	Pérdidas
λ	:	Factor de Moody
Ω	:	Magnitud Ohm
ω	:	Velocidad angular
Δ	:	Variación
θ	:	Ángulo de rotación
ρ	:	Resistividad eléctrica
φ	:	Ángulo de desfase
γ	:	Gravedad específica del agua
ζ	:	Factor adimensional de pérdidas singulares
η	:	Eficiencia

Siglas

CNE	:	Comisión Nacional de Energía
CEN	:	Coordinador Eléctrico Nacional
CPF	:	Control Primario de Frecuencia
CSF	:	Control Secundario de Frecuencia
CTF	:	Control Terciario de Frecuencia
DFIG	:	Doubly Fed Induction Generator
ERNC	:	Energía Renovable No Convencional
IEA	:	International Energy Agency
NEMA	:	National Electrical Manufacturers Association
SEC	:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEN	:	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	:	Sistema Eléctrico de Potencia

Capítulo 1: Introducción

1.1 Contexto energético

En Chile, la emisión de gases contaminantes ha aumentado acorde al crecimiento de la población y requerimientos de la sociedad. La industria energética es la industria que más contamina debido a las emisiones producidas en la combustión del carbón, gas natural, petróleo Diesel y derivados, que se utilizan como materia prima para la generación de energía, según estudios realizados por International Energy Agency [1]. La Figura 1.1 evidencia las emisiones de dióxido de carbono por sector industrial en megatoneladas y la Figura 1.2 la generación eléctrica según el tipo de fuente utilizada, entre los años 1990 y 2020. Con esta evidencia es sencillo ver la relación entre el crecimiento energético y el aumento en la contaminación asociada a la industria.

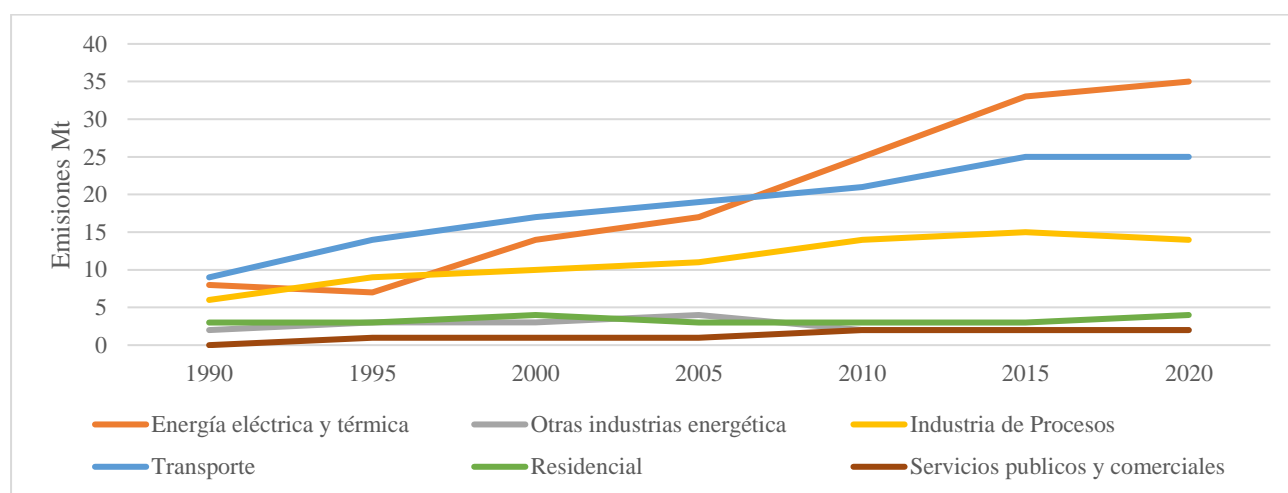


Figura 1.1: Emisiones de CO₂ por sector en Chile. Fuente: IEA [1]

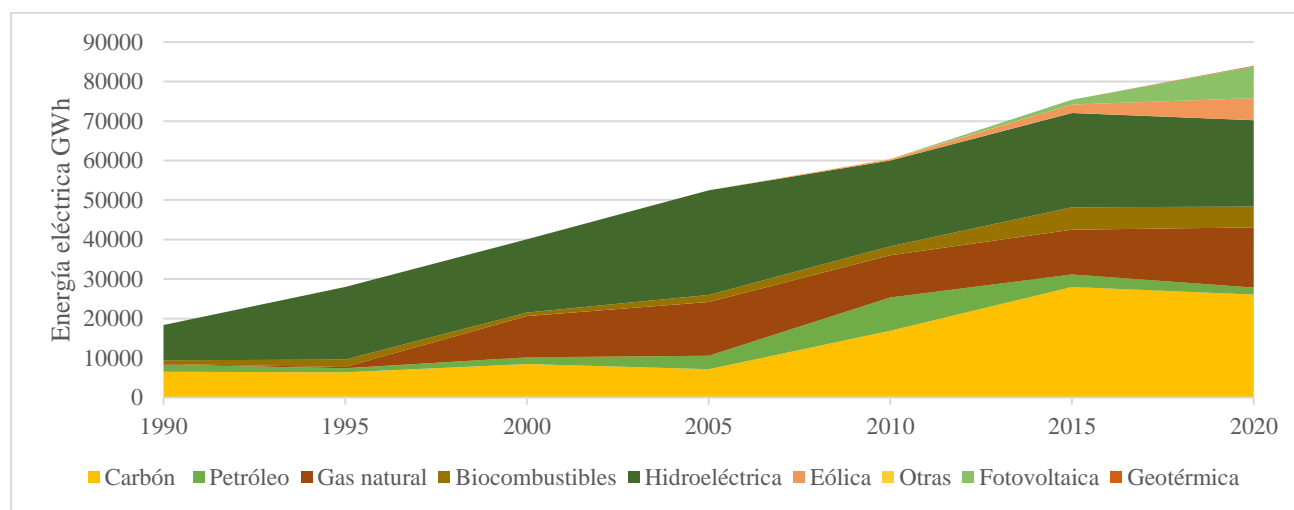


Figura 1.2: Energía generada según fuente de generación en Chile. Fuente: IEA [1]

Durante los últimos años las políticas energéticas han dirigido su atención hacia el cambio climático y a realizar distintos planes de acción para disminuir el impacto que las industrias realizan a través de su contaminación. En Chile la política energética Energía 2050 [2] es la principal herramienta política que establece como objetivo avanzar hacia una energía sustentable en todas sus dimensiones. A partir de lo anterior, el cambio de la matriz energética es uno de los principales focos de acción.

La necesidad de realizar un cambio en la matriz energética chilena es por la alta presencia de generadoras termoeléctricas convencionales. Cerca del 40% de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es alimentada por carbón, gas natural y petróleo [3]. Este cambio busca reemplazar las generadoras convencionales por tecnologías de energías renovables no convencionales (ERNNC), es decir, fuentes de generación eléctrica que utilizan recursos renovables, como el viento, la energía solar y la energía cinética de los flujos de agua. Actualmente, la matriz energética chilena ya se encuentra en este proceso de cambio donde destaca el aumento progresivo de la energía fotovoltaica, alcanzando un 22% de la capacidad instalada total neta [3].

Por otra parte, el cambio de la matriz energética debe contemplar la conexión de la red eléctrica en sí, la cual permite transmitir la energía y comunicar las distintas centrales conectadas a ella, encargadas del suministro eléctrico y la confiabilidad de su operación en cuanto a la estabilidad de la red. Múltiples episodios han evidenciado que sin un servicio robusto de transmisión de energía eléctrica no es posible asegurar que, ante fluctuaciones abruptas en la demanda o cambio de las condiciones de trabajo, el sistema eléctrico funcione sin problemas. A modo de ejemplo, se registran los casos de apagones masivos en Brasil el año 2017, que dejó millones de personas sin energía eléctrica debido a una falla en un disyuntor que provocó la desconexión de la central Belo Monte [4], y la desconexión de la central Itaipú el año 2009, que afectó durante 4 horas la ciudad de Sao Paulo y 15 minutos a Paraguay completo, debido a condiciones climáticas que alteraron el servicio de transmisión [5].

Finalmente, es importante considerar la proyección de la demanda realizada por la Comisión Nacional de Energía, con el fin de contemplar el crecimiento de esta en el plan de descarbonización de la matriz. La Proyección de Demanda Eléctrica 2019-2039 indica una tasa de crecimiento global promedio de 2.4% en la demanda nacional eléctrica ajustada, evidenciando que aumentará cerca de un 50% al año 2039 respecto al año 2019 [6].

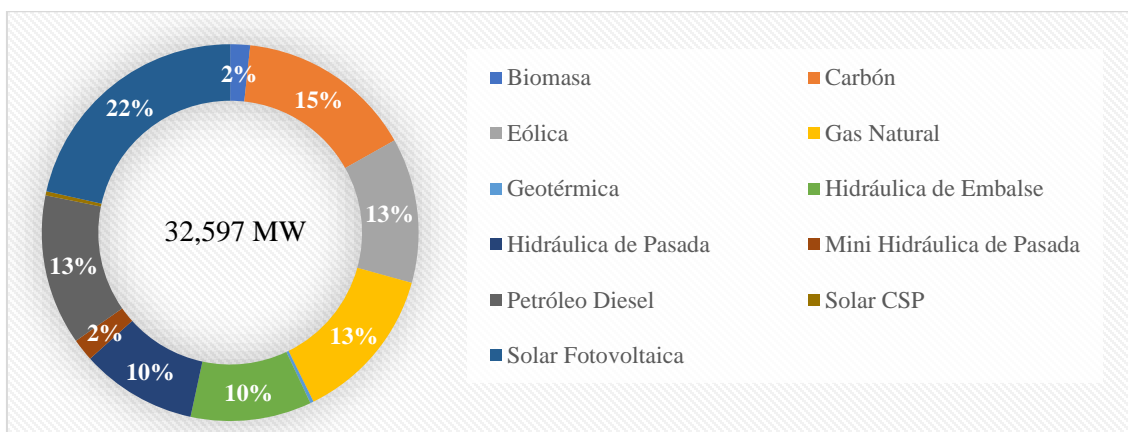


Figura 1.3: Distribución de la capacidad instalada bruta en Chile

Tabla 1: Capacidad instalada bruta por tecnología en Chile. Fuente: Energía Abierta [3]

Tipo de energía	Capacidad Instalada Bruta MW	Capacidad Instalada Bruta %
Solar-PV	7,000.09	21.47
Carbón	4,940.30	15.16
Petróleo Diesel	4,207.99	12.91
Gas Natural	4,372.54	13.41
Eólica	4,054.04	12.44
Hidráulica de Embalse	3,382.97	10.38
Hidráulica de Pasada	3,245.90	9.96
Mini-Hidro	628.72	1.93
Biomasa	554.97	1.70
Solar-CSP	114.40	0.35
Geotérmica	94.84	0.29

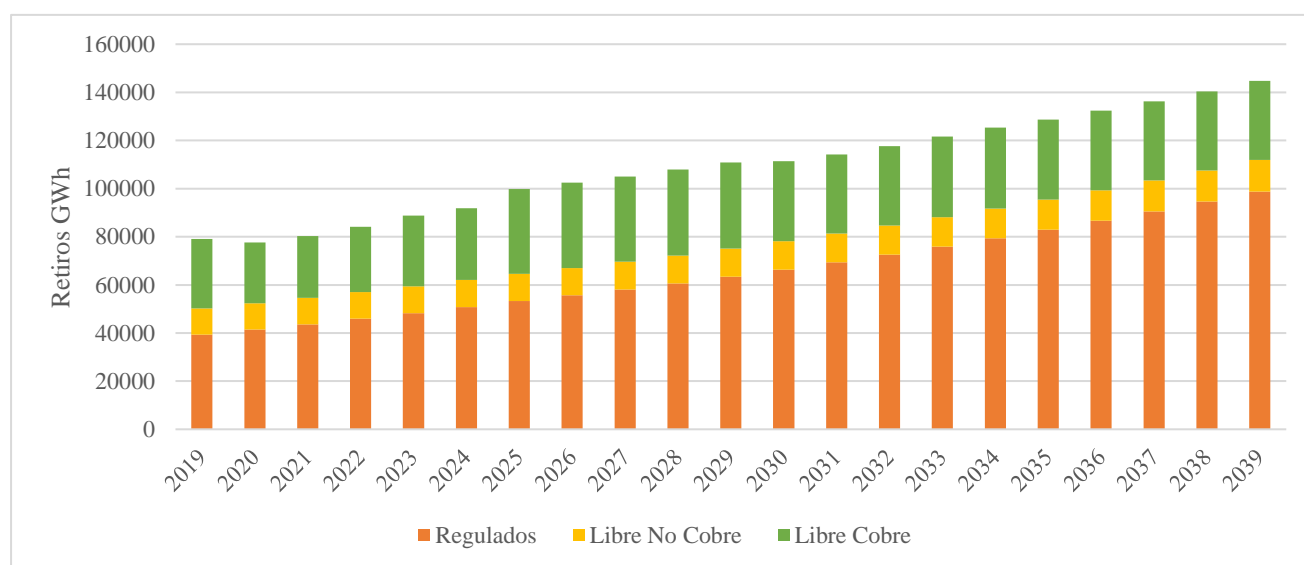


Figura 1.4: Proyección de la demanda eléctrica ajustada 2019-2039. Fuente CNE [6]

1.2 Balance energético y estabilidad frecuencial

En el contexto energético eléctrico, se entiende como balance energético a la condición en la que el consumo eléctrico es igual a la energía inyectada a la red por las distintas generadoras. Puesto que la demanda energética es dinámica, la energía generada debe responder a los cambios demandados solicitando mayor o menor inyección de energía a la red para mantener el balance, según corresponda. Mediante datos históricos, el Coordinador Eléctrico Nacional proyecta la demanda con el fin de estimar y programar la generación eléctrica necesaria para suplirla y, así, mantener el balance. En la Figura 1.5 se visualiza la programación para el día 10 de mayo del 2023. Esta, a grandes rasgos, es la primera acción para mantener el balance energético, sin embargo, la demanda varía en tiempo real por lo que la proyección no es una herramienta capaz de predecir con exactitud la energía que será requerida.

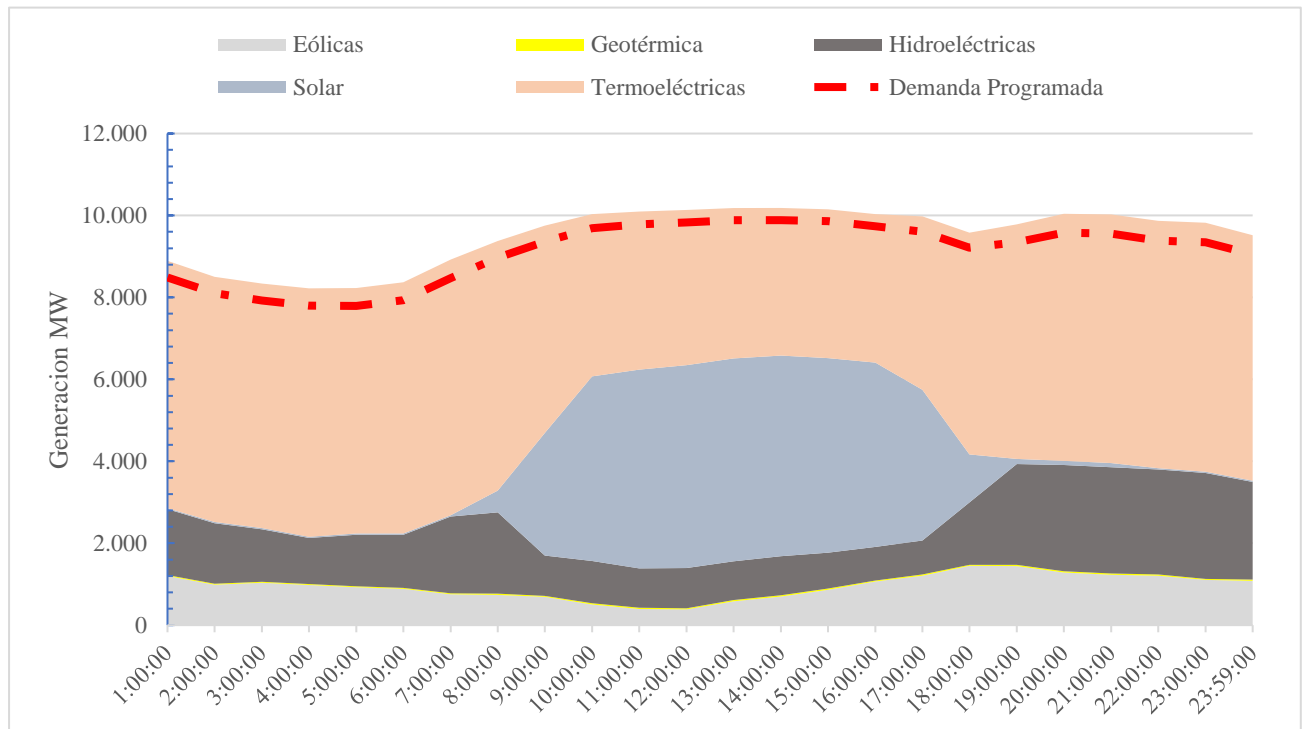


Figura 1.5: Generación Programada para el día 10 de mayo del 2023. Fuente: CEN [7]

La estabilidad frecuencial hace referencia a mantener la frecuencia de la energía eléctrica existente en la red en su valor nominal. La energía eléctrica en Chile es transmitida como corriente alterna con una frecuencia nominal de 50 Hz, que oscila normalmente entre 49.5 y 50.5 Hz y en casos extremos puede alcanzar valores mínimos cercanos a 47 Hz y máximos a 52 Hz [8]. El cambio en la frecuencia de la energía en la red está influenciado por la variación de la demanda, ya que, al existir diferencias entre la energía demandada y generada, la red experimenta desbalances de tensión, corriente y frecuencia de la energía transmitida.

Para mantener una estabilidad en la red de energía eléctrica es necesario monitorear las condiciones de operación y regularlas en caso de ser necesario. Dentro de los requerimientos de una matriz se encuentran los servicios de regulación energética. El balance de la red es realizado por centrales de energía que se comprometen con la regulación, modificando su potencia activa de generación y nivelando la frecuencia de la red ante una perturbación del balance energético. Este tipo de centrales, por lo general, se caracterizan por trabajar con máquinas rotatorias en sincronismo, es decir, su operación responde de manera sincronizada a la necesidad de la red y su conexión con ella, implica una frecuencia de rotación proporcional a la frecuencia de la energía eléctrica presente en la red. Comúnmente las centrales conectadas en sincronismo son las hidroeléctricas y termoeléctricas.

1.3 Sistemas de control de frecuencia

Para mantener la estabilidad de la red eléctrica existen distintos sistemas de control automáticos que regulan la frecuencia y potencia acorde a la necesidad de la red. Dentro de los servicios que se necesitan en un sistema interconectado se encuentran los servicios complementarios de balance energético. Los servicios de balance energético en Chile se realizan mediante 3 sistemas de control. El Control Primario de Frecuencia (CPF) se encarga de modificar la potencia activa de las instalaciones y/o equipos de generación para corregir las desviaciones de frecuencia, el Control Secundario de Frecuencia (CSF) es la acción de control destinada a reestablecer la frecuencia a su valor nominal y, por último, el Control Terciario de Frecuencia (CTF) busca reestablecer las energías de reserva ocupadas en la acción de control realizada por el CSF [9].

El enfoque de este trabajo se encuentra en los primeros dos sistemas de control, ya que ambos deben actuar dentro de un lapso de 10 segundos, donde el CPF actúa de manera local y automática y el CSF de manera centralizada con el fin de reestablecer los valores de frecuencia y potencia rápidamente.

1.4 Tecnologías de generación consideradas

Las generadoras con mayor presencia en la matriz nacional son las centrales de fuente eólica, hídrica, solar y térmica, las cuales poseen distintas tecnologías para aprovechar su fuente energética. Considerando la distribución tecnológica de las generadoras presentes en la red eléctrica nacional en la actualidad, se describen brevemente las tecnologías que se incluyen en el desarrollo de los modelos.

1.4.1 Central eólica de velocidad fija

Las centrales eólicas representan cerca de un 12% de la capacidad instalada en Chile con alrededor 4000 [MW] de potencia. Debido al cambio climático esta tecnología tomó fuerza como una de las

centrales generadoras favoritas. Estas se componen por turbinas eólicas, conformadas por torres con “palas” que utilizan la energía del viento para mover un rotor que se encuentra conectado a un generador eléctrico, por medio de un multiplicador de velocidad, que transforma la energía cinética en energía eléctrica.

Por lo general, las turbinas eólicas operan con una velocidad fija manteniendo estable la frecuencia con la que se inyecta su energía a la red. Para mantener la velocidad fija, considerando que la velocidad del viento es dinámica, las turbinas cuentan con una acción de control que modifica el ángulo de ataque de las palas (pitch angle), lo que permite operar dentro de un rango considerable de velocidad del viento. La potencia generada dependerá de la energía disponible en el viento, siendo la velocidad de este el que permitirá una mayor o menor inyección de energía a la red.

Las eólicas son un tipo de central de generación que posee un bajo aporte a la regulación de estabilidad y frecuencia, ya que, al depender del viento, no puede variar de gran manera su aporte energético a la red. Una forma en que la turbina-generador pueda aportar a la estabilidad de la red consiste en momentáneamente aportar un pequeño porcentaje de la energía disponible en el rotor en forma de inercia, exigiendo una mayor fuerza resistente al modificar el ángulo de ataque de las palas. Esta acción se puede realizar hasta alcanzar una velocidad mínima, permitiendo inyectar más potencia durante el lapso de tiempo, en caso de que exista un déficit de energía en la red. El análisis detallado de como una turbina eólica puede regular su operación se encuentra demostrado en las referencias y destaca la naturaleza del generador que posee doble alimentación, conocido como Doubly Fed Induction Generator (DFIG) [10].

1.4.2 Central hidroeléctrica convencional y de bombeo

Las centrales hidroeléctricas son aquellas que aprovechan la energía potencial y cinética del agua para transformarla en energía eléctrica al hacer pasar un flujo de agua por una turbina que está conectada a un generador, transformando la energía mecánica en energía eléctrica. Este tipo de centrales representan más del 20% de la capacidad instalada en Chile, según Energía Abierta.

La central hidroeléctrica convencional es la central de embalse que, mediante una represa, controla una gran masa de agua para generar un salto de gran altura y una mayor energía potencial del agua al conducirla hacia las turbinas, aprovechando las condiciones geográficas. Este tipo de centrales posee turbinas de grandes dimensiones, por lo que su capacidad de generación es de gran magnitud. Al poseer turbinas de grandes dimensiones la inercia asociada a sus rotores también es alta, lo que ayuda de gran manera a la estabilidad de la red eléctrica cuando se encuentran conectadas en sincronismo.

Una central hidroeléctrica de bombeo es una central hidroeléctrica que posee dos embalses: un embalse superior y otro inferior. Cuenta con una turbina capaz de funcionar como turbina o como bomba centrífuga. Lo útil de este tipo de centrales es que permite actuar como una central generadora o una central de bombeo para almacenar energía en el embalse superior al acumular agua.

1.4.3 Central Fotovoltaica

La central fotovoltaica es la que aprovecha la radiación solar para generar electricidad mediante paneles solares. Los paneles captan la radiación y cada celda que los compone absorbe fotones y libera electrones produciendo un flujo de energía. Este fenómeno se denomina fotoeléctrico. Estas centrales entregan energía a la red gracias a un inversor y a un centro de transformación que modifican la energía para obtener una frecuencia y tensión aptas para ser inyectada.

La energía solar fotovoltaica es, actualmente, la más popular, con múltiples proyectos llevados a cabo durante los últimos años en Chile, posicionándola como la generadora de ERNC favorita. El problema de las centrales fotovoltaicas es que dependen del sol, por lo que no poseen flexibilidad en su aporte energético por sí solas.

Esta tecnología puede aportar a la red de manera activa implementando diferentes elementos eléctricos, como condensadores y bancos de baterías, que, al conectarse de manera correcta, simulan una máquina con inercia, siendo los condensadores los elementos que “contienen” inercia y las baterías permiten almacenar energía para ser inyectada acorde a la necesidad de la red. En las referencias se encuentra representada la central fotovoltaica conectada como una máquina “virtual” con inercia [11]. Esta última configuración de la central fotovoltaica no se encuentra masificada actualmente por lo que no se contempla su estudio en este trabajo.

1.4.4 Central termoeléctrica

Las centrales termoeléctricas son aquellas que utilizan la energía calórica que produce la combustión del carbón, gas natural, petróleo u otra materia prima para generar un flujo gaseoso en grandes cantidades a altas presiones. Este flujo gaseoso, compuesto por el gas de la combustión o vapor de agua, es el que circula por las turbinas produciendo el movimiento de ellas. Las turbinas están conectadas a un generador por un eje que transforma la energía cinética en energía eléctrica. Las termoeléctricas representan cerca del 30% de la capacidad instalada en Chile, suministrando una cantidad importante de la energía que el país consume. En la red eléctrica poseen un alto impacto positivo sobre la estabilidad de la red por diferentes razones, como la capacidad de controlar la cantidad combustible que ingresa al proceso, un amplio rango de funcionamiento y una inercia considerable. Estas razones hacen de esta tecnología la central perfecta para la labor de estabilidad y regulación de la red, sin embargo, son altamente contaminantes.

El cambio de la matriz energética implica el cierre de este tipo de centrales generadoras, reemplazándolas por centrales de energías limpias. Es importante que el cambio en la matriz incluya soluciones que cubran las capacidades de regulación de la red que posee esta tecnología, para así no afectar negativamente el actual funcionamiento.

1.5 Líneas de transmisión y distribución eléctrica

Las líneas de transmisión y distribución eléctrica son las encargadas de transmitir la energía eléctrica desde las centrales de generación hacia los puntos de consumo. Se habla de transmisión cuando la energía viaja desde las centrales de generación hacia las subestaciones, las cuales disminuyen la tensión eléctrica para ser distribuida, por las líneas de distribución, a una tensión más segura hacia los puntos de consumo.

Existen líneas de extrema alta tensión, las cuales transmiten la energía con una tensión por sobre los 230 kV, líneas de alta tensión, que transmiten desde los 23 kV hasta los 230 kV, de media tensión, con una tensión entre 1 kV y 23 kV, y de baja tensión, con tensiones menores a 1 kV. Estos valores están establecidos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) [12]. En la Tabla 2 se detalla la longitud total de los tramos en Chile según la tensión de operación.

Tabla 2: Longitud total de los tramos de líneas en la red eléctrica. Fuente: CNE [12]

Tensión nominal [kV]	Longitud total [km]
500	4,747
345	190
220	18,403
154	1,340
110	6,126
100	63.9
69	235
66	5,093
44	556
33	207
23	798
<23	26.2

Para comprender la diferencia de tensión de operación que se utiliza para transmitir la energía eléctrica se puede realizar un análisis sencillo. Si se desea transmitir una gran cantidad de energía eléctrica la manera más efectiva es elevando la tensión de la línea de transmisión como lo indica la ley de Ohm, donde la potencia transmitida (P) es igual a la tensión (V) multiplicado por la corriente (I).

$$P = V * I \quad (1)$$

Por otra parte, la ley de Joule permite afirmar con mayor vehemencia que la manera más eficiente de transportar grandes cantidades de energía es con altas tensiones, ya que las pérdidas energéticas en forma de calor, debido al flujo de energía eléctrica, son menores cuando circula menos corriente. La ecuación 2 representa la ley de Joule donde R_e representa la resistencia eléctrica del conductor.

$$P_{perdida} = I^2 * R_e \quad (2)$$

Las características del conductor son una de las limitaciones en el diseño de una línea, debido a las propiedades eléctricas y físicas que posee, luego, aparecen elementos adicionales como condensadores y transformadores, donde fenómenos de pérdidas de tensión y energía a través de ellos son inherentes en la conducción de energía eléctrica. Así, las líneas de transmisión no solo permiten la conducción de energía eléctrica, sino que también la afectan, por lo que contemplar cómo interactúa la energía a través de ellas es fundamental para el diseño y desarrollo de los sistemas eléctricos que conectan la matriz energética. A partir del monitoreo de la energía eléctrica en la transmisión es posible verificar la operación de la matriz energética al visualizar la corriente, frecuencia y tensión que circulan por ellas, lo que permite identificar el estado de la red y analizar su comportamiento.

1.6 Objetivos

Objetivo general: Realizar un modelo simplificado de una red eléctrica compuesto por distintas tecnologías de generación eléctrica, incluyendo una central de bombeo y líneas de transmisión de energía, con el fin de analizar la confiabilidad del suministro eléctrico frente a perturbaciones abruptas del balance energético.

Objetivos específicos:

1. Seleccionar las tecnologías de generación eléctrica y detallar los modelos representativos de cada una de ellas.
2. Definir los sistemas de control que permiten mantener la estabilidad de la red.
3. Identificar las características de una de línea de transmisión y definir sus limitaciones en relación a la transmisión máxima de energía.
4. Establecer un modelo simplificado que considere las distintas fuentes de generación y las líneas de transmisión eléctrica considerando la distribución de la matriz energética del norte y sur de Chile.
5. Analizar los resultados de las distintas pruebas de variación de la generación/demanda verificando el cumplimiento de las acciones de control en el balance energético.

1.7 Hipótesis

Para asegurar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico de una matriz con alta penetración de centrales eólicas y solar fotovoltaicas es necesario un mínimo de generación eléctrica con tecnologías que permitan reaccionar ante cambios en el balance de la red contemplando los efectos ocurridos en la transmisión de energía.

1.8 Consideraciones de diseño

El diseño del modelo simplificado compuesto por las distintas tecnologías de generación consideradas contempla las condiciones climáticas de ubicaciones geográficas específicas, para las variables de las tecnologías que lo requieran. Para realizar el análisis de las líneas de transmisión se suponen efectos electromagnéticos puntuales considerando un equilibrio entre las fases, es decir, cada fase existente en la línea de transmisión efectúa el mismo comportamiento en magnitud ante una variación de la estabilidad en la red. Al evaluar el comportamiento del modelo se aplican variaciones de demanda de tipo escalón cuyas características de magnitud y ubicación son señaladas específicamente en cada caso. El modelo se realizó y evaluó en Matlab a través de su herramienta Simulink.

1.9 Metodología

Para comprender los efectos de la variación de la demanda o generación eléctrica en la estabilidad de la red se investigó en la bibliografía cómo las centrales de generación interactúan con la red eléctrica y sus características de frecuencia, tensión y corriente, como también la manera en que la red es regulada y estabilizada por parte de los sistemas de control.

Con el fin de modelar la generación de las diferentes tecnologías consideradas, se estudiaron los modelos existentes para identificar los elementos más importantes a considerar y sus variables implícitas.

Para establecer las condiciones iniciales de los modelos de generación se seleccionaron centrales existentes para obtener resultados representativos del norte y centro sur de Chile.

Se estudió en la bibliografía la teoría electromagnética, para comprender cómo afectan las líneas de transmisión al proceso de estabilización de la red, con el fin de contemplar las características más importantes. Para las limitaciones de transmisión de corriente eléctrica, se diseñó un lazo que permita realizar una acción de control que permita mantener el suministro en operaciones de saturación.

Se realizó un modelo simplificado compuesto por distintas tecnologías y se evaluó su funcionamiento con el fin de verificar la correcta implementación. Se sometió el modelo a diferentes situaciones y se analizan los resultados obtenidos. Se concluye verificando el funcionamiento de los sistemas de control visualizando la señal de frecuencia y potencia respectiva en cada caso.

Para incluir la central de bombeo se analizó su funcionamiento en la bibliografía y se realizó un modelo de manera similar al modelo hidroeléctrico. Se evaluó el funcionamiento e incluyó en el modelo con el fin de demostrar el aporte a la estabilidad.

El principal criterio de diseño de los modelos es la confiabilidad de operación y rápida respuesta de los sistemas de control, que permitan garantizar el suministro y estabilidad de la red ante perturbaciones en la demanda de la red o generación de las centrales generadoras.

Capítulo 2: Marco Teórico

Este capítulo comprende la información necesaria para comprender los modelos de generación utilizados y realizar el análisis de estabilidad de frecuencia y de potencia activa de una red eléctrica. Se definen los distintos elementos y variables que se utilizan en los modelos de generación eléctrica, los sistemas de control encargados de los servicios de balance energético y la teoría necesaria para comprender los fenómenos electromagnéticos ocurridos en la transmisión de energía eléctrica.

2.1 Sistemas de control

Los sistemas de control encargados del balance energético y frecuencial son el control primario y secundario. Estos son efectuados principalmente sobre máquinas síncronas donde la velocidad de operación de la máquina está determinada por la frecuencia de sincronismo (f_{sin}) y la cantidad pares de polos que posee la unidad generadora, estableciendo una relación directa entre la frecuencia de la red y la velocidad de giro de la máquina rotatoria ($\omega_{operación}$) como se muestra en la ecuación 3.

$$\omega_{operación} = \frac{f_{sin}}{n^{\circ} \text{ pares de polos}} \quad (3)$$

Los sistemas de control de frecuencia deben ser capaces de actuar acorde a las exigencias mínimas de diseño establecidas por el Ministerio de Energía, manteniendo la frecuencia entre 47.5 y 52 Hz en casos extremos. Toda central de generación debe ser capaz de mantener su aporte energético de manera continua cuando se opera dentro de 49 y 51 Hz, mientras que, para frecuencias fuera de este rango, se exige mantener su aporte por al menos una cierta cantidad de tiempo especificado en el artículo 3-9 de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio [13].

2.1.1 Control primario de frecuencia

El control primario busca mantener el equilibrio entre la potencia generada y demandada. Este control está definido como la acción de control que permite modificar la potencia activa de instalaciones de generación y/o equipos, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia [14].

La acción de control se efectúa como un control proporcional dominado por el inverso de la constante de estatismo de la máquina. El Estatismo (R_{est}) se define como la relación entre el incremento relativo de la frecuencia (velocidad de rotación) y el incremento relativo de la potencia de salida en un régimen permanente, es decir, desde un estado sin carga a un estado en plena carga. Si se expresa la variación por unidad de potencia nominal (p.u.) y frecuencia base se obtiene la ecuación 4. Para mayor compresión, si se tiene un estatismo de 5% significa que una variación del 5% en la frecuencia implica una variación del 100% de la potencia de salida [15].

$$R_{est} = \frac{\Delta f}{f_{nom}} \bigg/ \frac{\Delta P}{P_{nom}} \quad (4)$$

En la bibliografía, los valores de la constante de estatismo no suelen superar el 3% y en casos extremos alcanza 6% [16]. La constante R_{est} se expresa generalmente en unidades de Hz/MW o en valor porcentual. A partir de esta constante, se puede comprender el primer límite de operación de la acción de control de potencia de un sistema de generación como un límite asociado a variaciones máximas de potencia de salida en función de la variación de frecuencia.

2.1.2 Control Secundario de Frecuencia

Por definición el control secundario de frecuencia (CSF) es la acción de control encargada de reestablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal. Debe operar de forma centralizada y automática, dentro de un tiempo de 10 segundos y ser capaz de mantener el aporte por un tiempo de 15 minutos como define la CNE [14]. El CSF es el encargado de regular la frecuencia que fue alterada a través de un controlador integral que actúa variando la potencia de manera proporcional a la integral del error de potencia asociado a la variación de frecuencia y la potencia de la red. Teniendo en consideración que el control secundario actúa de manera centralizada, esta acción implica un control sobre una señal que contiene el efecto realizado por la regulación de potencia e interacción de las centrales a través de la red.

Una variación en la demanda se entiende también como una variación de una carga localizada en un área, lo que implica un flujo de energía hacia o desde el área donde ocurre la perturbación, siendo este flujo de energía percibido por el control secundario. Este efecto se incluye dentro de la variación de potencia que ingresa al controlador integral, el cual está definido por una constante denominada “ B ”, que está compuesta por la constante de estatismo y un factor de sensibilidad asociado al generador síncrono. Así, la señal de potencia que ingresa al CSF se denomina Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en inglés) donde ΔP_{12} representa la variación del flujo de potencia entre las áreas conectadas [17]. La definición del factor de sensibilidad “ D ” y la variación de flujo de potencia se encuentran definidos más adelante en el curso del capítulo.

$$B = \frac{1}{R_{est}} + D \quad (5)$$

$$ACE = \Delta P_{12} + B * \Delta f \quad (6)$$

$$\Delta P_{ref} = -k_{int} * \int_{t_0}^t ACE dt \quad (7)$$

Finalmente, este controlador integral está definido según la ecuación 7 donde la constante k_{int} se obtiene mediante iteración. El efecto del control de frecuencia sobre la variación de potencia generada

en una maquina síncrona se puede escribir también como la ecuación 8, donde la variación de potencia generada es la variación de la potencia inicial menos el efecto de la potencia asociada a la variación de frecuencia. Considerando la variación de potencia inicial como la variación de potencia de referencia obtenida en la acción de control secundaria, se obtiene cómo actúa el control proporcional e integral en presencia de una variación de la frecuencia en la red según la ecuación 9.

$$\Delta P_{gen} = \Delta P_0 - \frac{1}{R_{est}} * \Delta f \quad (8)$$

$$\Delta P_{gen} = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R_{est}} * \Delta f \quad (9)$$

2.1.3 Relación entre el cambio de potencia y cambio de frecuencia

Utilizando la ecuación de movimiento que gobierna el comportamiento de un rotor asociado al torque (T) (véase ecuación 10), a través de la relación entre el torque y la potencia, es posible modelar una ecuación que relaciona la potencia y el ángulo de rotación (θ) del rotor al multiplicar la ecuación del movimiento por la velocidad angular (ω) y reemplazando por la energía cinética rotacional (W_k), como se muestra en la ecuación 13 [15].

$$J * \ddot{\theta} = T \quad (10)$$

$$P = T * \omega \quad (11)$$

$$W_k = \frac{1}{2} * J * \omega^2 \quad (12)$$

$$2 * W_k / \omega * \ddot{\theta} = P \quad (13)$$

En la ecuación del movimiento, J representa el momento polar de inercia del rotor y $\ddot{\theta}$ la segunda derivada del ángulo de giro respecto al tiempo, es decir, la aceleración angular del cuerpo rotatorio. Para relacionar las variables de manera más sencilla, se define la constante de Inercia H , que representa el tiempo que es capaz de entregar energía utilizando sólo su energía cinética (véase ecuación 14). Reemplazando la constante de inercia en la ecuación de movimiento se obtiene la ecuación 15 que representa la ecuación de movimiento que gobierna el comportamiento del rotor en función del ángulo de rotación. Finalmente, considerando que la segunda derivada del ángulo theta respecto al tiempo ($\ddot{\theta}$), representa de igual manera a la derivada de la velocidad angular respecto al tiempo ($\dot{\omega}$) y que la variación de potencia está determinada por la diferencia entre la potencia motriz del rotor y la potencia resistente del generador eléctrico, la ecuación del movimiento queda expresada por la ecuación 16. En este caso la velocidad angular ω es la frecuencia nominal del sistema, por lo que es equivalente a 1 cuando se trata de máquinas síncronas según las referencias [18,19].

$$H = \frac{1}{2} * J * \omega^2 / P \quad (14)$$

$$2 * H / \omega * \ddot{\theta} = P \quad (15)$$

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = (\Delta P_m - \Delta P_e) * \frac{1}{2 * H} \quad (16)$$

En relación a la constante de Inercia, algunos fabricantes entregan valores de ella mediante fórmulas estadísticas, por lo que, a partir de esos valores, la norma entregada por la asociación nacional de fabricantes eléctricos NEMA define una constante de inercia natural H_n que representa una inercia natural acorde a la magnitud del volante de inercia mínimo requerido por el elemento rotatorio en condiciones electromagnéticas normales establecidas por la norma dada la ecuación 17 [20,21]. La potencia nominal en la ecuación 17 representa la potencia nominal del generador en kVA.

$$H_n = 0.54 * \ln(P_{nom} * 10^{-3}) + 0.30 \quad (17)$$

De esta manera se puede comprobar que los valores de la constante de inercia dispuestos en la bibliografía poseen valores cercanos, no menores, a los obtenidos mediante la norma NEMA MG 5.1, lo que permite considerar la inercia natural como un valor mínimo al momento de no contar con el valor real de la constante de inercia de un rotor.

Continuando con el desarrollo, contemplando que las maquinas síncronas poseen un factor de sensibilidad asociado a la variación de la velocidad de giro y la variación de potencia, al variar uno de ellos la carga acoplada ejerce un par resistente. Este efecto se mide mediante el coeficiente de sensibilidad “ D ” y su valor se puede expresar en MW/Hz o porcentual [15].

$$\Delta P_e = \Delta P_{e_0} + D * \Delta\omega \quad (18)$$

Finalmente, utilizando la función de Laplace, la razón de cambio entre la variación de frecuencia y la variación de potencia en una máquina síncrona queda definida por la ecuación 19.

$$G_p(s) = \frac{\Delta frecuencia(s)}{\Delta potencia(s)} = \frac{1}{2 * H * s + D} \quad (19)$$

2.2 Regulación de operación eléctrica síncrona

La regulación de operación eléctrica presentes en los modelos de generación hidroeléctrico y termoeléctrico permiten simular la respuesta de los sistemas de control accionados en las centrales de generación síncronas al manifestarse una perturbación en la estabilidad de la red.

Primero, es necesario definir los efectos asociados a la válvula de admisión y distribuidor para la turbina a vapor e hidráulica respectivamente. Luego, en una turbina hidráulica es necesario

contemplar los efectos implícitos en el flujo masico de agua que circula por ella y para una turbina a gas/vapor los efectos del flujo gaseoso que pasa por las diferentes secciones de la turbina térmica.

2.2.1 Válvula de admisión y distribuidor hidráulico

Para realizar el cambio en la operación de la unidad de generación se necesita variar la cantidad de energía suministrada a la unidad rotatoria, siendo la válvula de admisión y el distribuidor los elementos principales que producen la variación del flujo que ingresa a las turbinas a gas/vapor e hidráulicas respectivamente. Estos elementos por lo general son elementos de control final, que son accionados mediante controladores de precisión como la válvula de control neumática o hidráulica.

La ecuación del movimiento que gobierna al pistón de la válvula hidráulica representa la diferencia de presiones ejercidas sobre el pistón hidráulico, dado por la fuerza ejercida por el flujo a regular y la presión del fluido ejercida por el controlador. La función de Laplace que representa el cambio de posición del pistón según las presiones está dada por la ecuación 21 y por la variable auxiliar t_h que representa una constante asociada a las características geométricas del pistón [22]. Para los modelos se considera un valor de k_{valv} ideal igual a 10. Así el cambio de la válvula de admisión y del distribuidor quedan determinados por la acción ejercida por el controlador hidráulico.

$$t_h = \frac{1}{k_{valv}} \quad (20)$$

$$G_H(s) = \frac{1}{1 + st_h} \quad (21)$$

2.2.2 Regulación de operación de la central hidroeléctrica

El modelo hidroeléctrico consta de los efectos en cadena producidos por la variación del flujo permitido por la válvula, afectando a la velocidad de rotación y, por consiguiente, la generación de energía según la relación de cambio de potencia definida por “ $G_T(s)$ ”. Sobre el modelo, se aplica una variación de la demanda y, con los sistemas de control, se obtiene un modelo de lazo cerrado. A las acciones asociadas al cambio de potencia de operación de la turbina se les denomina Regulación de Operación.

El efecto del cambio en la generación al variar la apertura de la válvula se determina con las constantes de diseño de la central. Se define la constante t_w como el tiempo requerido para que el flujo de agua pase de un estado de reposo a su estado de flujo nominal Q_{nom} , según la altura neta del salto h_{neta} , la gravedad g , la sección transversal A_{st} y el largo L de la tubería de toma [16].

$$t_w = \frac{Q_{nom} * L}{g * h_{neta} * A_{st}} \quad (22)$$

A partir de t_W , se modela el cambio en la potencia generada debido a la variación de la apertura de la válvula considerando una turbina ideal sin pérdidas energéticas por fricción ni de fluido.

$$G_T(s) = \frac{1 - st_W}{1 + \frac{s}{2} * t_W} \quad (23)$$

Es importante comprender que el cambio en el flujo de agua que circula por la turbina provoca cambios en la potencia a través de la velocidad de rotación y por ende en la inercia del rotor. Aparece la necesidad de regular el efecto inercial del agua sobre la turbina, de manera que se define como R_T a la regulación transitoria de este efecto y t_R al tiempo de regulación transitorio [18,22,23,24]. Este regulador se puede interpretar como un regulador de velocidad que ayuda a estabilizar la operación de la central, donde su función de transferencia se encuentra dada por la ecuación 26.

$$R_T = (2.3 - (t_W - 1) * 0.15) * \frac{t_W}{2 * H} \quad (24)$$

$$t_R = (5 - (t_W - 1) * 0.5) * t_W \quad (25)$$

$$G_R(s) = \frac{1 + st_R}{1 + s \frac{R_T}{R_{est}} * t_R} \quad (26)$$

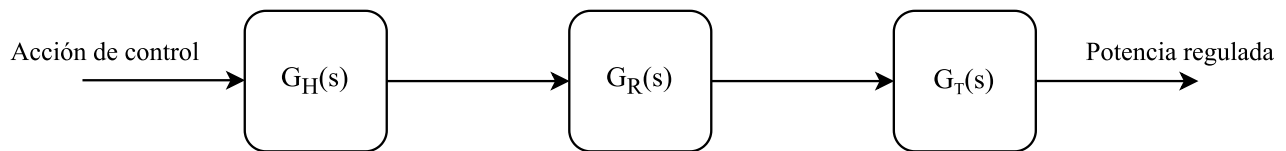


Figura 2.1: Diagrama de flujo de la regulación de operación central hidroeléctrica

2.2.3 Regulación de operación de la central termoeléctrica

En el caso de la generación eléctrica por una maquina térmica síncrona, se debe contemplar los efectos del flujo de gas por las diferentes secciones del ciclo Rankine asociado, específicamente en la turbina.

Teniendo una turbina a vapor con una etapa de alta presión y de baja presión, incluyendo una etapa de recalentado entre ambas, la ecuación de transferencia que modela la potencia de generación eléctrica, según el flujo de vapor por las etapas, se muestra en la ecuación 27. La representación de la central termoeléctrica escogida se encuentra detallada en la literatura [16]. La regulación de operación conforma la acción de la válvula, los efectos de las etapas de alta presión, recalentado y baja presión dados por “ $G_{Tt}(s)$ ” y la función de transferencia que relaciona la potencia y frecuencia “ $G_p(s)$ ”. Sobre las acciones anteriores se aplican los sistemas de control obteniendo un modelo de control de lazo cerrado.

$$G_{Tt}(s) = \frac{1 + s * F_{HP} * t_{RH}}{(1 + s * t_{CH}) * (1 + s * t_{RH})} \quad (27)$$

En la función de transferencia “ $G_{Tt}(s)$ ”, t_{CH} representa el tiempo en el que el flujo de volumen pasa a través de la turbina, el cual se considera de 0.3 segundos, T_{RH} la constante de tiempo en el que el flujo se encuentra en la etapa de recalentado, con un valor de 7 s y F_{HP} la fracción de potencia generada en la etapa de alta presión de la turbina equivalente a un 30%.

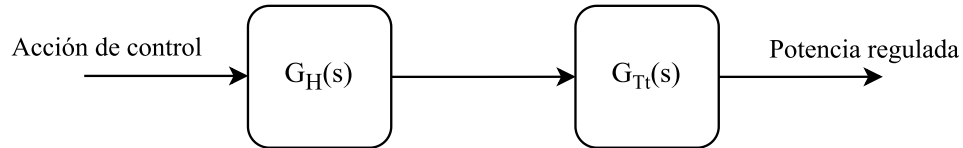


Figura 2.2: Diagrama de flujo regulación de operación central térmica

2.3 Punto de operación de una bomba centrífuga

Para determinar el punto de operación de una bomba centrífuga se utiliza la mecánica de fluidos aplicada a turbomáquinas, principalmente el principio de Bernoulli generalizado, como indica la ecuación 28, y la conservación de energía.

$$\frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2 * g} + h_1 - \Lambda_{T,1 \rightarrow 2} + h_{bba} - h_{tur} = \frac{p_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2 * g} + h_2 \quad (28)$$

En la ecuación de Bernoulli “ p ” es la presión en el punto en pascales (Pa), “ v ” la velocidad del fluido en el punto, “ h ” la altura respecto a una referencia en metros, “ $\Lambda_{T,1 \rightarrow 2}$ ” representa las pérdidas de energía producto del roce entre el fluido y los elementos al fluir desde el punto 1 al punto 2, “ h_{bba} ” la altura que eleva la bomba en metros, “ h_{tur} ” la altura consumida por una turbina hidráulica en metros y “ γ ” la gravedad específica del fluido. La determinación de estos valores se realiza conociendo distintas características del sistema que representa el recorrido por el cual se debe impulsar el fluido, siendo el más engorroso de calcular el valor de las pérdidas totales. El valor de las pérdidas totales consta de las pérdidas regulares y singulares que representan las pérdidas energéticas debido al esfuerzo de corte entre el fluido y la superficie por el cual circula el fluido y a la acción de los elementos que modifican la velocidad, dirección y presión del fluido al circular por el sistema, respectivamente. Las ecuaciones 29 y 30 permiten determinar las pérdidas regulares y singulares.

$$\Lambda_{R,1 \rightarrow 2} = \lambda * \frac{L_{tub}}{d_{tub}} * \frac{v^2}{2 * g} \quad (29)$$

$$\Lambda_{S,1 \rightarrow 2} = \sum \zeta_i * \frac{v^2}{2 * g} \quad (30)$$

Las variables λ y ζ_i representan constantes adimensionales las cuales se obtienen a través del diagrama de Moody, en el caso de las pérdidas regulares, y en la bibliografía, para las pérdidas singulares. Cabe destacar que λ es un valor que se obtiene a partir de una función definida por tramos al ingresar el número de Reynolds asociado a la velocidad del flujo que circula y la rugosidad relativa de la superficie en contacto con el fluido [25].

La potencia mecánica suministrada al fluido está dada por la ecuación 31, siendo “ ω ” la velocidad de rotación y “ T ” el torque del rotor. Con la potencia suministrada y el flujo deseado, se puede determinar la altura teórica que es capaz de elevar la bomba centrífuga cuando no existen pérdidas, que, por lo general, posee un comportamiento lineal en función del caudal.

$$W_m = \omega * T \quad (31)$$

$$h_{teórica} = \frac{\omega * T}{\gamma * Q} * \eta_{bba} = a_0 - a_1 * Q \quad (32)$$

De la misma manera, se puede representar las características del sistema mediante una curva, la que representa la altura a elevar “ h_b ” sumada a las pérdidas energéticas según el caudal bombeado. La curva real de la bomba representa la altura que es capaz de elevar según el caudal bombeado. Estas funciones permiten determinar la operación óptima de la bomba según las condiciones del sistema, ya que ambas curvas se comportan como una función cuadrática cuya intersección corresponde al punto de operación óptimo cuando el sistema de bombeo se encuentra bien diseñado [25].

$$h_{sistema} = h_b + K * Q^2 \quad (33)$$

$$h_{bba} = h_{teórica} - a_2 * Q^2 \quad (34)$$

La última ecuación necesaria para obtener la potencia eléctrica de consumo de la bomba es la ecuación 35. Así, a partir de las características del sistema y de la bomba, se puede obtener un perfil de potencia de consumo y viceversa, y, si se considera un rango de operación que no exponga a la bomba a operaciones no recomendadas, se puede obtener un rango de potencia eléctrica asociado al rango de operación. Es importante mencionar que existen pérdidas energéticas al transformar energía eléctrica en energía mecánica por lo que se considera un factor de eficiencia neta.

$$P_{eléctrica} = Q_{operación} * h_{operación} * \frac{\gamma}{\eta_{neta}} \quad (35)$$

2.4 Variables eléctricas

El propósito de este apartado del capítulo es mencionar y definir, a grandes rasgos, efectos electromagnéticos presentes en la transmisión de corriente eléctrica a través de las líneas de tensión.

2.4.1 Corriente eléctrica

La corriente eléctrica se define como el flujo de partículas cargadas que se mueven a través de un conductor. Su unidad de medida es el Ampere. Las corrientes eléctricas más utilizadas son la corriente continua y la corriente alterna. La corriente continua es el flujo continuo de energía eléctrica a través de un conductor, mientras que la corriente alterna se le denomina a la corriente eléctrica que varía su magnitud y sentido cíclicamente. Por lo general, cuando se habla de corriente alterna se hace referencia a la corriente alterna sinusoidal.

2.4.2 Tensión eléctrica

Una definición común de la tensión eléctrica es el trabajo realizado por unidad de carga ejercido por el campo eléctrico sobre una partícula cargada para moverla de una posición determinada a otra. Para efectos prácticos, la tensión eléctrica representa la diferencia de potencial eléctrico entre un punto y otro. Su unidad de medida es el Voltio. Cuando se habla de voltaje se refiere a tensión eléctrica.

2.4.3 Resistencia eléctrica

La resistencia eléctrica (R_e) es la oposición al paso de corriente eléctrica por un elemento conductor. Su valor está determinado por la resistividad del material (ρ_e), el largo del conductor (l) y la sección transversal del conductor (A_{St}). La magnitud de la resistencia eléctrica es el Ohmio (Ω).

$$R_e = \rho_e * \frac{l}{A_{St}} \quad (36)$$

2.4.4 Inductancia (L)

El fenómeno de la Inductancia se define como la oposición al cambio del flujo corriente eléctrica en presencia de un campo magnético. La magnitud de la Inductancia es el Henrio (H) que es equivalente a la resistencia eléctrica por unidad de tiempo $\Omega \cdot s$.

Según la ley de Biot-Savart, siempre que exista un flujo de corriente por un conductor se generará un campo magnético transversal al conductor, el cual es directamente proporcional a la magnitud de la corriente [26]. A partir de esta ley electromagnética, se comprende que en las líneas de transmisión existen efectos inductivos asociados al campo magnético presente en cada conductor de las diferentes fases y además un efecto de inducción mutua debido al acoplamiento de los campos magnéticos presentes en los distintos conductores. Es importante considerar este efecto debido a la cantidad de conductores que se utilizan en las líneas de transmisión eléctrica.

2.4.5 Capacitancia (C)

La capacitancia es la propiedad que posee un elemento para mantener una carga eléctrica. Su unidad de medida es el Faradio (F) y equivale a la resistencia eléctrica sobre una unidad de tiempo Ω/s .

En las líneas de transmisión, el efecto capacitivo genera pérdidas de energía debido a que las cargas que pasan por los conductores se ven atraídas por las cargas en los demás conductores, es decir, al existir una transmisión por fases, existe una diferencia de potencial entre las fases provocando una tendencia a saltar de un conductor a otro. Este fenómeno, al igual que la inductancia, es importante al momento de diseñar las líneas de transmisión. Existen prácticas comunes para disminuir la capacitancia de las líneas de transmisión, como la trasposición de las fases a lo largo del tramo y la distribución geométrica con la que se disponen los conductores de las líneas de transmisión [27].

2.4.6 Reactancia (X)

Debido a que los efectos capacitivos e inductivos producen efectos de oposición a la transmisión de energía se define la reactancia como el efecto resistivo asociado a estos fenómenos.

La reactancia capacitiva e inductiva se determinan según la ecuación 37 y 38 respectivamente.

$$X_C = \frac{1}{2 * \pi * f * C} \quad (37)$$

$$X_L = 2 * \pi * f * L \quad (38)$$

Donde “ X_L ” y “ X_C ” poseen como magnitud el Ohm Ω , “ f ” representa la frecuencia en Hz, mientras que la capacitancia e inductancia en sus respectivas unidades. Es común encontrar en la bibliografía estas ecuaciones en función de la velocidad de rotación, por lo que, a modo de generar claridad, se establece la siguiente igualdad.

$$\omega = 2 * \pi * f \quad (39)$$

Por otra parte, los efectos reactivos en las líneas generan efectos de desfase entre la corriente y el voltaje debido a la relación directa que poseen con la frecuencia. El desfase producido por la inducción es un desfase convencionalmente de signo positivo, mientras que el desfase por capacitancia de signo negativo, ya que, en presencia de solo un efecto inductivo, la corriente esta desfasada hacia atrás $\frac{1}{4}$ de periodo de onda respecto al voltaje y, en el caso contrario, cuando solo hay presencia de un efecto capacitivo, la corriente esta desfasada $\frac{1}{4}$ de periodo hacia adelante respecto al voltaje, como se ejemplifica en la Figura 2.3. El ángulo de desfase está dado por la ecuación 40 cuando los efectos se encuentran en serie.

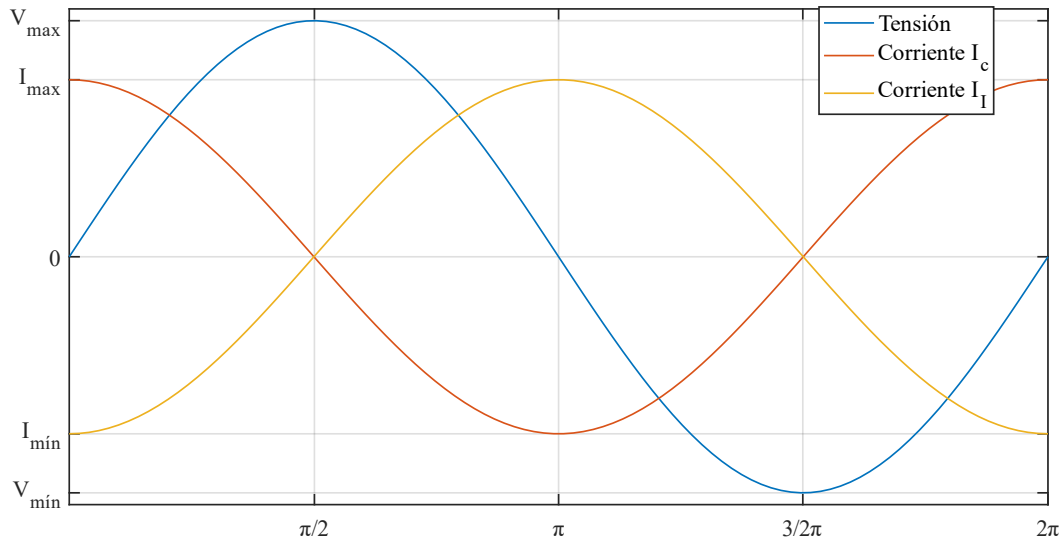


Figura 2.3: Desfase entre corriente y tensión en presencia de inductancia o capacitancia.

$$\varphi = \tan^{-1} (X_C - X_L / R_e) \quad (40)$$

2.4.7 Impedancia (Z) y Admitancia (Y)

La impedancia corresponde a la extensión del efecto de la resistencia a los circuitos de corriente alterna. Está definida como la oposición de un circuito al flujo de corriente cuando se aplica una tensión. La impedancia posee una magnitud y una fase. La representación más utilizada es la representación fasorial, donde la parte real del fasor representa la resistencia eléctrica y la parte imaginaria la reactancia. Su fase está dada por el ángulo φ definido anteriormente. Si $X > 0$ implica que el efecto reactivo equivalente del circuito es inductivo y del caso contrario es capacitivo.

$$Z = R_e + jX \quad (41)$$

$$X = X_L - X_C \quad (42)$$

La admitancia se define como la facilidad que ofrece un circuito al paso de corriente. Es el inverso de la impedancia y su ecuación se define en función de ella. La unidad de magnitud es el Siemens.

$$Y = \frac{1}{Z} \quad (43)$$

Se define también el efecto eficaz de la impedancia como la suma de sus cuadrados bajo raíz, que representa el efecto resistivo neto sobre la corriente circulante en Ohm.

$$Z_r = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (44)$$

2.5 Representación de las líneas de transmisión y conexiones trifásicas

Dentro de la bibliografía se encuentran tres modelos para representar las líneas de transmisión: el modelo de línea corta, el de línea media/larga “ π ” y el modelo de línea media/larga “T” [27,28]. En el modelo de línea corta se considera la línea con un efecto resistivo e inductivo en serie, mientras que para los modelos de línea media/larga, se debe considerar, además, el efecto de la admitancia en paralelo. La longitud para el modelo de línea corta es máxima de 80 km, para la línea media máximo 240 km y la línea larga 320 km. Cabe destacar que en líneas de longitud inferior a 80 km los efectos capacitivos son tan pequeños que se desprecian. Gracias a estas representaciones, es posible obtener las relaciones que permiten determinar las magnitudes eléctricas al inicio y fin de una línea de transmisión, para así observar cómo es afectada la energía eléctrica al circular por ellas.

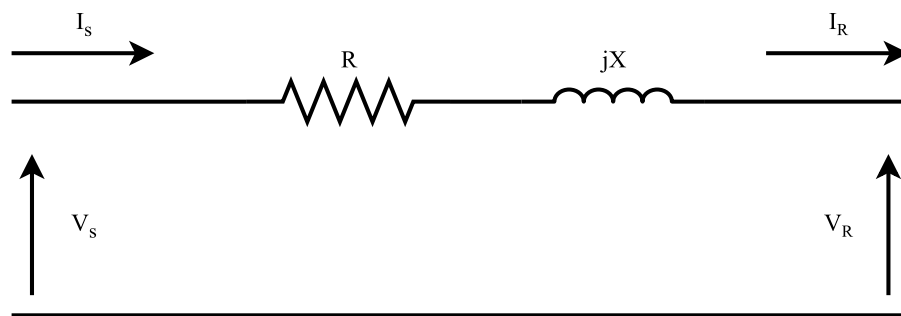


Figura 2.4: Representación de una línea corta, modelo en serie

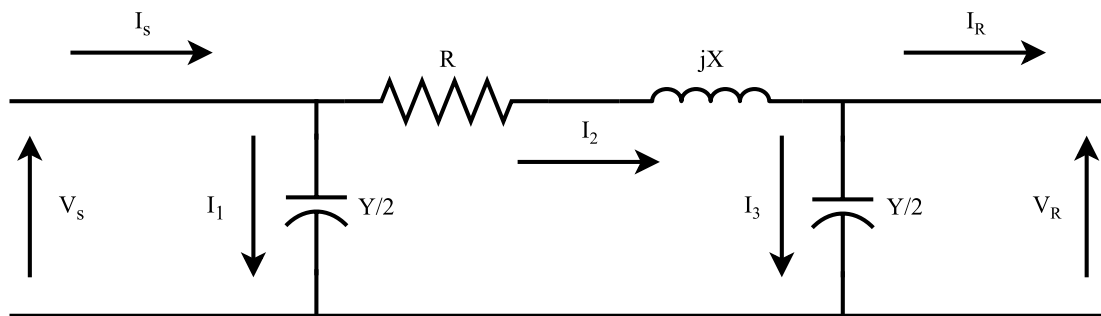


Figura 2.5: Representación de una línea media/larga, modelo “ π ”

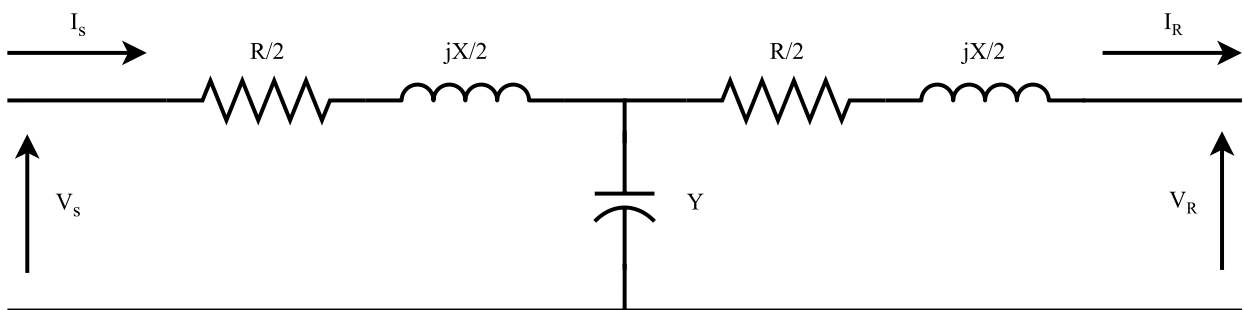


Figura 2.6: Representación de una línea media/larga, modelo “T”

Para la línea corta, la obtención de las ecuaciones son bastante sencillas debido al efecto en serie de la resistencia e inductancia. Las ecuaciones 45 y 46 están asociadas a líneas de longitud corta, donde la tensión V_r posee características oscilatorias y la corriente I_r es igual a la corriente que ingresa a la línea debido a que los efectos inductivos solo desfasan la corriente. En caso de que se necesite la tensión nominal a la salida del tramo, basta con determinar la tensión utilizando el efecto resistivo neto de la ecuación 44 sobre la corriente que ingresa a la línea.

$$V_r = V_s - R_e * I_s * \text{sen}(\omega * t) - X * I_s * \text{cos}(\omega * t) \quad (45)$$

$$I_s = I_r \quad (46)$$

Para las líneas de longitud media/larga la obtención de la corriente y tensión al final del tramo posee una mayor complejidad debido al efecto de la admitancia en paralelo que ocurre entre los conductores de la línea. Las ecuaciones 47 y 48 están asociadas a líneas de longitud media/larga utilizando el modelo “ π ”. De la misma manera, los parámetros nominales se determinan utilizando el efecto resistivo neto de la inductancia y capacitancia, considerando el efecto reactivo de la ecuación 42, sin embargo, para los parámetros oscilatorios es necesario ser minuciosos al momento de utilizar la impedancia como fasor, definido por las funciones senoidales.

$$V_s = \left(Z * \frac{Y}{2} + 1 \right) * V_r + Z * I_r \quad (47)$$

$$I_s = \left(Z * \frac{Y^2}{4} + Y \right) * V_r + \left(Y * \frac{Z}{2} + 1 \right) * I_r \quad (48)$$

Para obtener la corriente que circula por las líneas, se debe tener en cuenta el factor de potencia del generador eléctrico y el tipo de conexión a la red que estas poseen. La conexión de fuentes o cargas trifásicas normalmente es de tipo “triangular” o “estrella”, también conocidos como “delta” o “Y”. En el caso de una conexión del tipo triangulo, la corriente en cada fase será mayor que la corriente de línea, como se muestra en la ecuación 50, mientras que la tensión de línea será la misma en cada fase, mientras que para la conexión del tipo estrella, la tensión en cada fase será mayor que la tensión de línea y la corriente en cada fase será igual que la corriente de línea (véase ecuaciones 51 y 52) [27,29]. Por convención la tensión de línea se denota por “ U ” y se utiliza el sufijo fase para referirse a ellas.

$$U = U_{fase\Delta} \quad (49)$$

$$I = \sqrt{3} * I_{fase\Delta} \quad (50)$$

$$U = \sqrt{3} * U_{faseY} \quad (51)$$

$$I = I_{faseY} \quad (52)$$

En esta memoria se considera al transformador como ideal, sin pérdidas asociadas a los efectos resistivos e inductivos. Por lo anterior, la corriente que entra a las líneas de tensión está determinada

por la ley de ohm y conservación de la energía, donde la corriente se puede obtener conociendo el nivel de tensión nominal de la línea y la potencia eléctrica suministrada por el generador.

$$I = P_{gen} * \frac{F_{pg}}{V_{linea}} \quad (53)$$

Para el análisis de las características de la energía eléctrica en las líneas se utilizan los efectos eléctricos de las líneas de transmisión como un efecto equivalente en cada conductor, es decir, cada conductor posee efectos resistivos y reactivos de igual magnitud que los que posee dicha línea de transmisión. De esta manera se puede verificar el funcionamiento de los sistemas de control en la energía eléctrica verificando si los valores de tensión, corriente y potencia que circulan en la línea, o en un conductor de una fase específica, son estabilizados.

2.6 Sistemas eléctricos de potencia

Un sistema eléctrico constituido por componentes que suministran, transmiten, colectan y consumen potencia eléctrica se les conoce como Sistema Eléctrico de Potencia. Prácticamente, lo que se conoce como sistema eléctrico interconectado es un SEP. La forma más utilizada de representar un SEP es el diagrama unifilar. La importancia de describir los SEP es debido a que representan de manera simplificada la conexión de una matriz energética.

En los SEP se les denomina Barra a los elementos que colectan la energía eléctrica proveniente de los generadores u otras barras, por ellas circula toda la corriente. Lo que conoce como Cargas es la representación de un consumo de potencia eléctrica. El flujo de energía a través de un SEP depende de las cargas aplicadas a la red, donde la dirección de la corriente siempre será dependiendo de la diferencia de potencial entre los puntos y de la configuración de la barra, es decir, si esta permite, o no, el flujo en la dirección correspondiente. Las cargas y las barras se encuentran conectados por las líneas de transmisión y distribución eléctrica mediante transformadores de corriente quienes aumentan o disminuyen la tensión con la que la energía es conducida. En un diagrama unifilar es común contemplar los efectos de las líneas sólo en los cálculos, por lo que elementos que representen los efectos impeditivos y reactivos no son incluidos en los diagramas.

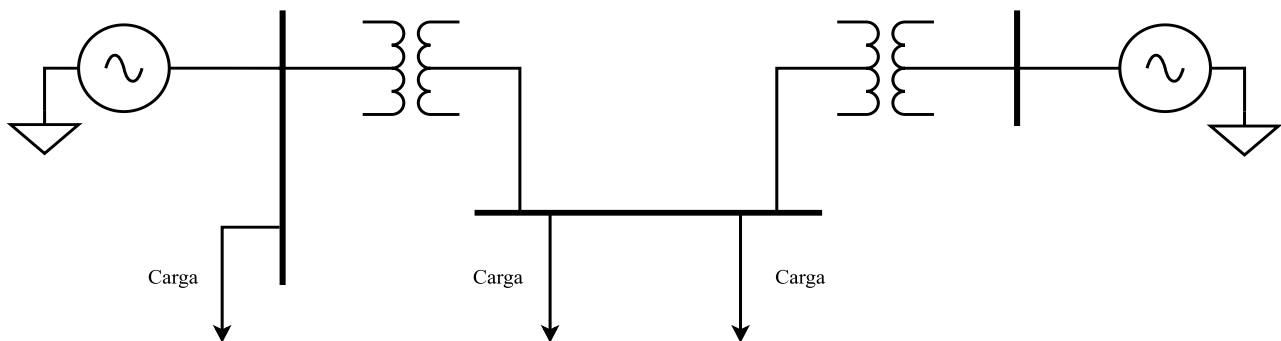


Figura 2.7: Diagrama unifilar de un SEP con 3 barras, 3 cargas, 2 generadores, 2 líneas y 2 transformadores

Como se menciona en el inciso 2.1.2, la potencia que circula desde un área a otra, definida por ΔP_{12} , circula por una o más barras. Para lograr estabilizar la potencia y frecuencia ante una perturbación de la demanda (carga), la corriente circula a través del SEP hacia o desde la carga. Para cuantificar esta potencia eléctrica es necesario conocer la tensión nominal de las distintas áreas y el ángulo de desfase entre las áreas involucradas.

2.7 Flujo de potencia activa

Para determinar el flujo de potencia activa entre diferentes áreas es necesario conocer la potencia que circula por una línea de tensión y algunas relaciones eléctricas propias de los circuitos eléctricos. La potencia eléctrica transmitida a través de una línea está definida por la ecuación 1 como se menciona anteriormente y en el caso de corriente alterna la potencia depende del tiempo y de los efectos reactivos. Así, la potencia activa queda definida por la ecuación 54, donde “ U ” e “ I ” representan los valores de tensión y corriente de la línea y “ φ ” el ángulo de desfase. La potencia activa es la potencia que realmente se utiliza para realizar el trabajo, mientras que la potencia reactiva “ P_{reac} ” es la potencia que se encarga de alimentar los efectos reactivos. Finalmente se define como potencia aparente “ S ” a el producto de los valores eficaces de la corriente y tensión [29].

$$P = U * I * \cos(\varphi) \quad (54)$$

$$P_{reac} = U * I * \sen(\varphi) \quad (55)$$

$$S = U * I \quad (56)$$

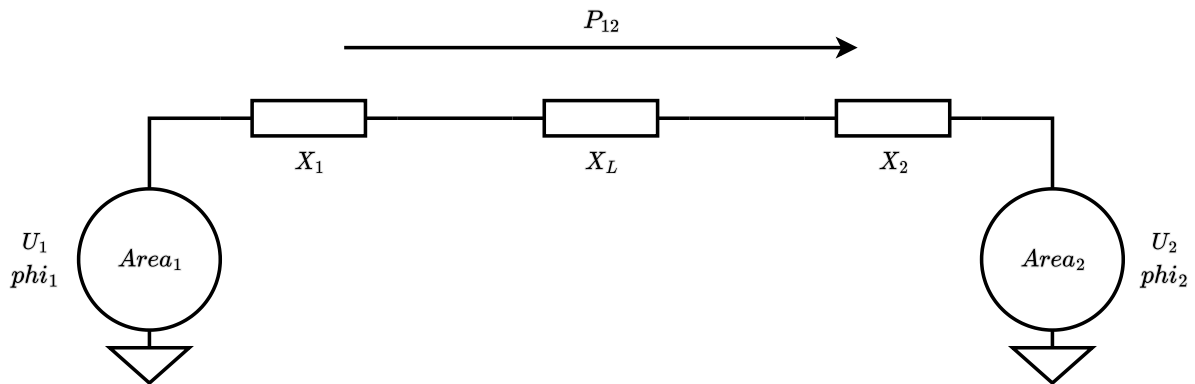


Figura 2.8: Esquema de un sistema de potencia con dos áreas.

A partir de la Figura 2.8, el flujo de potencia activa desde el área 1 al área 2 representa la potencia necesaria para mantener en equilibrio el sistema. El valor de “ P_{12} ” se obtiene a través de la ecuación 57, que corresponde al producto entre las tensiones, sobre la reactancia total y la diferencia de fase entre ambas áreas. Esta ecuación se puede obtener a partir de la ecuación 54 utilizando una relación equivalente de la corriente (véase ecuación 58), que representa la corriente necesaria para circular por un circuito, según el voltaje aplicado y la impedancia de este. Como el efecto reactivo genera desfases

en la corriente, se desprecia el efecto resistivo por lo que la impedancia estaría determinada solo por la reactancia total equivalente en el circuito. Luego, se define la variable “ T_0 ” como el par sincronizante, que representa el flujo de potencia activa en un tiempo cero que permite el equilibrio entre dos áreas en estado permanente. Esto permite obtener la variación del flujo de potencia activa entre distintas áreas conectadas conociendo la variación de los ángulos de desfase en cada área [17].

$$P_{12} = \frac{U_1 * U_2}{X_{total}} * \sin(\varphi_1 - \varphi_2) \quad (57)$$

$$I = \frac{U}{Z} \quad (58)$$

$$T_0 = \frac{U_1 * U_2}{X_{total}} * \sin(\varphi_{1,0} - \varphi_{2,0}) \quad (59)$$

Así, con el par sincronizante es posible determinar la variación del flujo de potencia entre dos áreas a partir de la variación de frecuencia de generación producida por una perturbación de la estabilidad. Cuando ocurre una perturbación del balance en algún área de la red, es posible percibir el desbalance energético en las áreas aledañas y regular la red en conjunto. Este flujo de potencia permite comprender cómo se comunican las centrales generadoras entre sí, como se muestra en la Figura 2.9.

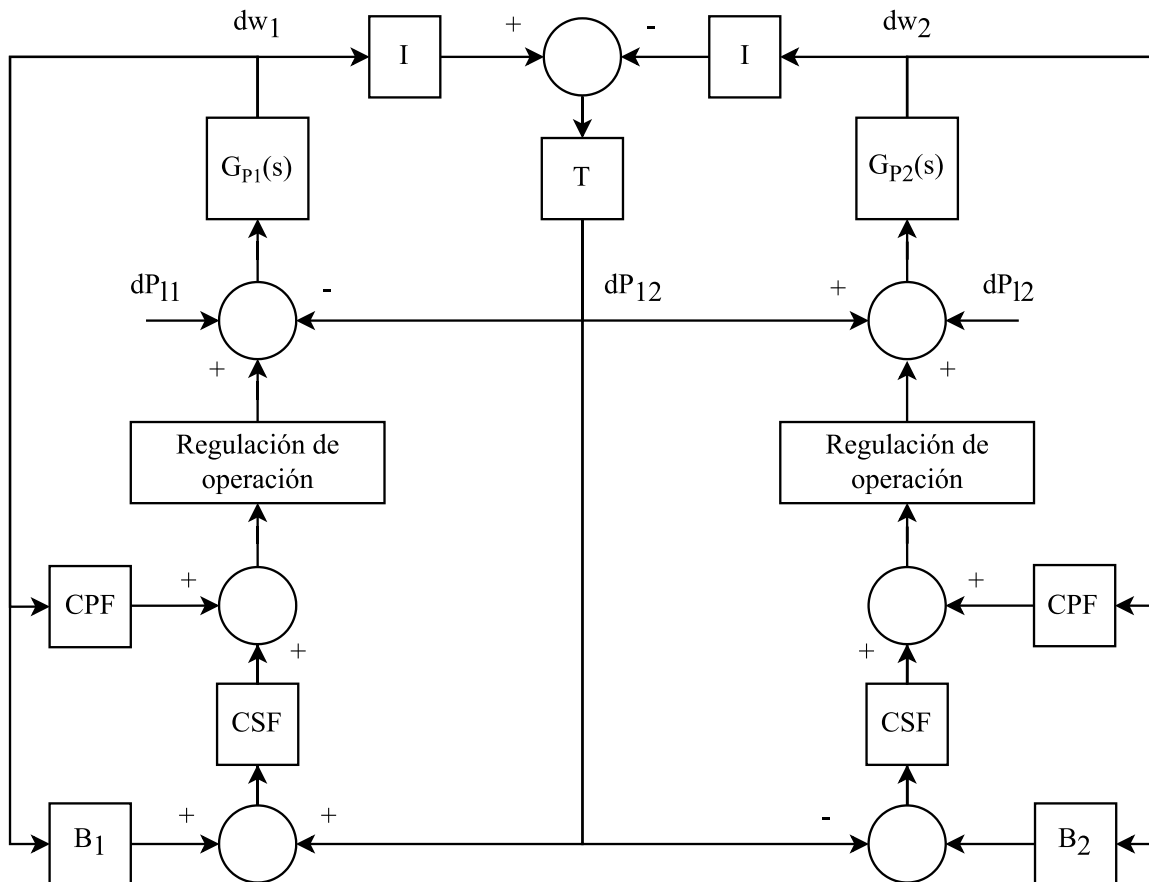


Figura 2.9: Diagrama de bloques del control de potencia y frecuencia con flujo de potencia activa

Capítulo 3: Desarrollo de los modelos de generación eléctrica e implementación de los sistemas de control

Para determinar el modelo simplificado que permita verificar las acciones de control para mantener la red estable es necesario establecer los modelos de generación eléctrica y la interacción con la red para estabilizarla mediante la regulación de operación y los sistemas de control.

Para verificar el funcionamiento de los diferentes sistemas de control se seleccionan distintas centrales generadoras con sus respectivas líneas de transmisión y barras a las cuales están conectadas. A lo largo del capítulo, los modelos se van acoplando con el fin de obtener modelos representativos de SEP simplificados. La Figura 3.1 representa, a modo de ejemplo, como se implementa de manera simplificada el modelo desarrollado.

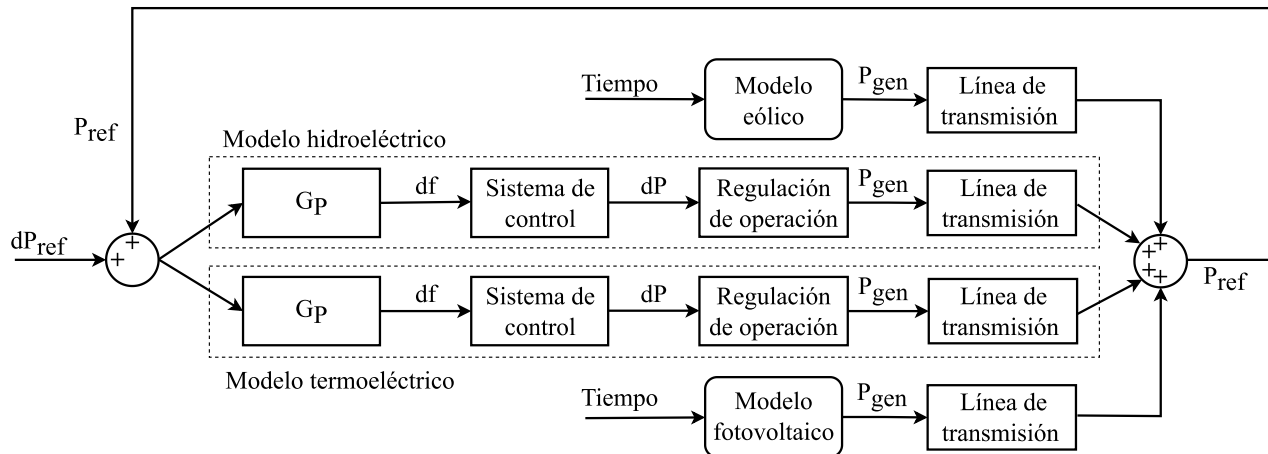


Figura 3.1: Diagrama de bloques representativo del control de la matriz

3.1 Implementación y validación del modelo hidroeléctrico

Como se menciona en el marco teórico, la regulación de operación en conjunto con los sistemas de control de frecuencia conforman el modelo de lazo cerrado que verifica el comportamiento de la central hidroeléctrica ante una variación de la estabilidad de la red. Utilizando los datos de la central hidroeléctrica Angostura se valida su implementación.

La central hidroeléctrica Angostura se encuentra ubicada en la comuna de Santa Bárbara, región del Bío-Bío, cuenta con una capacidad instalada de potencia máxima de 395 MW generada por 3 turbinas Francis, de las cuales dos poseen una potencia máxima de 142 MW y la tercera 47,25 MW, según los informes técnicos entregados por Colbun [30]. En los informes técnicos se sugiere una operación entre el 50% y el 100% de la potencia máxima para las unidades 1 y 2, mientras que para la unidad 3 sugiere operar entre 24 y 48 MW (brutos), siendo esta última la encargada de modular las cargas, es decir, de variar su operación con el fin de mantener a las unidades 1 y 2 en un punto de operación constante.

Utilizando los datos dispuestos en la Tabla 4 del Anexo A se obtienen los valores de las variables necesarias para el modelo de generación hidroeléctrica cuya representación está determinada en el Diagrama 2 del Anexo C. En las Figuras 3.2 y 3.3 se evidencia el correcto funcionamiento de los controles primario y secundario, siendo capaces de regular la potencia activa y frecuencia ante una perturbación de 2 MW de potencia.

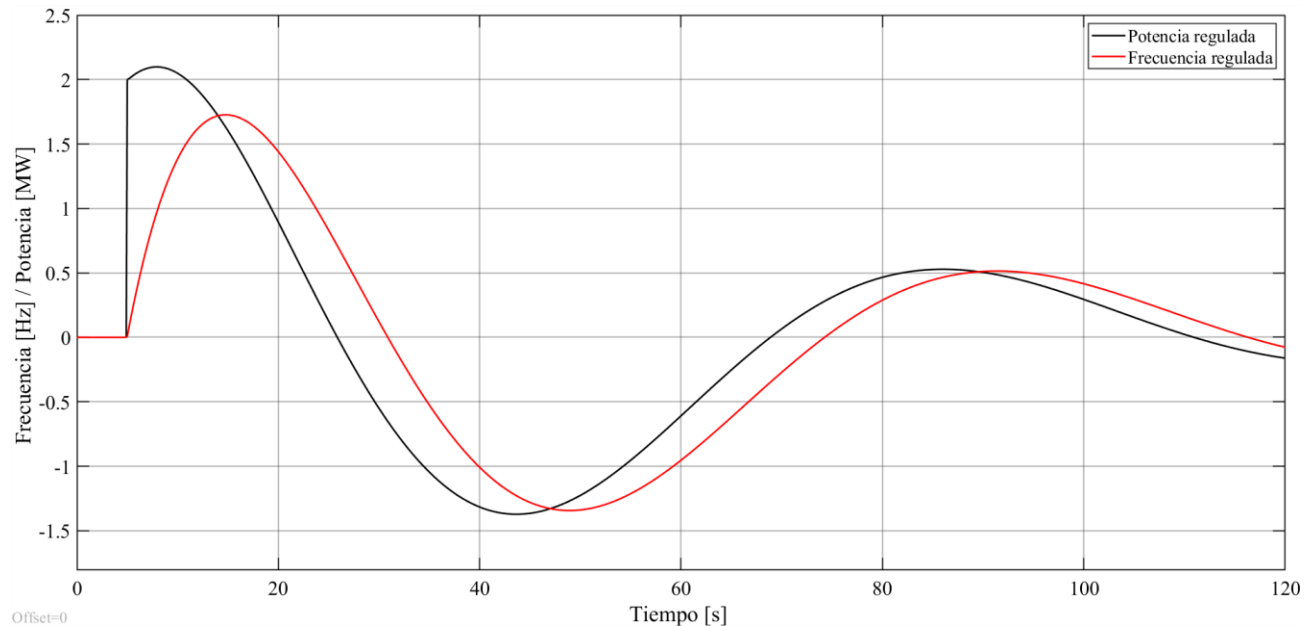


Figura 3.2: Regulación de frecuencia y potencia por el modelo hidroeléctrico ante una perturbación de tipo escalón de 2 MW

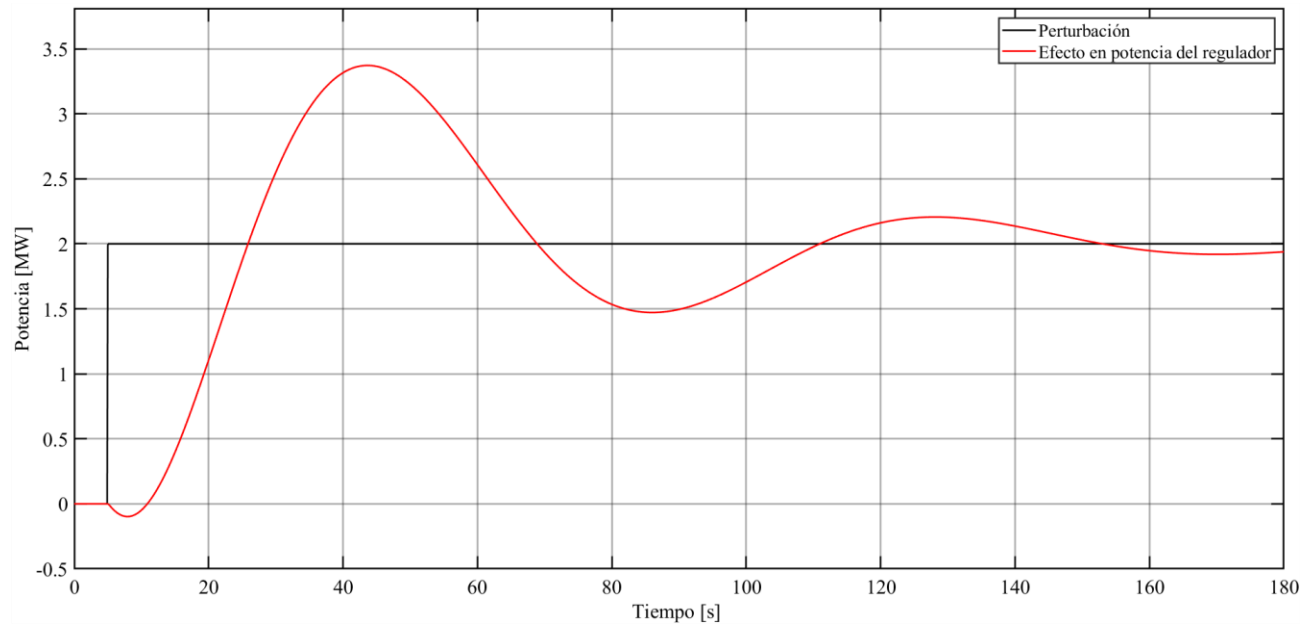


Figura 3.3: Potencia regulada por el modelo hidroeléctrico ante una perturbación de tipo escalón de 2 MW

En el caso de que se desee establecer un “límite” en la magnitud de la variación de potencia generada, como un método de protección, es posible, a través de un switch comparador, limitar el efecto de la

acción de control cuando provoque un cambio superior a una frecuencia establecida. Para verificar cómo reaccionan los modelos ante esta limitante en la Figura 3.4 se visualiza cómo actúa el control de frecuencia ante un límite de variación de frecuencia igual a 2.5 Hz. Para perturbaciones que impliquen una variación superior a los 2.5 Hz establecidos por el límite de variación de frecuencia máxima, se evidencia que la central no es capaz de regular eficazmente la red. Cuando esto ocurre, la central comienza un retorno paulatino hacia el valor nominal de frecuencia hasta alcanzar la frecuencia máxima e intentar regular la red nuevamente provocando oscilaciones repetitivas cuando se encuentra cerca del límite. El comportamiento del retorno al exceder la frecuencia máxima se debe al diseño del control, el cual emite una señal constante de magnitud pequeña al regulador al superar la variación máxima de frecuencia, con el fin de regularla hasta alcanzar una frecuencia bajo el límite establecido.

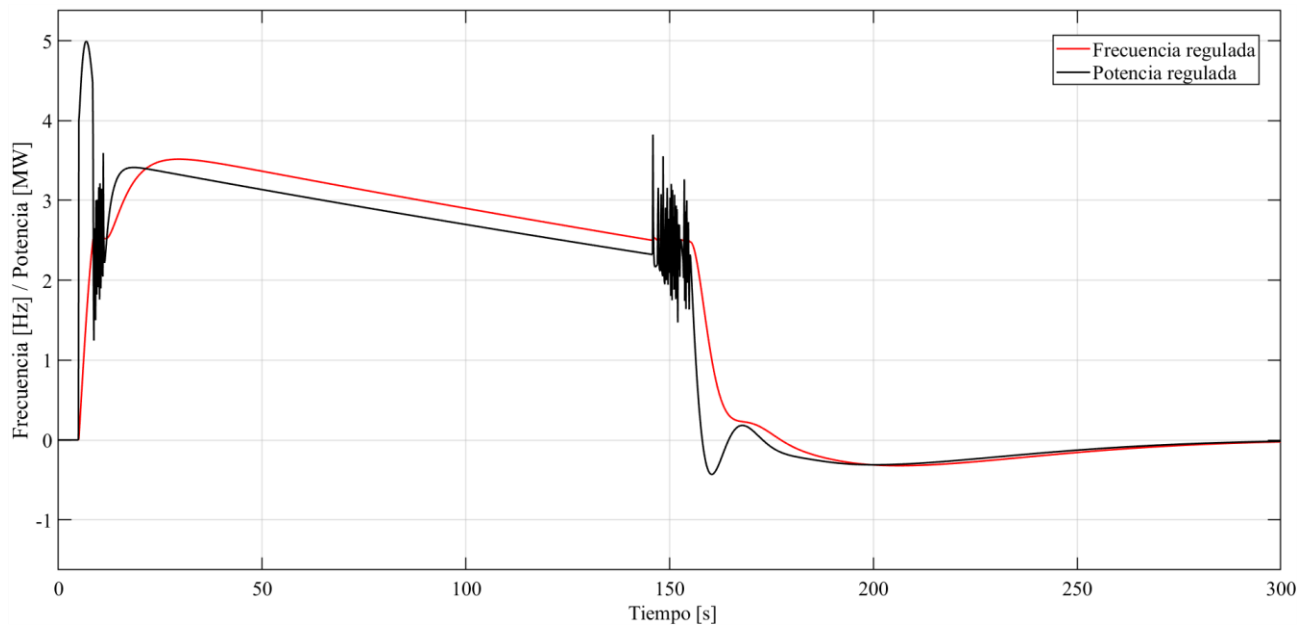


Figura 3.4: Regulación de frecuencia y potencia por el modelo hidroeléctrico ante una perturbación de tipo escalón de 4 MW con límite de variación de frecuencia

El control por máximo de frecuencia en realidad produce un efecto contraproducente para la red eléctrica, comprendiendo que genera una regulación tardía. Si el propósito de regular la red es mantener el suministro y el balance de ella, limitar la regulación a un máximo para reducir la magnitud de la variación de la potencia generada, con el fin de proteger la máquina, implica disminuir la capacidad de control que poseen y, por ende, limitar la capacidad de mantener una red estable.

3.2 Control de línea por límites térmicos

El sistema de control asociado a las líneas de transmisión responde a la energía eléctrica que circula por ellas. A partir de las restricciones asociadas a los límites térmicos permanentes, límites térmicos transitorios y capacidad de sobrecarga de los transformadores de corriente se establecen valores

máximos de corriente transmisible con el fin de identificar, mediante monitoreo, una operación por sobre estos y actuar sobre esa condición.

El control de línea busca mantener la conexión de los tramos retroalimentando a la central generadora, conectada al tramo en cuestión, con una señal proporcional al “exceso” de potencia en la línea suministrada por la central misma. De esta manera, las acciones de balance energético no pueden provocar fallas por sobresaturación de la línea ya que el control de línea impide efectuar la regulación energética cuando la línea conectada se encuentra saturada.

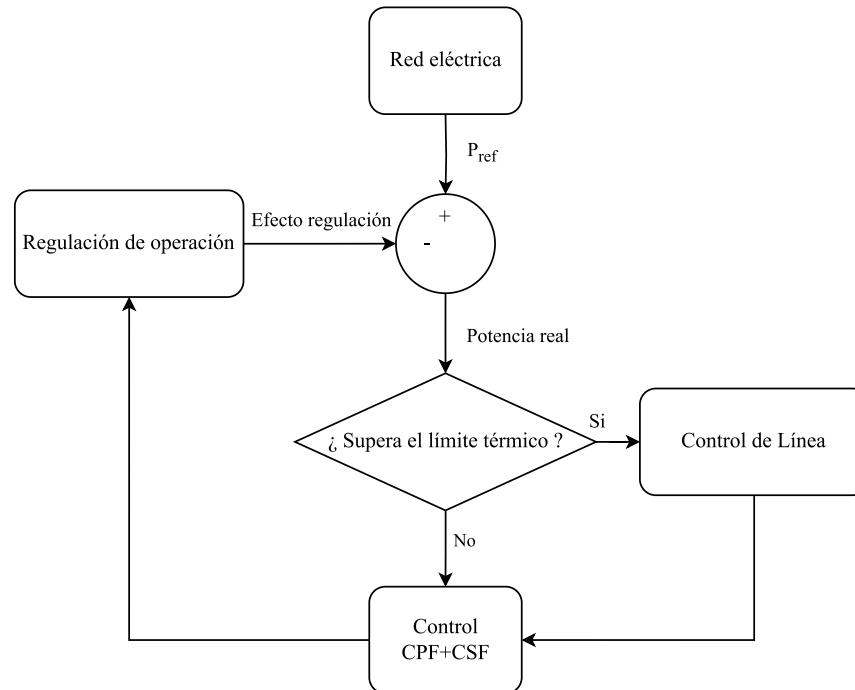


Figura 3.5: Diagrama de flujo del proceso con control de línea

La acción de control de línea dependerá de los límites térmicos que poseen las líneas de transmisión o los transformadores de corriente conectados a ella, sin embargo, la elección del elemento a proteger será quien decida cuando el control efectúe la acción.

Los límites térmicos dependen de las condiciones climáticas en donde se sitúa el elemento, el tipo de conductor y sus parámetros de temperatura para las líneas de transmisión. En el transformador, la sobrecarga está dada por el desbalance energético. Para el sistema de control de línea se utilizan los valores disponibles en los informes técnicos que dispone el Coordinador Eléctrico Nacional para cada línea de transmisión y transformador asociado, que fueron obtenidos principalmente mediante el programa DigSilent [31,32].

Al poseer más de una central que aporte a la regulación de frecuencia y potencia activa, las limitaciones varían para cada una de ellas y el control será accionado localmente según el tramo de línea de transmisión conectada a la central. Por esta razón, la limitación del sistema de control de potencia activa en la línea permite restringir solo a aquellas centrales que se encuentren conectadas a la línea limitante y obligará a las demás centrales a realizar el balance energético requerido.

3.2.1 Validación del control de línea por límites térmicos

Utilizando el modelo de generación hidroeléctrico, se supone un punto de operación en el cual la potencia eléctrica suministrada a la red sea cercana a la corriente máxima permitida por el límite térmico de la línea. En esta condición se aplicó una perturbación del tipo escalón que solicitó a la central elevar su potencia de generación por sobre el límite térmico. En la Figura 3.6 es posible evidenciar que el control primario y secundario comienzan a operar con normalidad hasta que la potencia de operación supera el límite térmico de la línea de transmisión en cuestión. Una vez el modelo identifica el exceso de potencia inmediatamente ocurre un cambio en la señal a regular y el sistema de control comienza a regular hacia el punto máximo de operación permitido por el límite.

La línea de transmisión que conecta la central Angostura con el SEN es la línea Mulchén-Angostura identificada por el CEN como tramo 1601 [33]. La línea posee una tensión nominal de 220 kV y una longitud de 41.6 km que conecta la central con la subestación Mulchén. En el Tabla 8 del Anexo B se encuentra la información necesaria del tramo 1601.

Tabla 3: Datos utilizados para las simulaciones del control de línea

Simulación	1	2
Potencia de operación [MW]	271,56	271,56
Factor integral k_{int}	0,0025	0,0025
Perturbación [MW]	2,1	2,5
Tiempo de simulación [s]	120	300

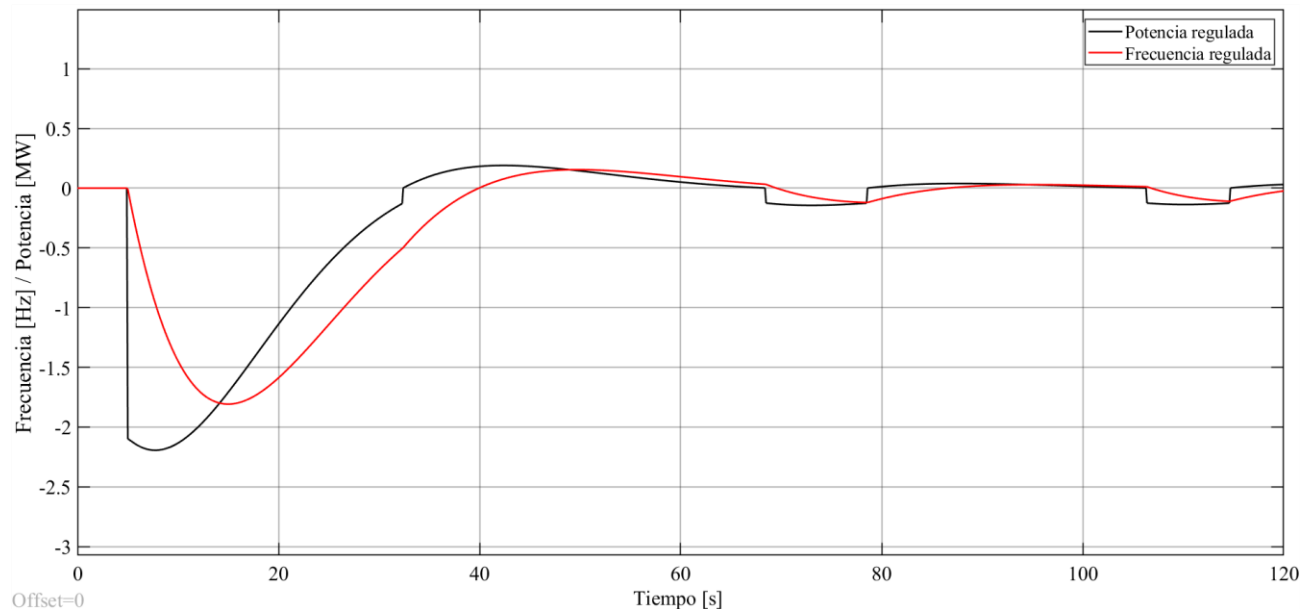


Figura 3.6: Regulación de potencia y frecuencia por el modelo hidroeléctrico con control de línea en simulación 1

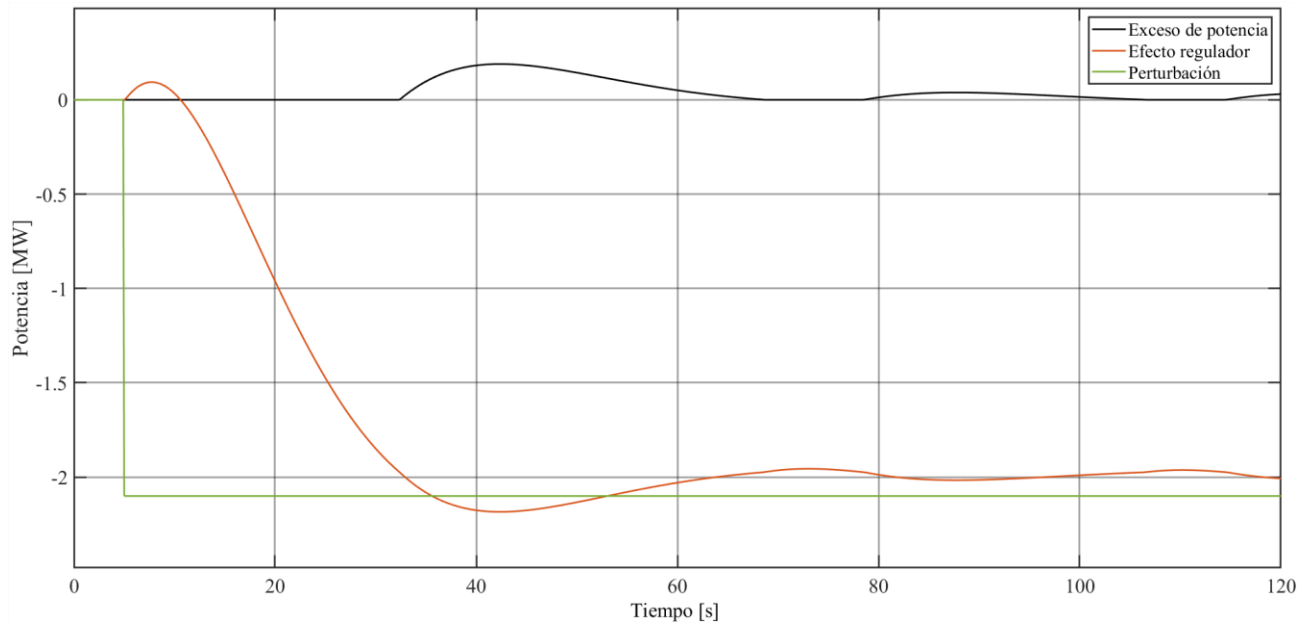


Figura 3.7: Exceso de potencia asociado a la regulación de potencia del modelo hidroeléctrico con control de línea de la simulación 1

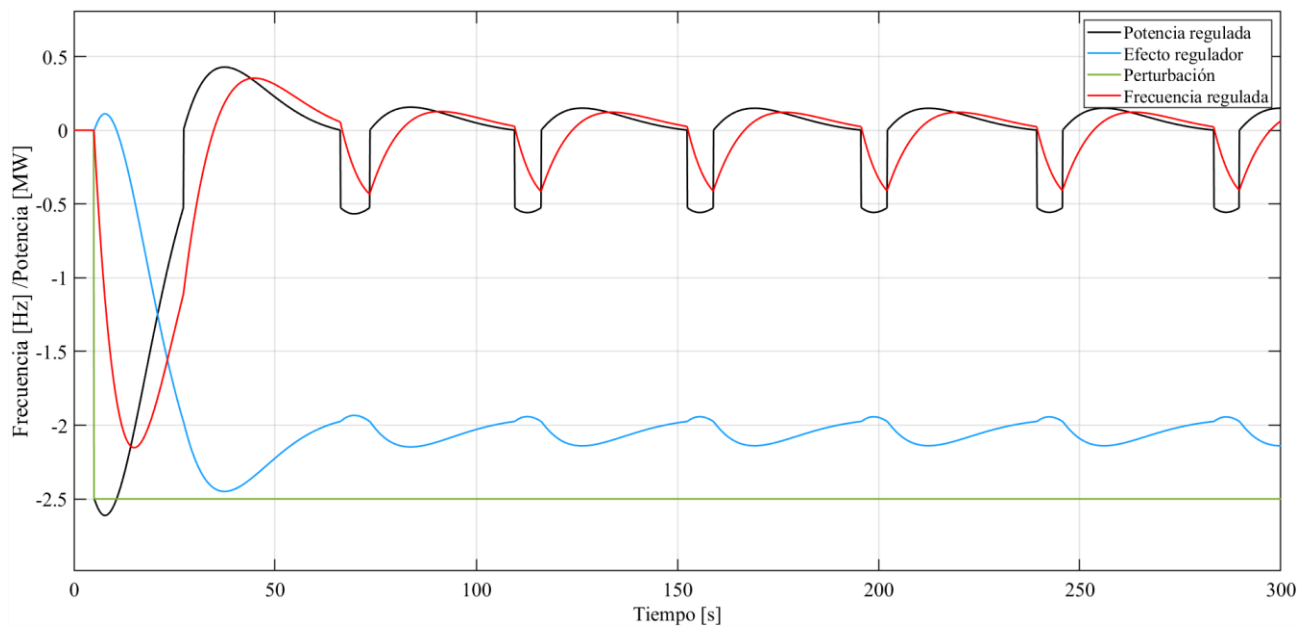


Figura 3.8: Regulación de frecuencia y potencia por el modelo hidroeléctrico con control de línea en simulación 2

Al analizar las Figuras 3.6 y 3.8, es correcto afirmar que el control de línea es predominante sobre el control primario y secundario, permitiendo contemplar el estado actual del tramo y actuar de acuerdo a lo permitido por él. Es importante destacar que los sistemas de control primario y secundario intentan regular la perturbación percibida, por lo que, si el control de línea se encuentra en acción, una vez la potencia caiga por debajo del límite térmico asociado el modelo vuelve a intentar regular el desbalance entre la potencia generada y demanda produciendo oscilaciones cíclicas. Cabe mencionar que en la Figura 3.7 se evidencia el déficit energético producido por la perturbación, lo cual produce que el

efecto regulador intente encontrar el nuevo equilibrio. El exceso de potencia en la Figura 3.7 permite visualizar cuándo ocurre la saturación de la línea y cuánta es la potencia excesiva en la operación de la central, viendo cómo actúa el control de línea para que el exceso vuelva a cero.

3.3 Validación del control de frecuencia con flujo de potencia activa

El control de frecuencia con flujo de potencia activa permite la sincronización de la red en cuanto a la regulación de estabilidad de potencia y frecuencia. Para validar la implementación del flujo de potencia activa en los modelos de generación síncrona se evaluó aplicando una perturbación sobre una red eléctrica que posee dos centrales síncronas encargadas del balance energético.

La central térmica Santa María se ubica en la comuna de Coronel, región del Bío-Bío. Cuenta con una turbina a vapor alimentada por carbón que posee una potencia máxima bruta de 374 MW de los cuales 29,47 MW corresponden a servicios de balance [34]. La central se conecta a la red eléctrica a través del tramo 340, Santa María – Charrúa, el cual posee una tensión nominal de 220 kV y una longitud de 78,02 km [35]. El tramo que conecta la subestación Mulchén con la subestación Charrúa es el tramo 1504, el cual posee una tensión nominal de 220 kV y una longitud de 68,17 km [36]. Los datos necesarios para obtener los resultados de encuentran en los anexos A y B.

La incorporación del flujo de potencia en el control se realiza sobre la señal que ingresa al controlador integral y a la señal de referencia que ingresa al control primario y secundario simultáneamente. Para visualizar el control con flujo de potencia activa, se realizó una perturbación de la carga aplicada directamente sobre la central Angostura. La perturbación corresponde a una variación de tipo escalón de magnitud 2 MW. La señal que ingresa a la función par sincronizante “T” corresponde a la integral de la variación de frecuencia determinada por la función de transferencia “ $G_p(s)$ ” (véase Figura 2.9).

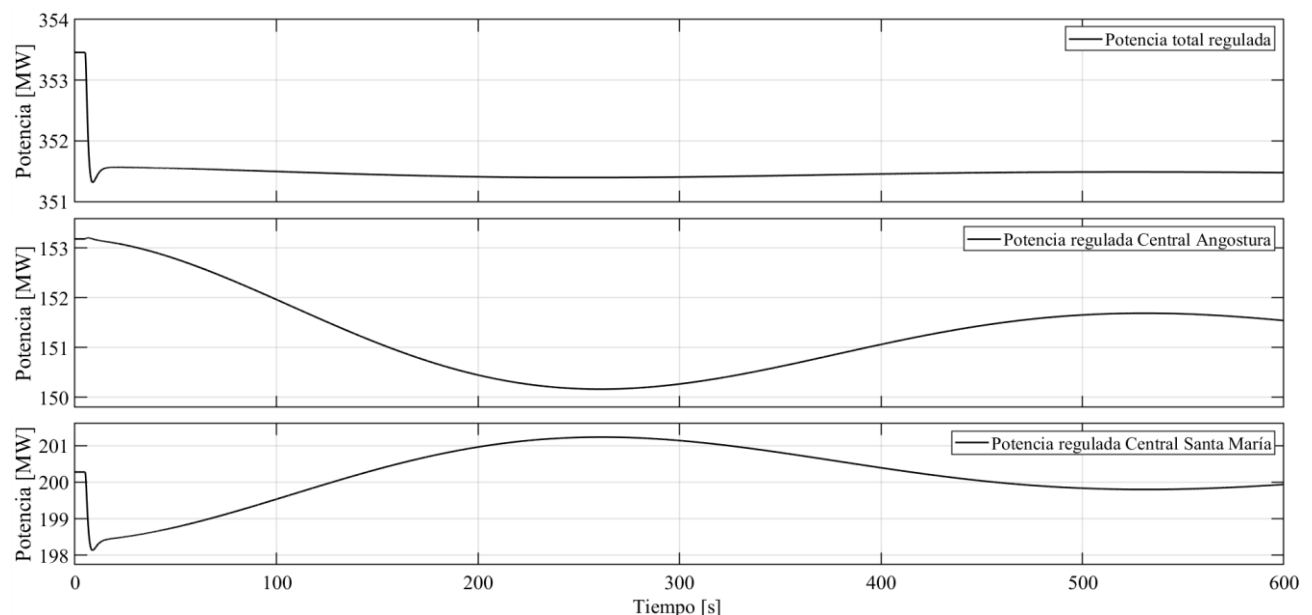


Figura 3.9: Potencia real regulada ante una perturbación de tipo escalón sobre la central Angostura de 2 MW

Se evidencia en las Figuras 3.9 y 3.10 la regulación de potencia por parte de ambas centrales, donde destaca una regulación prolongada en el tiempo y una respuesta de la central Santa María de mayor magnitud en comparación a la central Angostura al realizar el balance energético. Es importante mencionar que la naturaleza oscilatoria de la respuesta de las centrales es por la naturaleza del flujo de potencia, que se explica por la función senoidal presente en la ecuación 57.

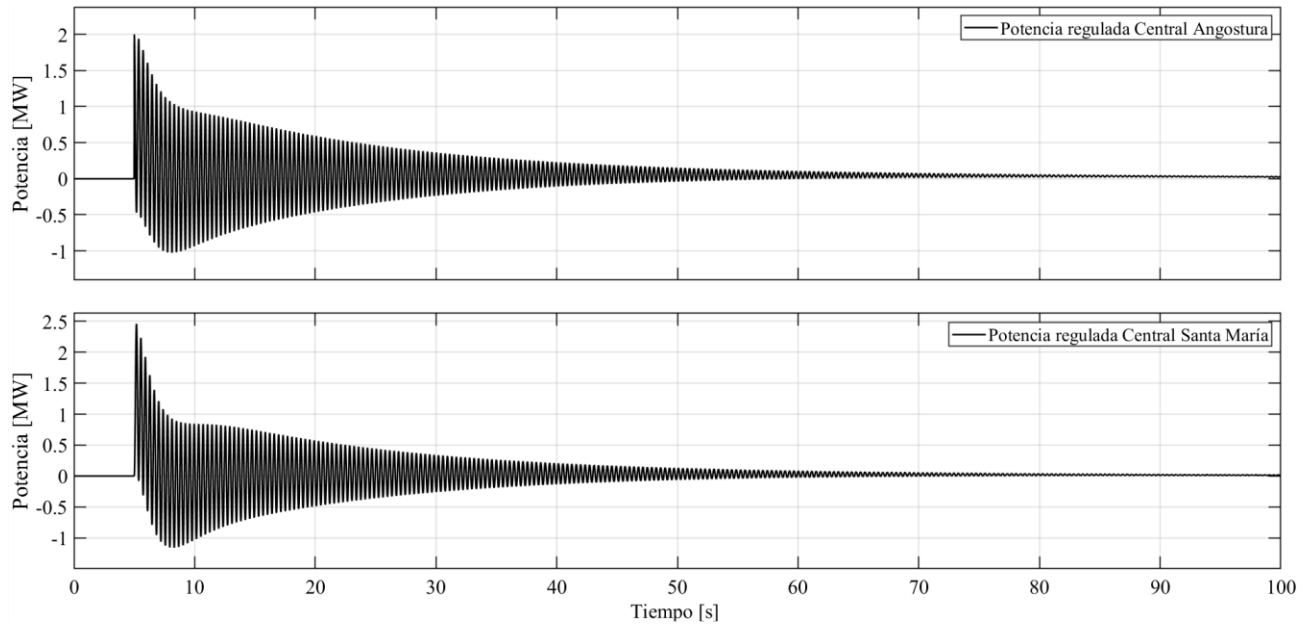


Figura 3.10: Regulación de la perturbación de tipo escalón sobre la central Angostura de 2 MW realizada por cada central

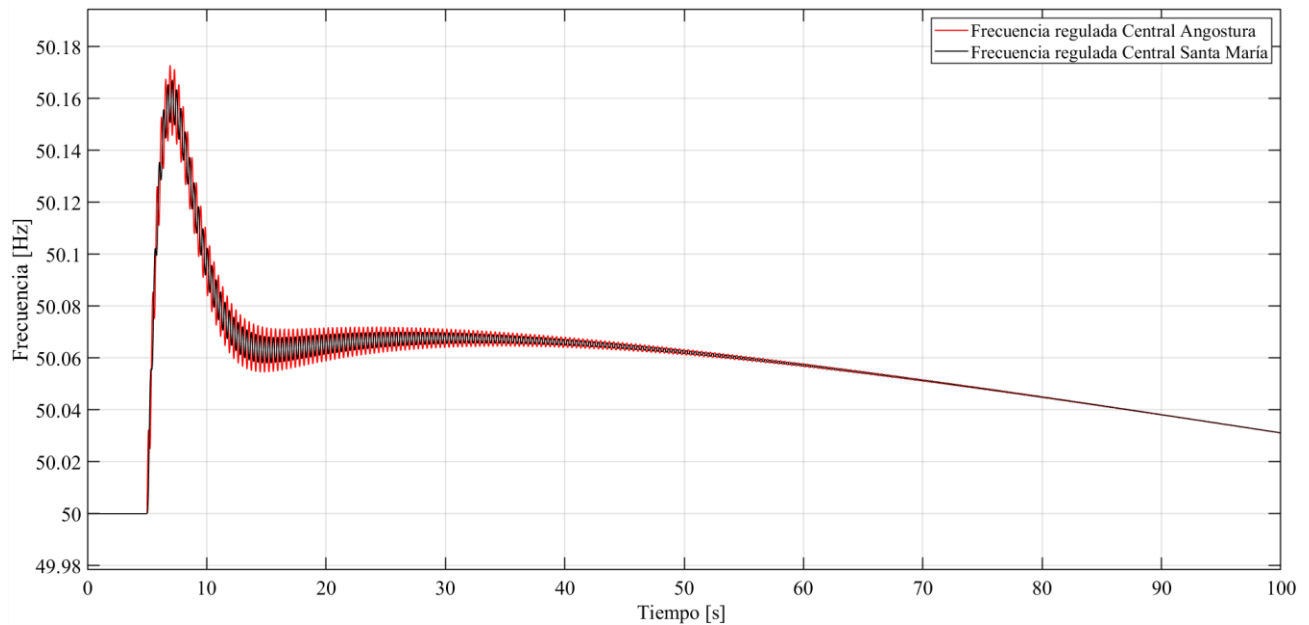


Figura 3.11: Frecuencia real regulada por ambas centrales ante una perturbación de tipo escalón sobre la central angostura de 2 MW

En cuanto a la frecuencia, es posible visualizar una disminución en magnitud de la variación debido al desbalance de potencia, como evidencia la Figura 3.11. Esto permite demostrar que las centrales, al encontrarse “comunicadas”, operan en conjunto amortiguando el efecto producido por perturbaciones localizadas en la red. A partir de los resultados obtenidos, se puede afirmar que la magnitud de variación de la frecuencia, al permitir la regulación en conjunto, disminuye drásticamente en comparación al control por una sola central y que la regulación de la potencia en la red se realiza sin inconvenientes. A través del flujo de potencia activa, la central aledaña a la central perturbada es capaz de percibir la perturbación del balance energético en la red y realizar la acción de control para volver a la estabilidad. En la Figura 3.10 se puede observar el escalón de 2 MW aplicado sobre la central Angostura, evidenciando que, dependiendo de las características del rotor y la potencia comprometida con los servicios de balance energético, cada central es capaz de modificar su potencia de operación en rangos distintos. Es importante destacar que la Figura 3.12 evidencia como el flujo de potencia activa varía a medida que las centrales realizan el balance energético, siendo regulado hasta alcanzar el equilibrio. Finalmente es posible afirmar que mediante el flujo de potencia activa es posible sincronizar la regulación de estabilidad de potencia y frecuencia en la red.

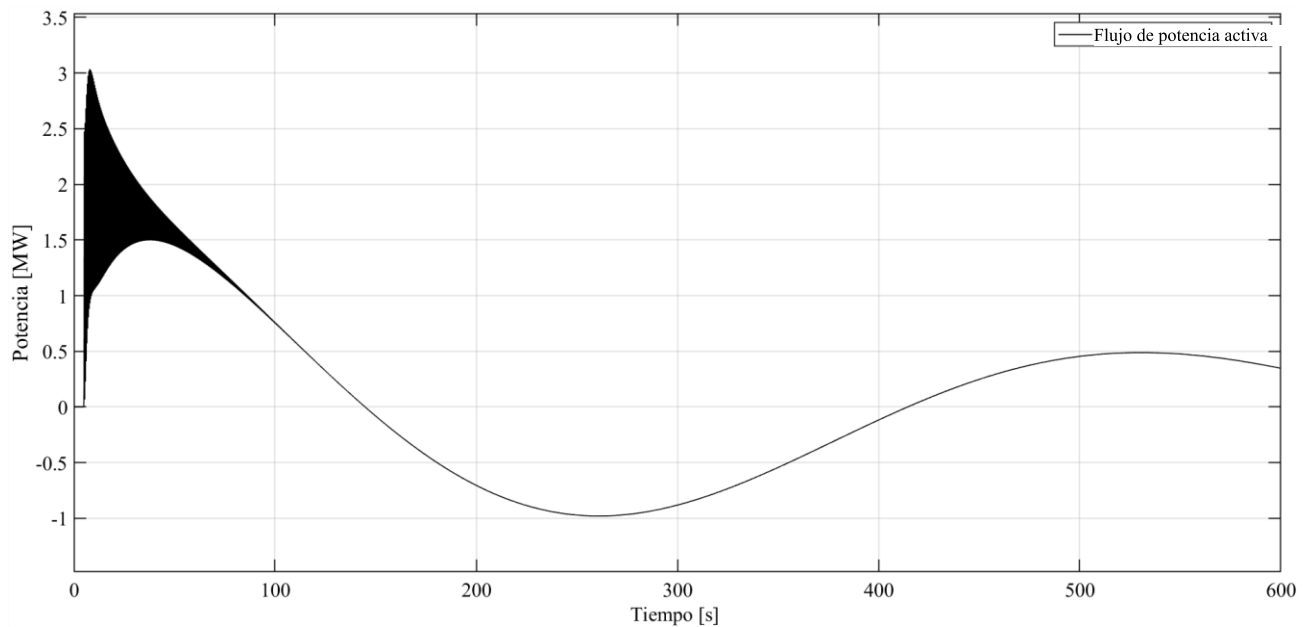


Figura 3.12: Regulación del flujo de potencia ante una perturbación de tipo escalón sobre la central Angostura de 2 MW

3.4 Modelos de generación eólica y fotovoltaica

En los modelos de generación eólica y fotovoltaica es importante considerar que su aporte a la red dependen principalmente de las condiciones climáticas y no es posible aplicar el control primario y secundario como se realiza en las centrales térmicas e hidroeléctricas, teniendo en cuenta que ambas tecnologías no poseen una capacidad de regular la red de manera síncrona.

Los modelos de generación eólica y fotovoltaica propuestos en la bibliografía representan una estimación de la energía generada según la capacidad instalada de diseño y las condiciones climáticas, teniendo en cuenta las características de los paneles solares y turbinas eólicas instaladas. Así, se pueden incluir los efectos climáticos como una variación de potencia generada por una fuente de tensión constante y corriente variable, los cuales verifican que el cambio en el aporte energético de estas fuentes, en periodos pequeños de tiempo, no representan un evento abrupto, por lo que no efectúan perturbaciones que impliquen acciones de control de gran magnitud por parte de las centrales encargadas del balance de la red [24].

Para obtener la potencia generada por estas tecnologías en ubicaciones específicas es necesario utilizar las herramientas de cálculo Explorador Solar [37] y Explorador Eólico [38], dispuestas por el ministerio de energía, para obtener las condiciones climáticas y con ellas determinar el comportamiento energético estas fuentes de ERNC.

Para el caso de estudio presente en esta memoria se utilizaron los datos geográficos de la central eólica El Maitén, ubicada en la comuna de Laja [39], mientras que para la central fotovoltaica se utilizaron los datos geográficos de la central Bolero, ubicada en la región de Antofagasta [40]. Con los datos de los informes técnicos dispuestos por el CEN, se procedió a estimar la generación de cada tecnología.

3.4.1 Modelo de generación eólica

Utilizando la ubicación geográfica de la central eólica El Maitén, se obtuvo la curva del viento promedio utilizada para el perfil de generación. Según los datos de viento, presentes Anexo A, se obtiene la ecuación 60 que modela la velocidad del viento en función de la hora del día. Los datos del viento utilizados representan la velocidad del viento promedio diario del mes enero a 120 m de altura. La obtención de la ecuación se realizó mediante una curva polinómica de tendencia asociada a los datos del viento.

$$v_{wind} = -0.1642 * 10^{-5} * t^6 + 0.956 * 10^{-4} * t^5 - 0.203 * 10^{-2} * t^4 + 0.0213 * t^3 - 0.128 * t^2 + 0.18 * t + 10.98 \quad (60)$$

La central El Maitén cuenta con tres aerogeneradores GE 3.6-137 los cuales poseen una curva de potencia descrita en el informe del fabricante [41]. A partir de esta curva, se obtiene la función que modela la potencia generada en función de la velocidad del viento dada por la ecuación 61.

$$P_{eol} = 10^{-7} * v_{wind}^6 - 10^{-5} * v_{wind}^5 + 0.3 * 10^{-3} * v_{wind}^4 - 0.0031 * v_{wind} * v_{wind}^3 + 0.0223 * v_{wind}^2 - 0.0605 * v_{wind} + 0.0418 \quad (61)$$

Finalmente, la potencia generada por la central eólica El Maitén dependerá de la hora del día y de la cantidad de torres eólicas instaladas.

3.4.2 Modelo de generación fotovoltaica

Para validar el modelo de generación fotovoltaica se realizó el mismo procedimiento para el modelo de generación eólica. A partir de los datos geográficos de la central fotovoltaica Bolero, mediante la herramienta Explorador Solar, se obtuvo la potencia generada ingresando los datos nominales de la central Bolero, tales como su potencia nominal y las características del inversor, principalmente, dispuestos por el CEN [40].

La ecuación 62 modela la curva de generación de la central fotovoltaica Bolero entre las horas 06:20 y 19:20 aproximadamente, que son las horas en las cuales los paneles reciben radiación suficiente para generar energía. En caso de encontrarse una hora del día fuera de ese rango la generación será cero. Cabe destacar que el tiempo, al igual que en el modelo eólico, debe ser ingresado en horas. Los datos necesarios para obtener estas ecuaciones se encuentra en el anexo A. La potencia fotovoltaica obtenida en esta ecuación posee unidades de kW.

$$P_{pv} = 1.27 * 10^6 - 6.9 * 10^5 * t + 1.43 * 10^5 * t^2 - 1.49 * 10^4 * t^3 + 868.3 * t^4 - 27.4 * t^5 + 0.37 * t^6 \quad (62)$$

3.5 Modelo de la central de bombeo

Para el modelo de la central de bombeo se establecen dos modos de operación. La operación como central generadora se considera como el modelo de generación hidroeléctrica presentado anteriormente, y para el modo de operación como central de bombeo se considera los efectos de la energía eléctrica sobre la turbina, mejor dicho, bomba centrífuga. Al operar como bomba centrífuga, su representación es el símil inverso de la central de generación a grandes rasgos, el cual puede actuar en los servicios de balance energético modificando el punto de operación en el que trabaja la bomba, variando el consumo energético del motor eléctrico (generador) en caso de ser posible.

Para evaluar el modelo se consideraron los datos de infraestructura de la propuesta de proyecto Valhalla, en específico las condiciones geográficas y geométricas del proyecto, teniendo en cuenta que el fluido es agua dulce y no de mar. El proyecto Valhalla propone la instalación de una central de bombeo compuesta por tres turbinas de 100 MW de potencia nominal, alimentada por una central fotovoltaica que posee una capacidad instalada de 600 MW de potencia. La central de bombeo del proyecto Valhalla tiene como nombre Espejo de Tarapacá y se encuentra emplazada 100 km al sur de la ciudad de Iquique [42].

Lo propuesto para la central de bombeo se caracteriza por poseer tres grandes componentes: la central fotovoltaica que suministra la energía a la central de bombeo, la central de bombeo en su operación como bomba centrífuga y la central de bombeo en su operación como central generadora hidroeléctrica convencional. Cada parte se detalla a continuación.

3.5.1 Central fotovoltaica asociada a la central de bombeo

El modelo de generación de la central fotovoltaica asociada a la central de bombeo se realizó utilizando los datos del proyecto fotovoltaico presentado por Valhalla, Cielos de Tarapacá [43]. La ecuación 64 modela la potencia generada por la central fotovoltaica en función del tiempo. Los datos utilizados para obtener su obtención se encuentran en el Anexo A.

$$P_{pv} = 3689.9 - 1465.9 * t + 198.58 * t^2 - 10.599 * t^3 + 0.1937 * t^4 \quad (64)$$

Para transmitir la energía desde la ubicación geográfica de la central fotovoltaica hacia la central de bombeo, se supone una conexión directa a la central mediante un tramo de iguales características que el tramo 2008, a excepción de la longitud del conductor, la cual se considera de 78 km. Este tramo de referencia es el que conecta la minera Collahuasi con la barra Encuentro [44]. Los datos del tramo que conecta la central fotovoltaica Cielos de Tarapacá con la central de bombeo Espejo de Tarapacá se encuentran en el anexo B.

3.5.2 Características del sistema de bombeo

Utilizando el esquema dispuesto en la propuesta del proyecto, representado en la Figura 3.13, y los datos presentes en la solicitud de concesión dispuesta por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles [45], se determinaron las características del sistema representativo por el cual se debe impulsar el flujo para obtener la curva del sistema y la curva característica de las bombas. Debido a que no se encuentran todas las características necesarias para determinar las curvas, se suponen algunas características con el fin de obtener la potencia eléctrica de consumo de cada bomba y la altura que son capaces de elevar.

Utilizando las ecuaciones presentes en el marco teórico, es posible determinar la curva del sistema despejando la ecuación de Bernoulli al reemplazar los datos presentes en los anexos. Luego, considerando un generador de 44 polos y la frecuencia de sincronismo, mediante la ecuación 3 se obtuvo la velocidad de operación de la bomba. En consecuencia, el torque suministrado al flujo está determinado por la velocidad de rotación y la potencia nominal de la turbina, suponiendo que al operar como bomba centrífuga necesita la misma potencia eléctrica. Así, con el torque se obtiene la altura teórica que es capaz de elevar según el caudal máximo de diseño ($46 \text{ m}^3/\text{s}$). Por otra parte, suponiendo que el punto de operación de máxima eficiencia corresponde a un 85% del caudal máximo de diseño, se determinó la curva teórica de la bomba. Luego, igualando la ecuación del sistema con la ecuación polinómica de la bomba, se obtuvo las constantes de la ecuación real de la bomba. Realizando el mismo procedimiento, se obtuvieron las curvas representativas del arreglo de 2 y 3 bombas en paralelo.

ESQUEMA DE LA CENTRAL

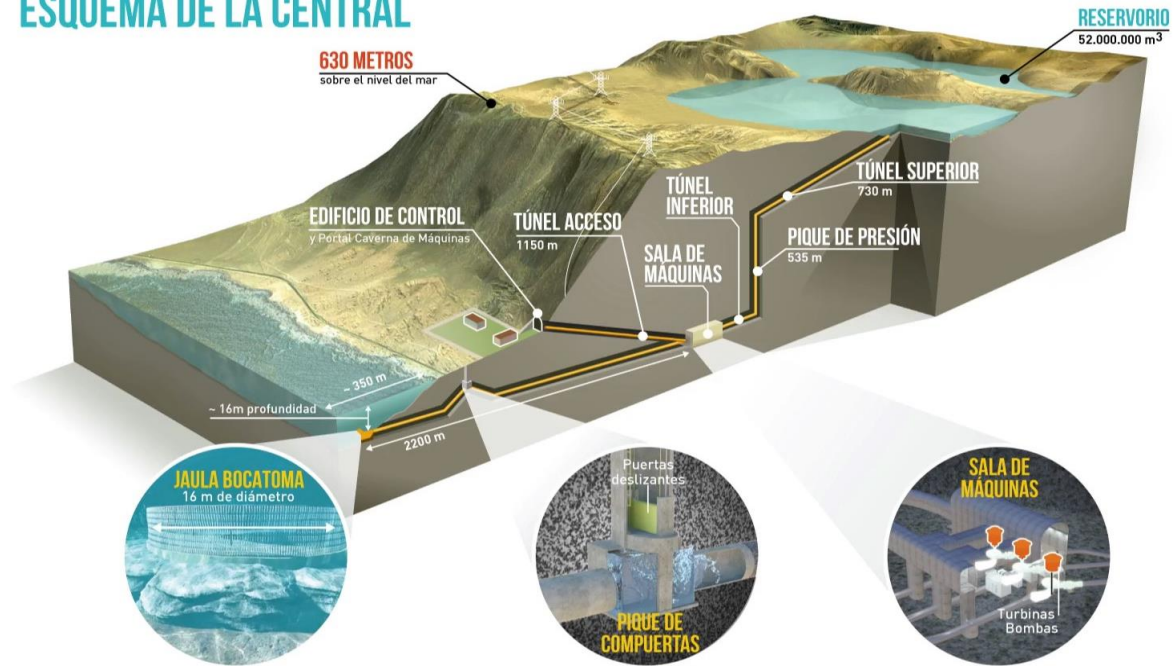


Figura 3.13: Esquema representativo de la línea de succión-impulsión de la central de bombeo Espejo de Tarapacá. Fuente: Proyecto Espejo de Tarapacá, Valhalla [41]

La Figura 3.14 entrega las curvas del sistema de bombeo y arreglo de bombas obtenidas a partir del comportamiento polinómico de ambas. Finalmente, utilizando la relación de potencia suministrada al flujo y la eficiencia neta de la máquina se determinó la potencia eléctrica de consumo, estableciendo un rango de operación entre un 90% y 110% del caudal de operación del punto de máxima eficiencia como se muestra en la Figura 3.15. En el anexo D se encuentra el código programado con los datos necesarios para determinar las curvas y características de la operación.

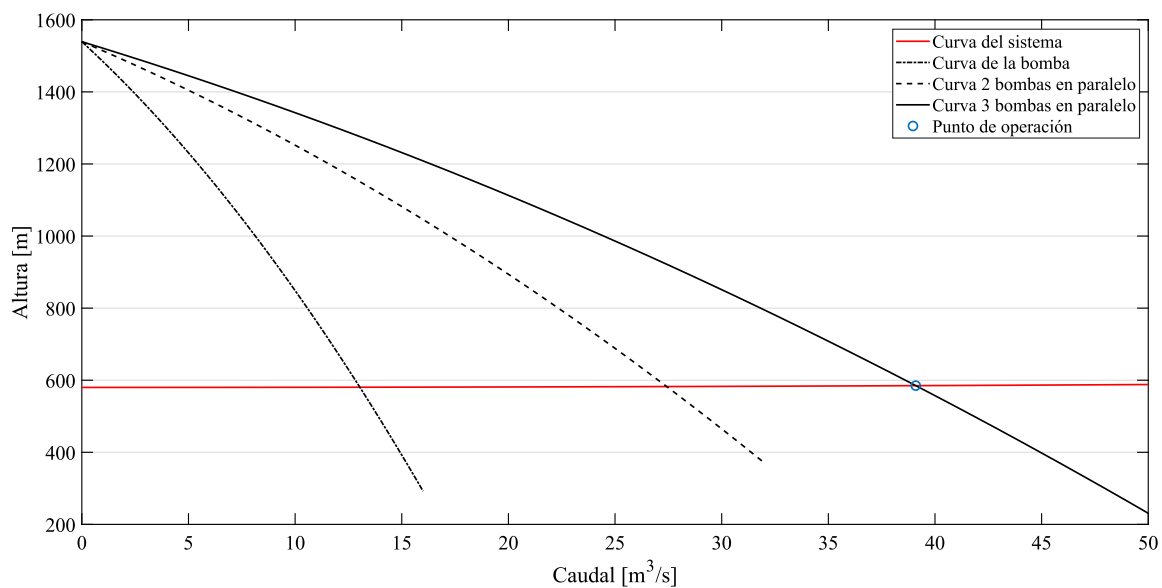


Figura 3.14: Curvas del sistema y arreglo de bombas de la central de bombeo

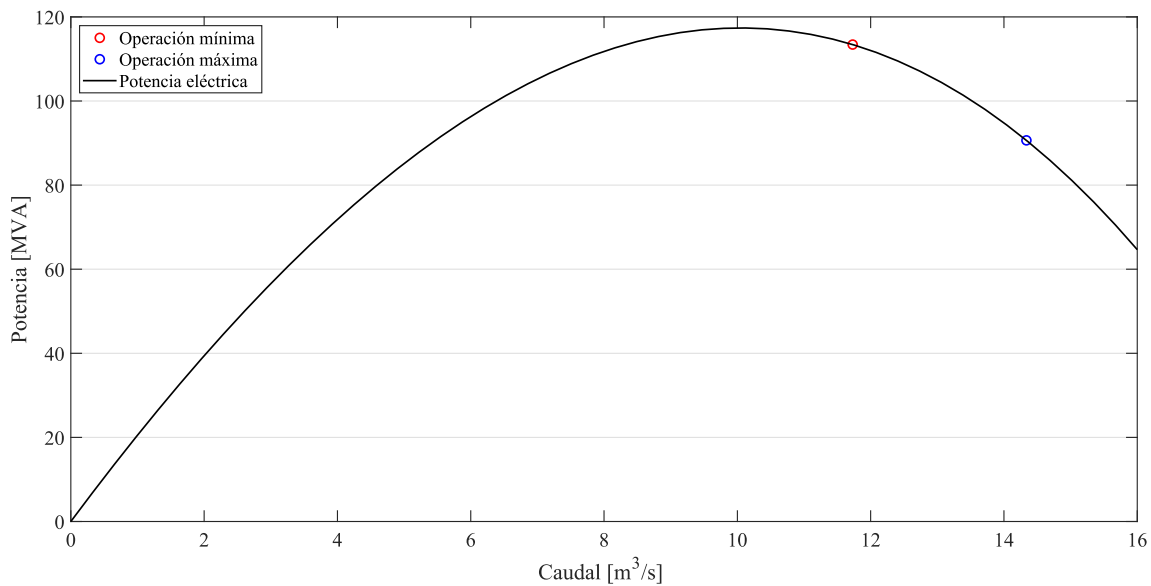


Figura 3.15: Curva de potencia eléctrica de la bomba

A partir de las curvas obtenidas y los datos de diseño establecidos se obtienen las características del rotor y variables necesarias para realizar el modelo de generación hidroeléctrica de la central de bombeo.

Para decidir cuándo la central comenzará a operar como bomba o turbina, en el modelo realizado en Simulink se aplicó un operador lógico que permite el paso de energía fotovoltaica hacia la central de bombeo cuando ésta alcance una potencia de 75 MW, para comenzar el proceso de partida. Una vez alcanza la potencia mínima de diseño, la central comenzará a bombear fluido por una de sus bombas de manera estable. El mismo procedimiento ocurrirá cuando la potencia fotovoltaica aumente hasta permitir el encendido de la segunda y tercera bomba. La energía fotovoltaica sobrante es inyectada a la red a través del tramo que conecta la central de bombeo con la barra Encuentro.

Modificar la potencia de consumo de la bomba se logra modificando el punto de operación de esta, y para modificar el punto de operación es posible realizando principalmente dos acciones. La primera acción es modificar las características del sistema, es decir, variar algún parámetro físico del recorrido del fluido para afectar el flujo y las pérdidas asociadas a él, sin embargo, es altamente ineficiente, ya que las pérdidas energéticas varían en gran magnitud, aún si se implementa un sistema de regulación robusto. La segunda acción es variar la velocidad de rotación de la bomba a través de un dispositivo electrónico, como un variador de frecuencia, y así modificar la potencia que el motor eléctrico debe suministrar al flujo. La idea de modificar la potencia de consumo es adecuarse a los cambios de estabilidad de la red eléctrica, aportando a los servicios complementarios de balance energético. Como la central de bombeo posee dos modos de operación el generador eléctrico es también el motor eléctrico en el modo bombeo, por lo que para variar la velocidad de rotación de la máquina el generador debe ser un generador del tipo DFIG, lo que implica una conexión asíncrona con la red y no es posible modelarla como una central hidroeléctrica convencional al operar como turbina hidráulica.

3.5.3 Validación del modelo de la central de bombeo

Al operar como central hidroeléctrica convencional, la central de bombeo se comporta de igual manera que el modelo validado anteriormente. Con los valores obtenidos en la determinación de las curvas del sistema y bombas, basta con suponer la potencia comprometida con el servicio de balance energético. La potencia nominal de cada turbina es considerada de 101 MW, donde sólo una de ellas contempla la regulación de cargas con 45 MW comprometidos al balance energético. Utilizando la norma NEMA, se estimó la constante de inercia y con las ecuaciones dispuestas en el marco teórico se determinó el resto de las variables necesarias para el modelo de generación hidroeléctrica convencional de la central de bombeo.

Para evaluar el funcionamiento de la central de bombeo se realizaron perturbaciones de tipo escalón de magnitud 2 MW sobre la central de bombeo en sus dos modos de operación. Para el modo bombeo se realizó una simulación de 120 segundos considerando las condiciones climáticas de un día de enero a las 12:30 horas y, de igual manera, para el modo de generación hidroeléctrica convencional se realizó con las condiciones de un día de enero a las 21:00 horas.

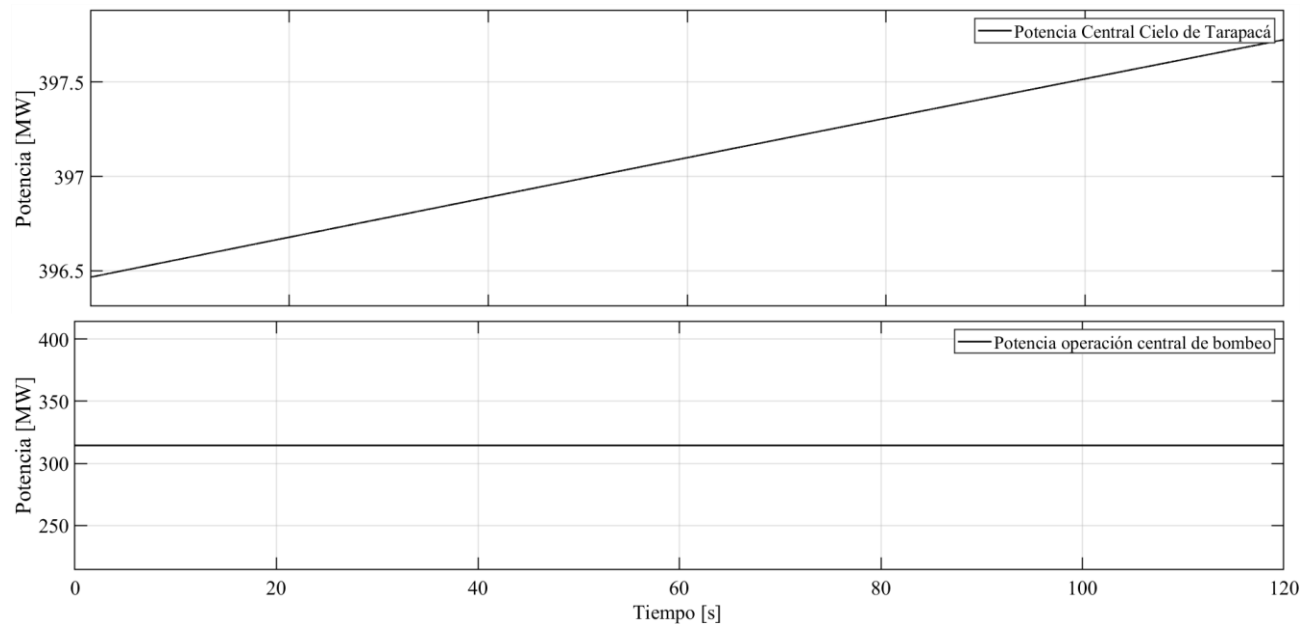


Figura 3.16: Potencia de la central de bombeo ante una perturbación de tipo escalón de 2 MW a las 12:30 horas

La Figura 3.16 evidencia el aumento de potencia generada por la central fotovoltaica asociada, debido a los efectos climáticos en el transcurso de la simulación. También se puede evidenciar que la potencia de consumo de la central de bombeo se encuentra estable operando las tres bombas en su punto de máxima eficiencia. Dado que la central de bombeo en este modo de operación no es capaz de realizar acciones de balance energético, la perturbación realizada sobre la central de bombeo no evidencia cambios en la operación de la central.

En las Figuras 3.17 y 3.18 es posible evidenciar el balance energético de la central de bombeo cuando se encuentra operando como central hidroeléctrica convencional. Finalmente, se validó el modelo de

la central de bombeo en sus dos modos de operación, destacando que la central fotovoltaica es capaz de alimentar la central de bombeo durante el día e inyectar energía eléctrica a la red y que, al disminuir su generación, la central de bombeo comienza su operación como central hidroeléctrica convencional durante los periodos que no hay radiación solar.

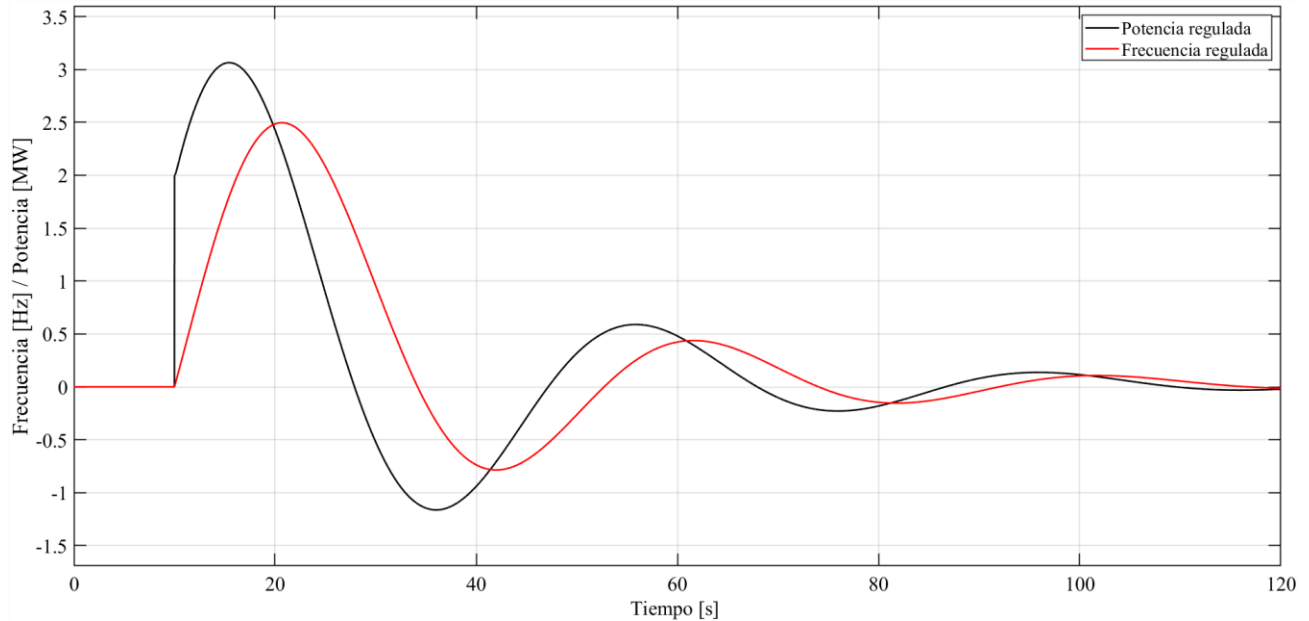


Figura 3.17: Regulación de potencia y frecuencia ante una perturbación de 2 MW a las 21:00 horas

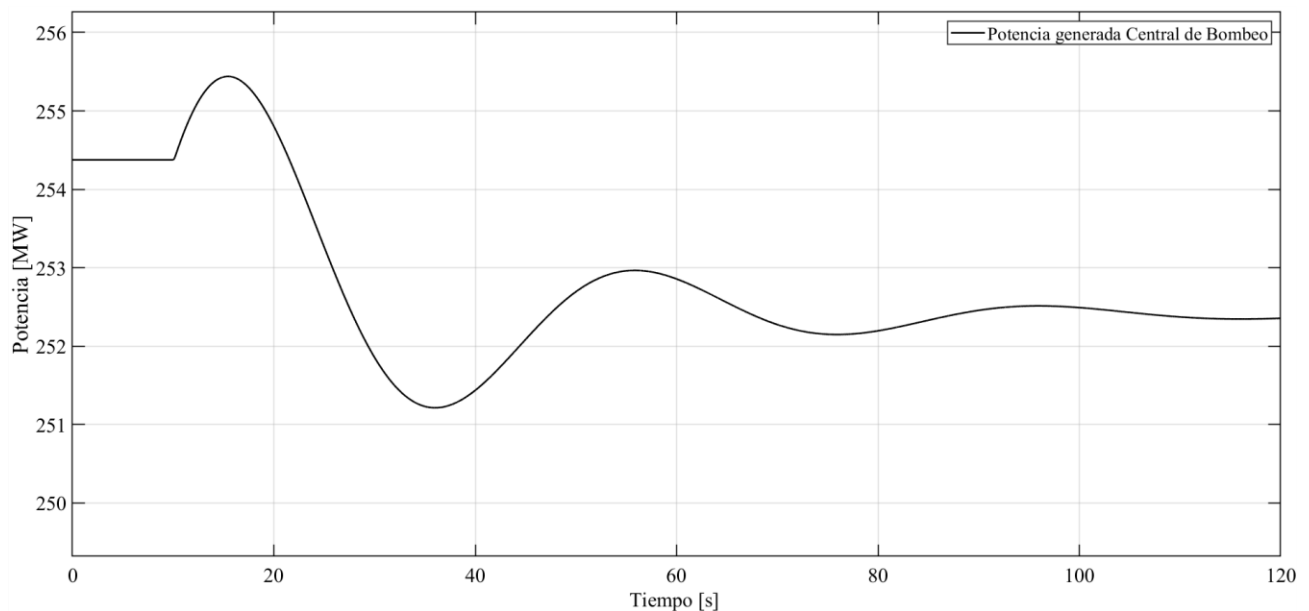


Figura 3.18: Potencia generada por la central de bombeo ante una perturbación de tipo escalón de 2 MW a las 21:00 horas

Por otra parte, es posible determinar el flujo acumulado durante el tiempo de simulación en el modelo, lo que permite estimar la energía almacenada por la central de bombeo. Así, con ambos modos de operación, es posible aportar a la red con una fuente de energía ERNC aumentando la capacidad

instalada y la energía de reserva de la matriz energética. En el anexo C se encuentra el diagrama del modelo de la central de bombeo realizado en Simulink.

En este modelo representativo, la energía fotovoltaica inyectada a la red realiza cambios abruptos, debido al diseño del modelo, cuando alcanza la potencia necesaria para encender las bombas, ya que está diseñado para suministrar energía a la central de bombeo y no a la red. En la realidad, la central fotovoltaica se debe conectar directamente a la red y la central de bombeo, al momento de impulsar el flujo, aplicar una carga eléctrica a la red directamente. Aun así, es necesario que el CEN contemple en la programación de generación eléctrica el efecto escalón que produce el encendido o apagado de las turbinas en modo bombeo.

Capítulo 4: Análisis de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia simplificados zona norte y sur

En este capítulo se proponen dos configuraciones de sistemas eléctricos de potencia que representan dos zonas de Chile, el SEP zona norte y SEP zona sur. La idea de realizar estos modelos representativos es para verificar el funcionamiento de los sistemas de control actuando en conjunto sobre una matriz eléctrica simplificada. Para realizar el análisis de estabilidad se utilizaron ambos SEP a los cuales se les aplicaron diferentes perturbaciones sobre distintas barras que comunican las centrales en cada uno de ellos, en distintas condiciones de operación. Estas perturbaciones poseen una magnitud del 2% de la potencia total instalada de unidades síncronas de cada SEP.

4.1 SEP zona sur

El SEP zona sur se compone por la central eólica El Maitén, la central hidroeléctrica convencional Angostura y la central térmica Santa María. La central El Maitén se conecta al SEP a través de un Tap en la línea Charrúa-Laja de 66 kV de tensión, identificado como tramo 3417 [46]. La subestación Charrúa cuenta con distintas barras a distintas tensiones, las que se conectan entre si mediante transformadores de corriente, lo que permite a la central El Maitén conectarse a Charrúa en la barra de 66 kV, para luego conectarse a la barra de 220 kV, por medio de la barra de 154 kV. La conexión de la central Angostura se realiza a través de la subestación Mulchén y la central Santa María a través del tramo Santa María – Charrúa. Ambas conexiones se realizan directamente a la barra Charrúa de 220 kV. El diagrama unifilar de la Figura 4.1 representa el SEP zona sur. La magnitud de las perturbaciones, en este caso, posee una magnitud de 12.63 MW que equivale al 2% de la potencia síncrona de la central térmica Santa María de 374 MW más el 2% de la turbina número 3 de la central Angostura de 47 MW.

Para la simulación del SEP zona sur se estableció la hora de inicio a las 18:00 horas, considerando un día del mes enero. La primera perturbación se realizó sobre la central térmica Santa María a los 5

segundos de iniciada la simulación, luego de 40 segundos, la segunda se aplicó sobre la central Angostura. A los 120 segundos de iniciada la simulación se realizó una perturbación de la demanda en la barra Charrúa y finalmente a los 180 segundos una perturbación sobre la barra Mulchén. La duración total de la simulación es de 240 segundos. Es importante destacar que las primeras dos perturbaciones representan perturbaciones aplicadas directamente sobre las centrales, a diferencia de las realizadas en las barras. La perturbación de la barra Charrúa y la de la barra Mulchén se aplican como una perturbación de potencia aparente, por lo que ambas centrales percibirán la magnitud de la variación de manera directa.

Con el fin de complementar el análisis del SEP zona sur se realizó una simulación que contempla los efectos reactivos de las líneas y la distorsión que provocan sobre la percepción de las perturbaciones en las máquinas síncronas. Esto último permite comprender, en parte, por qué las centrales síncronas oscilan su potencia de operación de manera tan brusca y amplia en magnitud ante perturbaciones de la red eléctrica. Esta simulación constó de una perturbación de tipo escalón de potencia activa de magnitud 12.63 MW, equivalente al 2% de la potencia instalada en sincronismo, realizada en la barra Mulchén. Para finalizar, se realizó una última simulación para verificar el comportamiento del SEP cuando la central Angostura se encuentra transmitiendo la máxima potencia permitida por el límite térmico del tramo asociado. De igual manera, las perturbaciones son de igual magnitud que las simulaciones anteriores y estas son aplicadas como variaciones potencia aparente en las barras Charrúa y Mulchén. Para mayor comprensión de las figuras a continuación, las perturbaciones realizadas en la simulación representan alzas de la demanda para la primera y tercera perturbación y caídas para la segunda y cuarta perturbación.

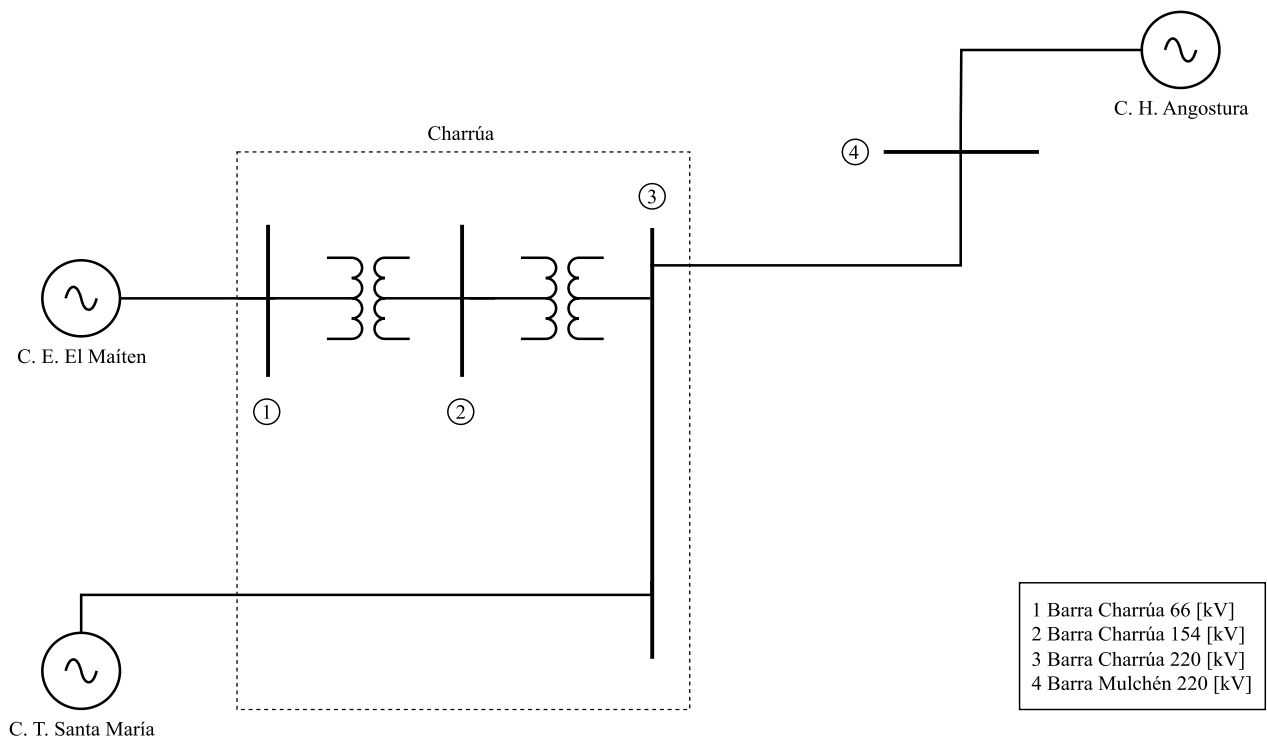


Figura 4.1: Diagrama unifilar del SEP Zona Sur simplificado

Las Figuras 4.2 y 4.3 permiten visualizar la regulación de potencia y frecuencia del SEP. Es posible evidenciar que la potencia es regulada eficazmente ante cada perturbación, siendo lo más relevante la magnitud con la que cada central actúa para regular las perturbaciones. Las primeras dos variaciones producen una reacción de gran magnitud de potencia, mientras que las dos últimas se ven notoriamente disminuidas, esto debido a la ubicación de la perturbación y al flujo de potencia activa, ya que cuando la variación es realizada directamente sobre una de las centrales, la respuesta de la central que recibe la perturbación corresponde al intento de regular por sí sola la red eléctrica, lo que produce un flujo de potencia proporcional a la magnitud de la respuesta, solicitando actuar con igual ímpetu a la central aledaña. Cuando las perturbaciones ocurren en las barras, la regulación de potencia es más eficaz debido al efecto que produce el flujo de potencia, sincronizando la acción de control de las centrales.

Analizando la regulación de frecuencia es interesante evidenciar que, de manera opuesta a la potencia, las perturbaciones sobre las máquinas provocan una perturbación de la frecuencia de menor magnitud en comparación a las realizadas sobre las barras. Se puede evidenciar que la amplitud de oscilación de la respuesta en frecuencia a la regulación es proporcional con la amplitud de oscilación de la potencia debido a la magnitud del flujo de potencia activa y su naturaleza senoidal.

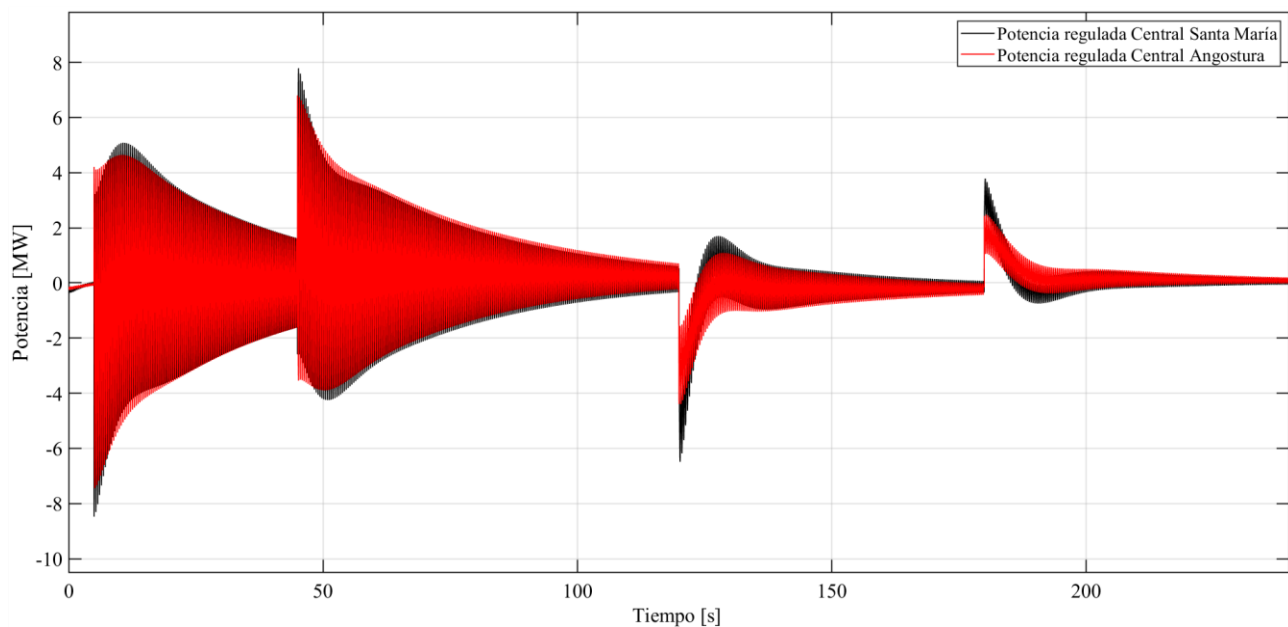


Figura 4.2: Potencia regulada en el SEP zona sur ante las perturbaciones de tipo escalón

En las Figuras 4.4 y 4.5 es posible verificar como varían las características eléctricas de corriente y tensión en función de las perturbaciones del SEP y las acciones de control de balance energético. Es importante mencionar que para visualizar el comportamiento de la tensión es necesario realizar observaciones en lapsos de segundos, ya que, en presencia de corriente alterna, la tensión oscila con la misma frecuencia que se transmite la corriente. En cuanto a la modulación de la amplitud y frecuencia de la tensión proveniente de las centrales Angostura y Santa María, es posible verificar como la regulación de frecuencia modifica la frecuencia de la tensión y la regulación de potencia modifica la magnitud de la corriente y tensión de manera proporcional según la ecuación número 1.

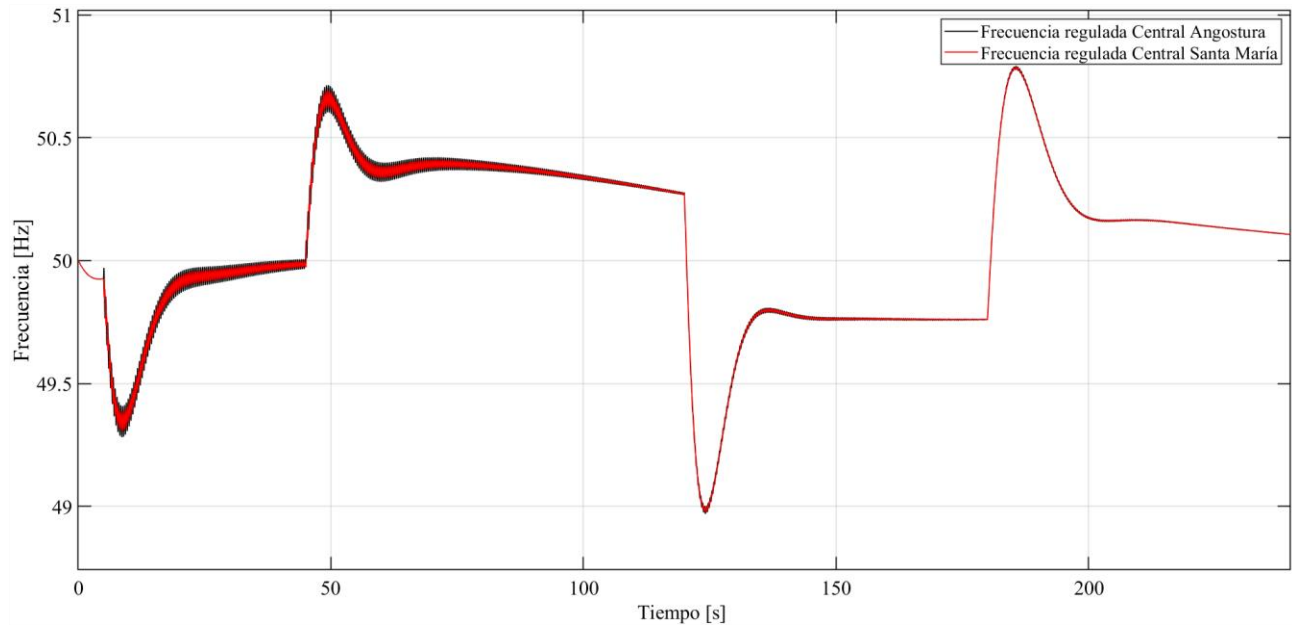


Figura 4.3: Frecuencia regulada en el SEP zona sur ante las perturbaciones de tipo escalón

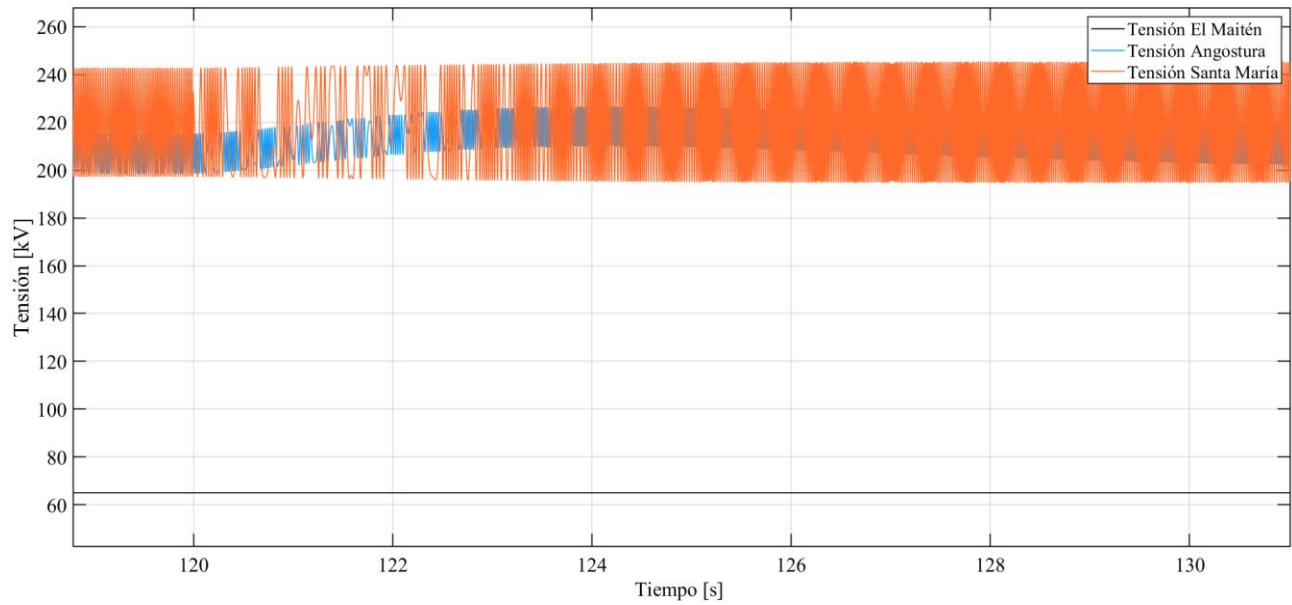


Figura 4.4: Tensión de línea percibida en la barra Charrúa ante una perturbación de tipo escalón realizada en la barra Charrúa

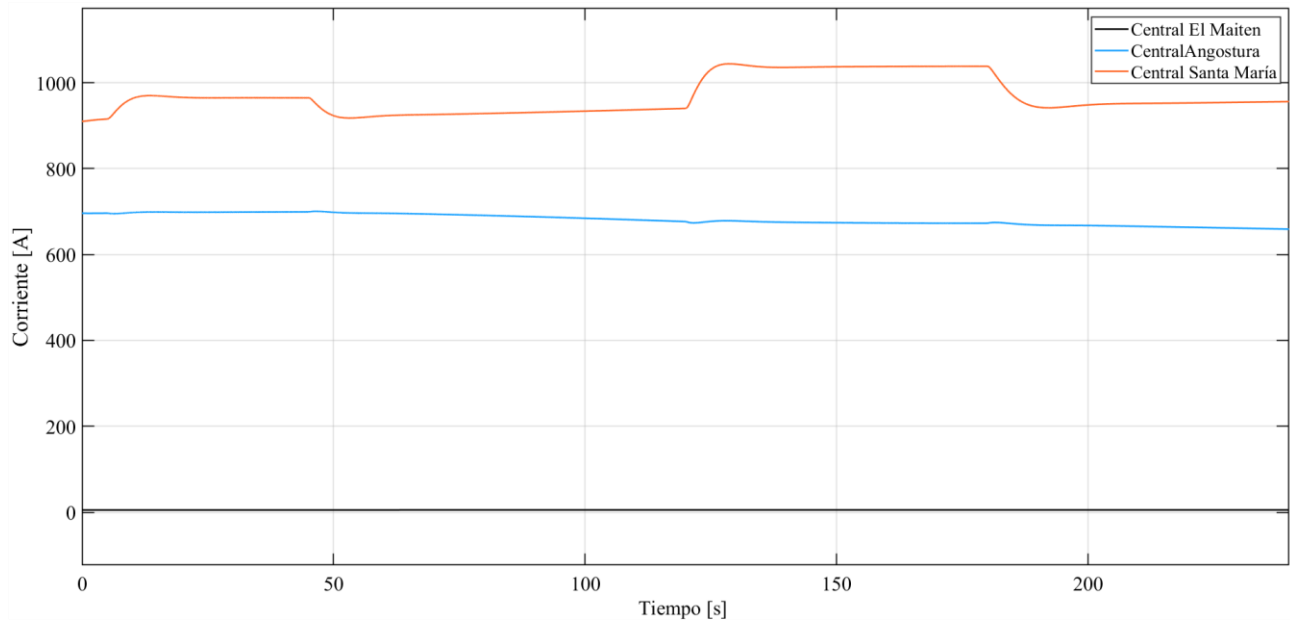


Figura 4.5: Corriente suministrada percibida en Charrúa

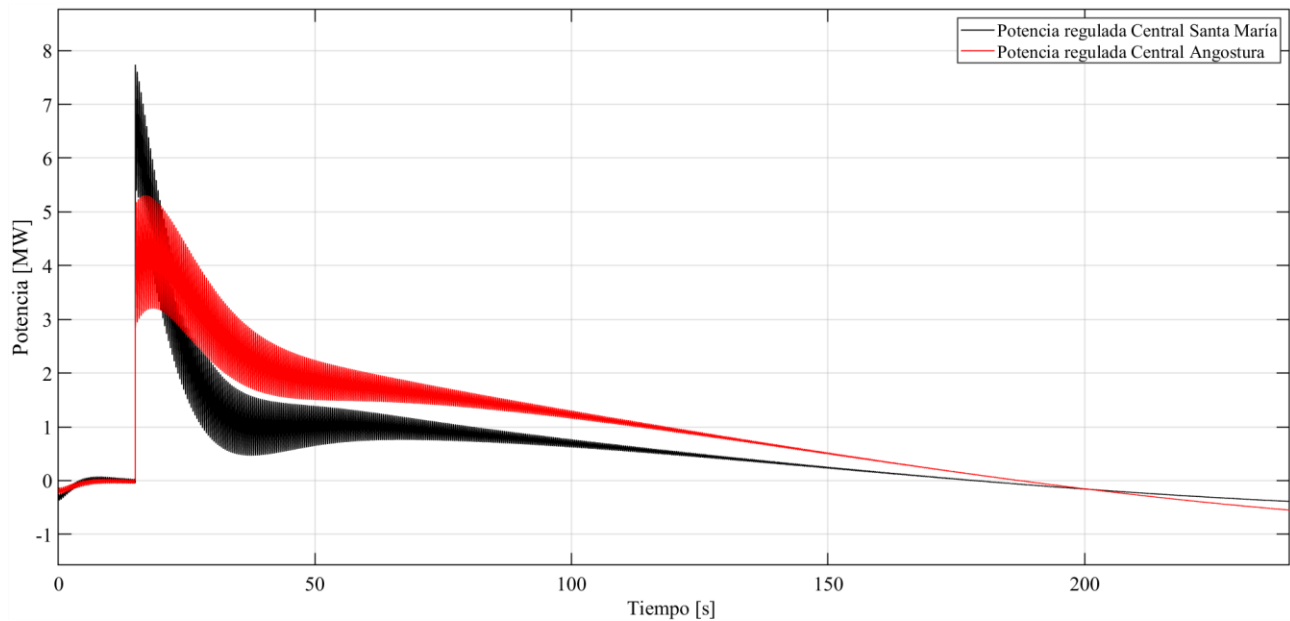


Figura 4.6: Potencia activa regulada por el SEP zona sur ante una perturbación de tipo escalón realizada en la barra Mulchén

Para evidenciar que ocurre si la variación de potencia fuese activa, es decir, que la perturbación aparente sea de tal magnitud que la variación de potencia activa percibida corresponda al 2% de la capacidad instalada en sincronismo, se realizó una simulación tomando en cuenta el factor de potencia de los tramos que conectan las centrales Angostura y Santa María a la barra Mulchén, donde ocurre la perturbación. Es importante recordar que la magnitud del factor de potencia de cada tramo corresponde a la función coseno aplicada sobre la ecuación 40. Aplicando una perturbación de 12,63 MW de potencia en la barra Mulchén, dividiendo por los factores de potencia respectivos (véase

ecuaciones 54 y 56), es posible obtener la potencia aparente percibida por las centrales. La Figura 4.6 evidencia la regulación de potencia activa de la red ante la perturbación realizada, destacando un correcto funcionamiento de las acciones de control para realizar el balance energético. Es importante mencionar que las centrales operan en magnitudes diferentes y la sincronización de la regulación no ocurre de igual manera que en los casos anteriores, debido a que el flujo de potencia activa se sincroniza en la barra Charrúa y no en la barra Mulchén. Por otra parte, la Figura 4.7 evidencia la regulación de frecuencia realizada por las centrales síncronas del SEP Zona sur, notando la gran desviación de la frecuencia debido a la variación de la demanda aplicadas sobrepasando los 52.5 Hz.

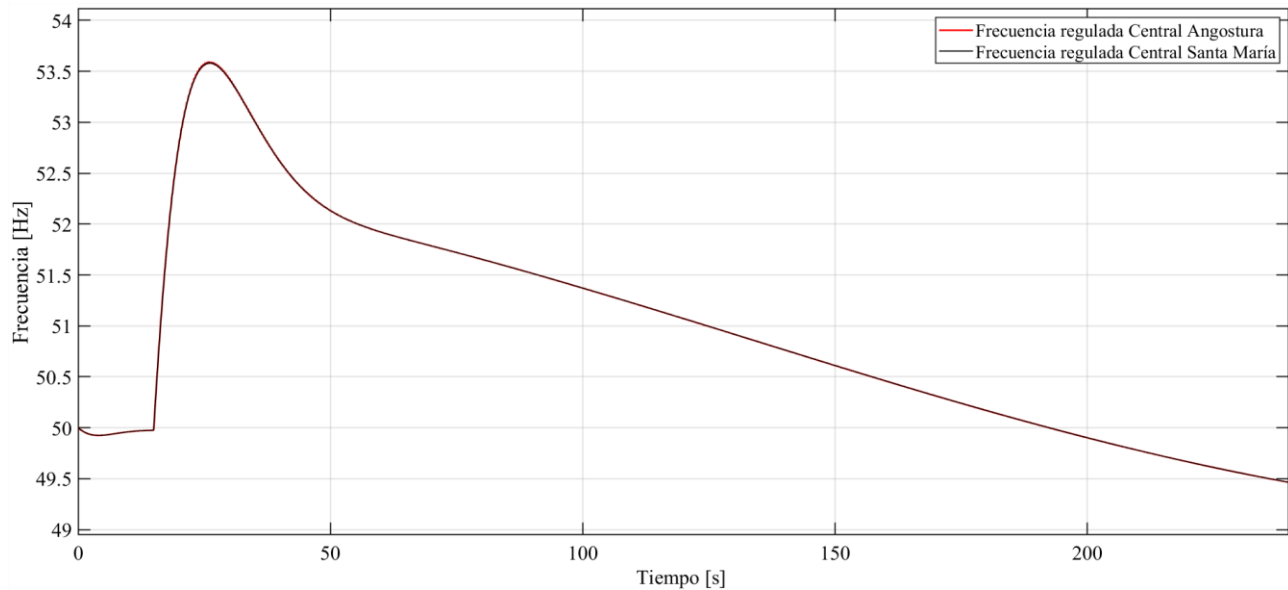


Figura 4.7: Frecuencia regulada por el SEP zona sur ante una perturbación de tipo escalón de potencia activa realizada en la barra Mulchén

La Figura 4.8 muestra la variación de potencia percibida en las centrales Angostura y Santa María, donde se puede ver claramente la gran diferencia en magnitud respecto a la perturbación realizada sobre la barra Mulchén. Gracias a este ejercicio, es posible evidenciar como afectan en la red las características electromagnéticas de los tramos conductores al momento de realizar el balance energético mediante máquinas conectadas en sincronismo. Es importante destacar que las centrales prácticamente perciben una magnitud de variación de más de cuatro veces la variación efectuada, lo que justifica la gran magnitud de variación de la frecuencia percibida por las centrales. Además, si bien el modelo permite realizar la regulación de manera efectiva en cuanto a el balance de potencia evidenciado en la Figura 4.6, la variación potencia percibida produce cambios de gran magnitud en la potencia generada por las centrales, evidenciados por el efecto regulador aplicados sobre cada máquina, como se muestra en la Figura 4.8. Esta variación de potencia de operación no es

representativa, ya que en los modelos se establece la potencia comprometida con el balance energético, las cuales son mucho menores a los cambios de potencia que el efecto regulador solicita.

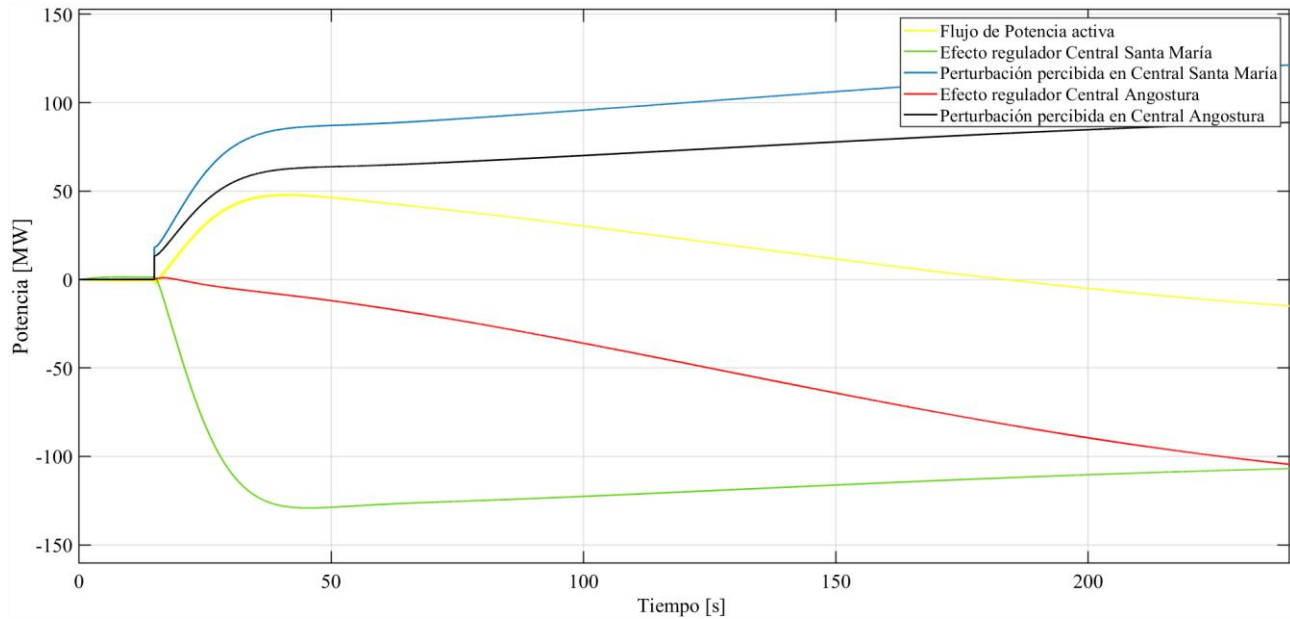


Figura 4.8: Potencia aparente percibida y efecto regulador de las centrales síncronas ante una perturbación de potencia activa de tipo escalón realizada en la barra Mulchén

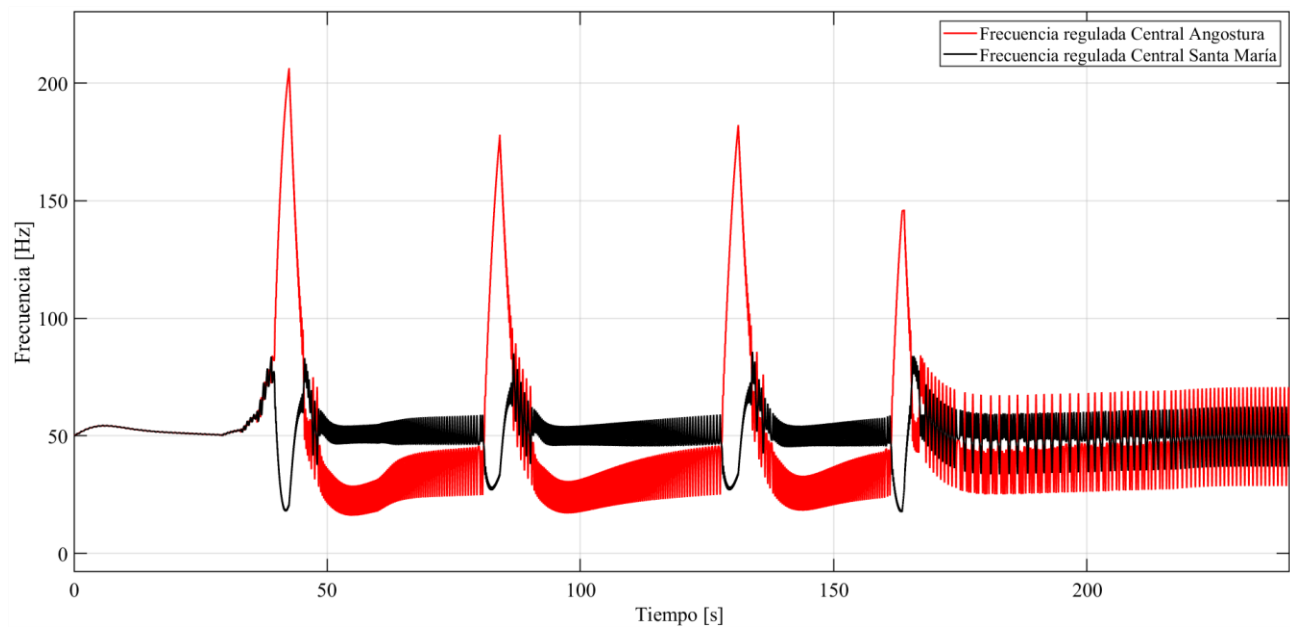


Figura 4.9: Regulación de frecuencia del SEP zona sur ante perturbaciones de tipo escalón con saturación en la línea Mulchén-Angostura

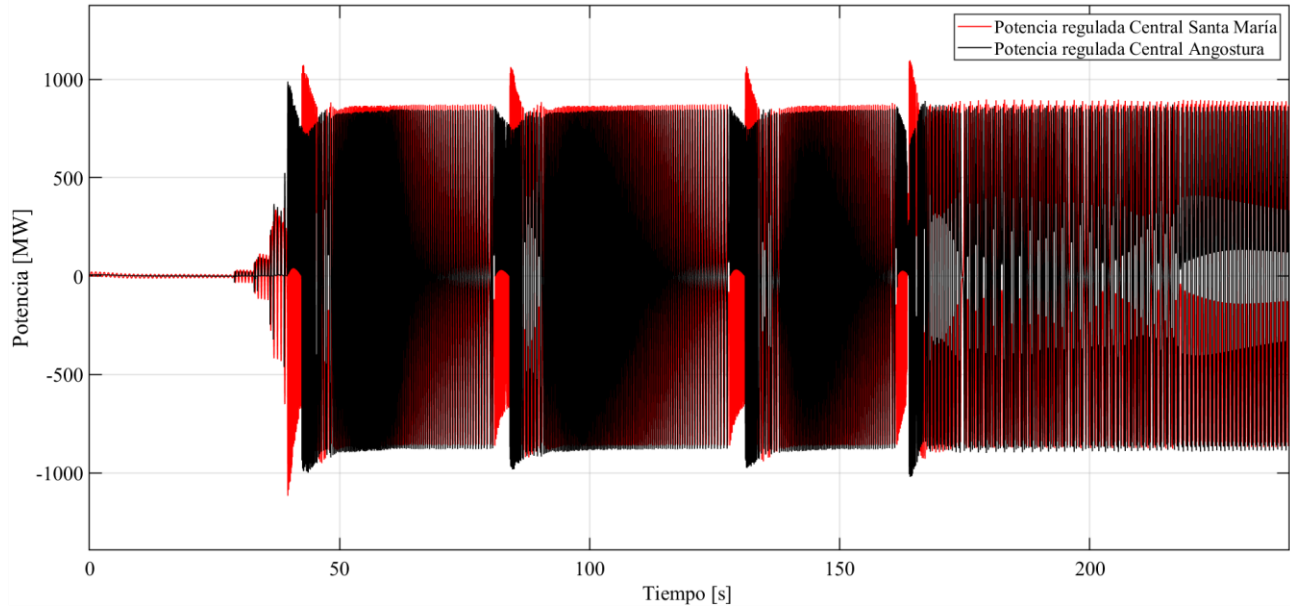


Figura 4.10: Regulación de potencia del SEP zona sur ante perturbaciones de tipo escalón con saturación en la línea Mulchén-Angostura

Por último, las Figuras 4.9 y 4.10 evidencian la frecuencia y potencia regulada por el SEP cuando la central Angostura se encuentra limitada por el tramo asociado. Es evidente que la regulación de la red no es posible de realizar eficazmente en este caso, debido a la magnitud de la perturbación y el efecto realizado por el control de línea, verificando que el SEP zona sur no puede ser balanceado solo por la central Santa María ante perturbaciones de 12.63 MW. Si bien, la perturbación provoca variaciones enormes en la respuesta de los modelos, en los momentos finales de la simulación es posible evidenciar que las acciones de control si disminuyen la desviación de frecuencia existente en la red por lo que se puede comprobar la correcta implementación de los sistemas de control. Es importante destacar que la oscilación de la frecuencia y potencia, detectadas en la central Angostura, responden al intento de aportar al balance energético una vez el control de línea deja de percibir exceso de corriente en el tramo asociado, evidenciado en los picos de frecuencia de la Figura 4.9.

4.2 SEP zona norte

El modelo SEP zona norte está compuesto por la central solar fotovoltaica Bolero, la central térmica Kelar [47] y la central de bombeo compuesta por la central fotovoltaica Cielo de Tarapacá y Espejo de Tarapacá. La conexión de la central Kelar con el SEP zona norte es a través del tramo 2037 [48] que conecta la central con la barra Kapatur, ubicada en Punta Chacaya, mientras que la central Bolero se conecta al SEP por medio del tramo 1946 a la barra Laberinto [49], ubicada en Sierra Gorda. Las barras Kapatur y Laberinto se comunican a través del tramo 2031 [50]. Para conectar la central de bombeo, se supuso dos tramos que conecten la central solar fotovoltaica y de bombeo con el sistema interconectado, como se menciona en el capítulo anterior. Según la ubicación en la que se realiza el estudio propuesto por Valhalla, los tramos supuestos se encuentran en un ambiente similar al tramo

2008, por lo que son representativos para realizar la conexión con el sistema interconectado. Así, la central de bombeo se conecta a la barra Laberinto por medio de la barra Kimal con los tramos 2952 y 3079, Kimal – Encuentro [51] y Laberinto – Kimal [52] respectivamente. La Figura 4.11 presenta el diagrama unifilar representativo del SEP zona norte.

En este caso, la perturbación correspondiente al 2% de la capacidad síncrona es de 3.52 MW para la operación durante el día, es decir, cuando la central de bombeo se encuentra elevando caudal y de 5.54 MW de noche, cuando la central de bombeo se encuentra suministrando energía a la red. Esta potencia es acorde a la energía síncrona que se encuentra conectada a la red, siendo la turbina a vapor que posee la central Kelar de 176.2 MW, de los cuales solo 10.6 MW se encuentran sujetos al balance energético y la potencia de la central de bombeo que corresponde a una de las 3 turbinas disponibles, es decir, 101 MW de potencia de los cuales sólo se estableció 45 MW comprometidos con los servicios de balance energético. Similar a lo realizado en el SEP sur, las perturbaciones ocurren en el segundo 5, 45 y 120 de la simulación, aplicados en la central Kelar, de Bombeo y la barra Laberinto respectivamente. Para la simulación de la central de bombeo durante el día, se estableció el tiempo de inicio a las 12:30 horas y para la simulación en la que la central de bombeo opera como central hidroeléctrica, el tiempo de inicio corresponde a las 21:00 horas. Es importante destacar la complejidad de este SEP debido a que presenta más de un tramo de transmisión de longitud media/larga, lo que implica efectos reactivos de mayor magnitud y desfases más pronunciados.

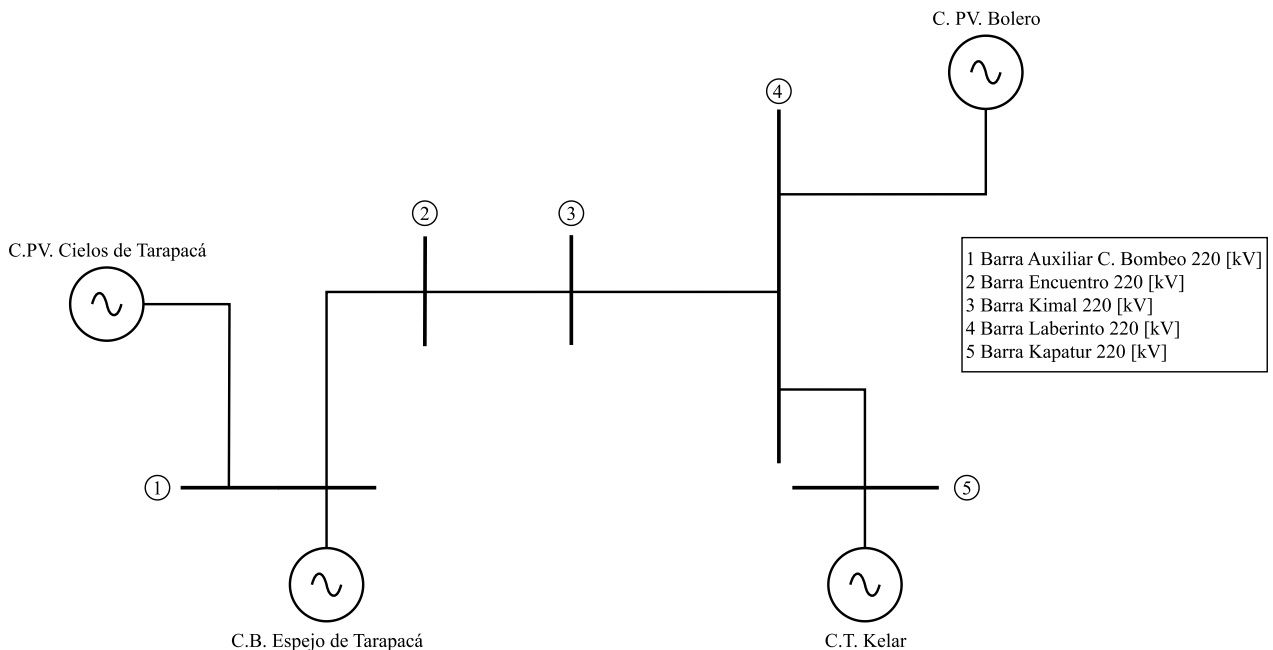


Figura 4.11: Diagrama unifilar del SEP zona norte

Las Figuras 4.12 y 4.13 muestran la regulación de potencia y frecuencia por parte de la central térmica Kelar. Cabe destacar que las perturbaciones realizadas sobre la central Kelar y la barra Laberinto corresponden a caídas de demanda, por lo tanto reflejan un alza en la potencia regulada, por otro lado la perturbación efectuada sobre la central fotovoltaica del modelo de Bombeo corresponde a una variación de la carga de magnitud negativa, es decir, representa una caída en la potencia generada por

la central de fotovoltaica, lo que implica un alza de energía generada por la central Kelar en respuesta al déficit energético. Debido a que las perturbaciones realizadas son de potencia aparente, la central Kelar percibe las perturbaciones en igual magnitud, lo que explica la similitud de su respuesta ante cada una de ellas.

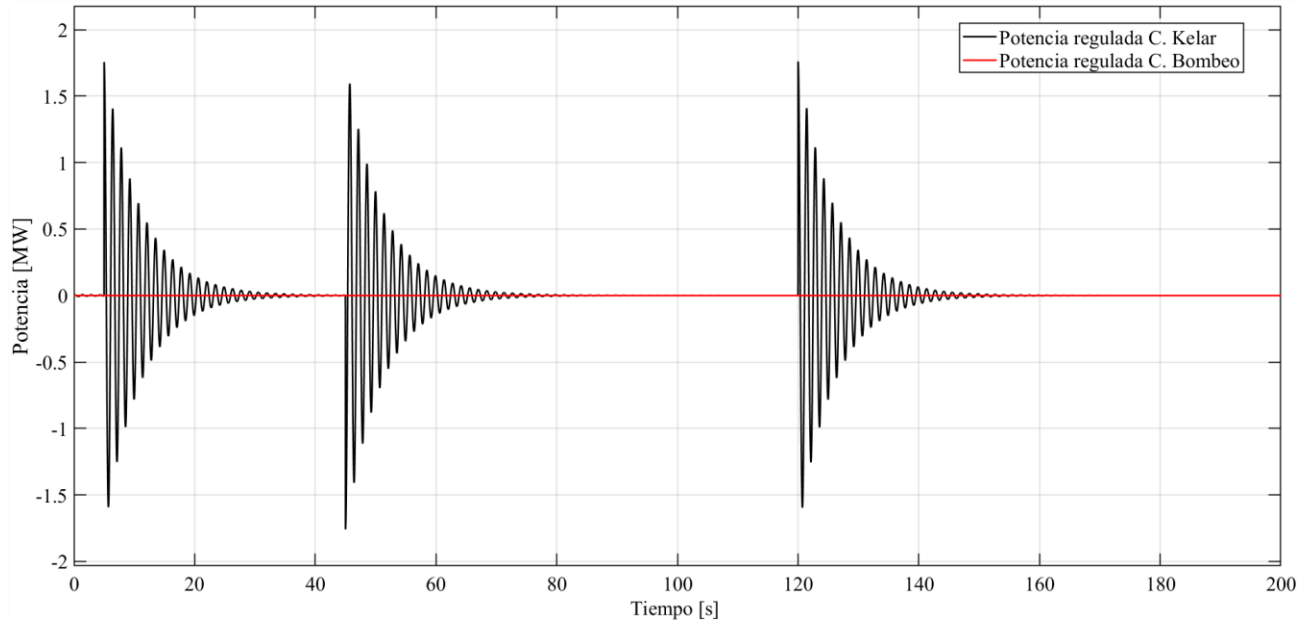


Figura 4.12: Potencia regulada por el SEP zona norte ante perturbaciones de tipo escalón realizadas en el día

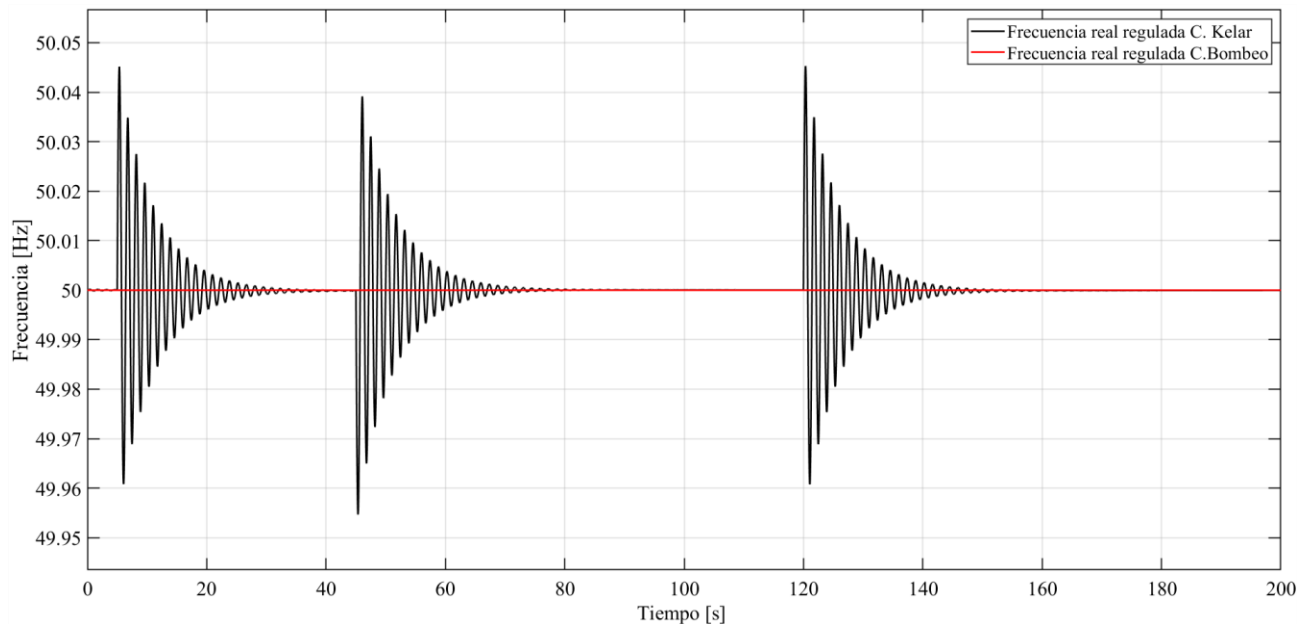


Figura 4.13: Frecuencia regulada por el SEP zona norte ante perturbaciones de tipo escalón realizadas en el día

Una observación importante, a partir del análisis de la respuesta del SEP zona norte durante el día, es que aún cuando sólo una central se encarga de estabilizar la red, el modelo, al incluir el efecto del flujo de potencia activa, entrega una respuesta en frecuencia mucho menor a la respuesta que se

obtiene al no poseer este efecto de referencia. Esto, a primera instancia, no es evidente, ya que al validar el modelo hidroeléctrico en el capítulo anterior, donde sólo una central se encargaba de regular la red eléctrica, la amplitud de oscilación de la frecuencia debería ser proporcional a la amplitud de oscilación de la potencia en función de su inercia y sensibilidad.

Cuando la central de bombeo opera como central generadora se evidencia una regulación de potencia y frecuencia más pronunciada, en comparación a la realizada por la central Kelar, cuando la central de bombeo se encuentra impulsando flujo. Una de las razones es la magnitud de la perturbación que corresponde a 5.54 MW en este caso. Acorde a las Figuras 4.14 y 4.15, el SEP es capaz de realizar el balance de la red eficientemente por las centrales Kelar y de Bombeo.

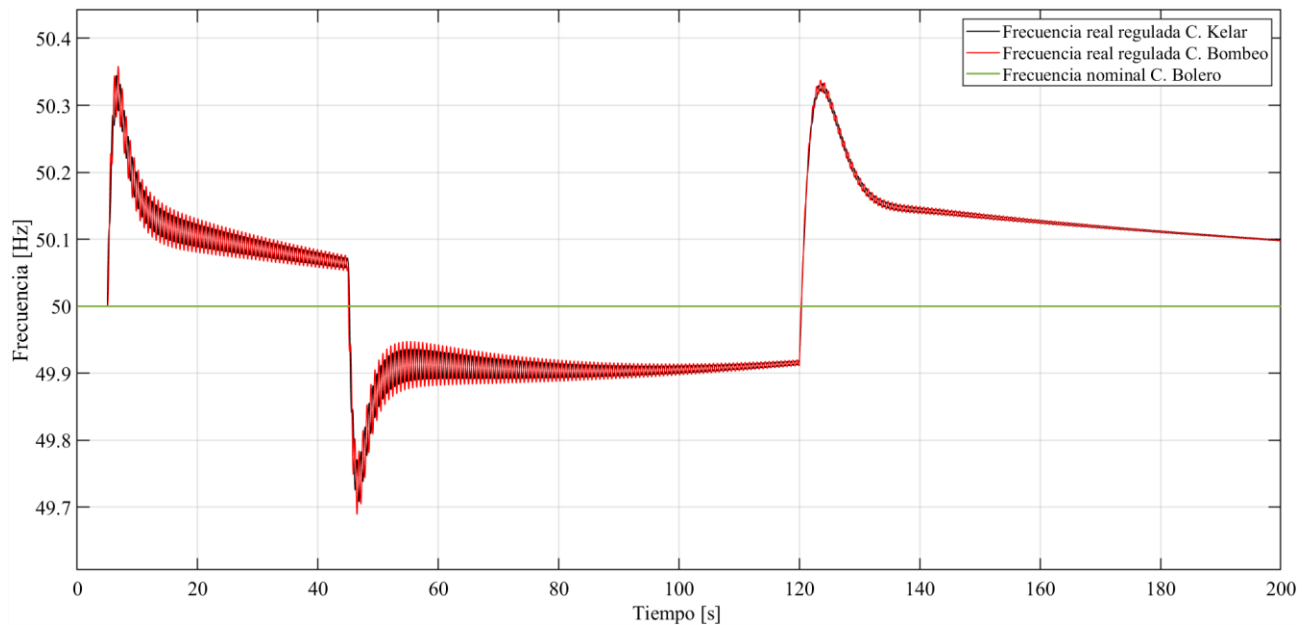


Figura 4.14: Frecuencia regulada por SEP zona norte ante perturbaciones de tipo escalón realizadas durante la noche

La respuesta en potencia de la Figura 4.14, permite evidenciar, de mejor manera, la acción de control de cada central, que depende de las características del rotor y la potencia comprometida con los servicios de balance, haciendo énfasis en la perturbación realizada sobre la barra Laberinto, situación en las curvas no se encuentran sobrepuestas completamente.

Parte importante de esta memoria enfatiza sobre los efectos electromagnéticos que afectan a las variables eléctricas de la red. Particularmente, en este modelo de SEP simplificado es necesario evidenciar los efectos ocurridos en las líneas de transmisión, dado que posee una cantidad importante de tramos. A partir de la simulación realizada anteriormente, que incluye la central de bombeo operando como central hidroeléctrica, se realiza el análisis de tensión y corriente que circula por el SEP desde las centrales hacia la barra Laberinto, como supone el modelo. Las figuras a continuación presentan el comportamiento de las variables eléctricas observadas al final de algunos tramos de interés.

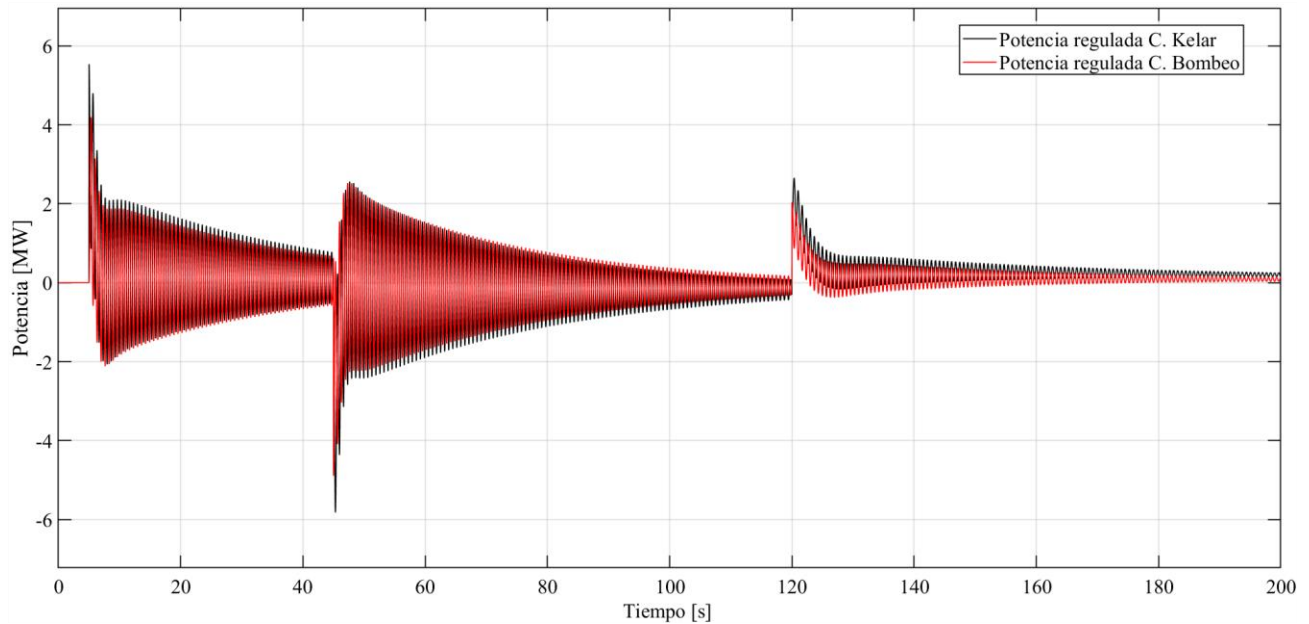


Figura 4.15: Potencia regulada por el SEP zona norte ante perturbaciones de tipo escalón durante la noche

La Figura 4.16 contiene los valores de las características eléctricas de la energía suministrada por la central Kelar al final del tramo Kelar-Kapatur. En ella es posible visualizar las perturbaciones de la red en la tensión y corriente nominal e incluso en la tensión oscilatoria.

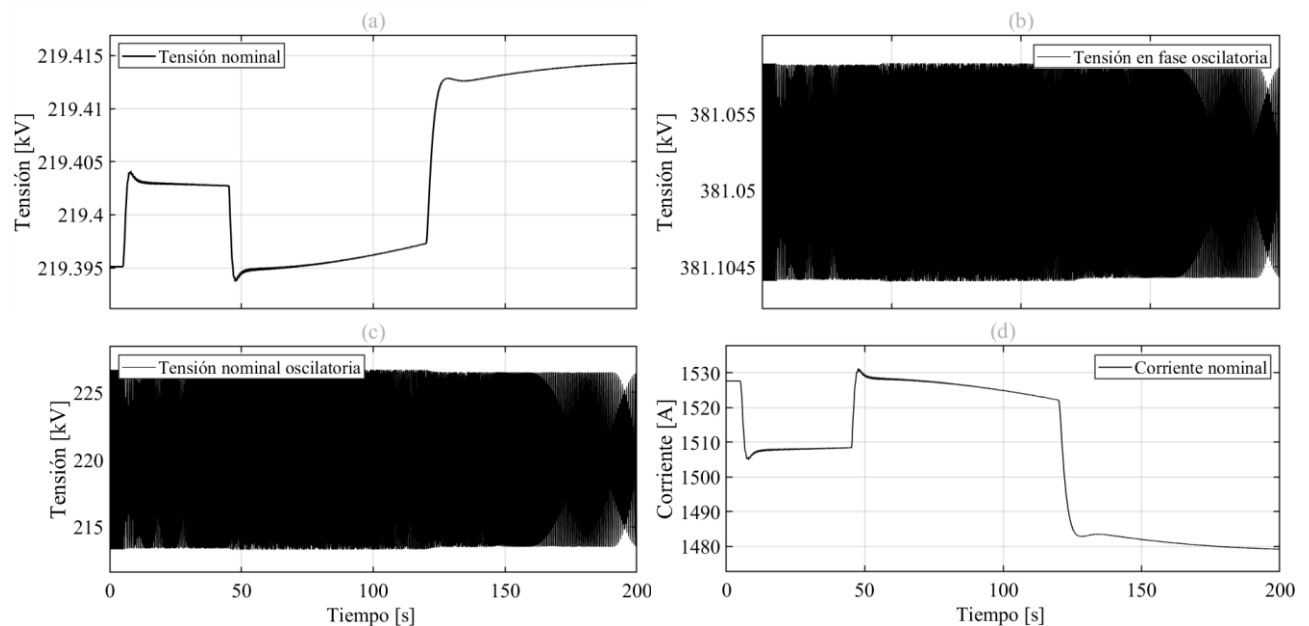


Figura 4.16: Corriente y tensión al final del tramo Kelar – Kapatur

El comportamiento opuesto entre corriente y voltaje nominal evidenciado (Figura 4.16 (a) y Figura 4.16 (d)) se puede comprender al analizar la relación que posee la potencia con la corriente y tensión. A partir de la ecuación 1, es evidente que un cambio en la potencia implica un cambio en una de las variables o incluso en ambas. Analizando la Figura 4.16 se puede afirmar que la energía que llega a la barra Kapatur, proveniente de la central Kelar, posee un comportamiento esperado, evidenciando

caídas de tensión muy pequeñas. Siguiendo el recorrido de la energía suministrada por la central Kelar, posterior a la barra Kapatur la energía debe circular hacia la barra Laberinto, donde se establece la comunicación energética con el resto de las centrales del SEP zona norte.

La Figura 4.17 presenta los valores de tensión y corriente nominal y oscilatoria al final del tramo Kapatur - Laberinto. Es claro que el valor de tensión y corriente ya no se encuentran dentro de un rango esperado, evidenciando una corriente nominal de magnitud negativa y una tensión nominal sobre los 220 kV en las gráficas (a) y (b) de la figura. Para comprender lo que la Figura 4.17 enseña, es necesario analizar la ecuación 65 del procedimiento a continuación.

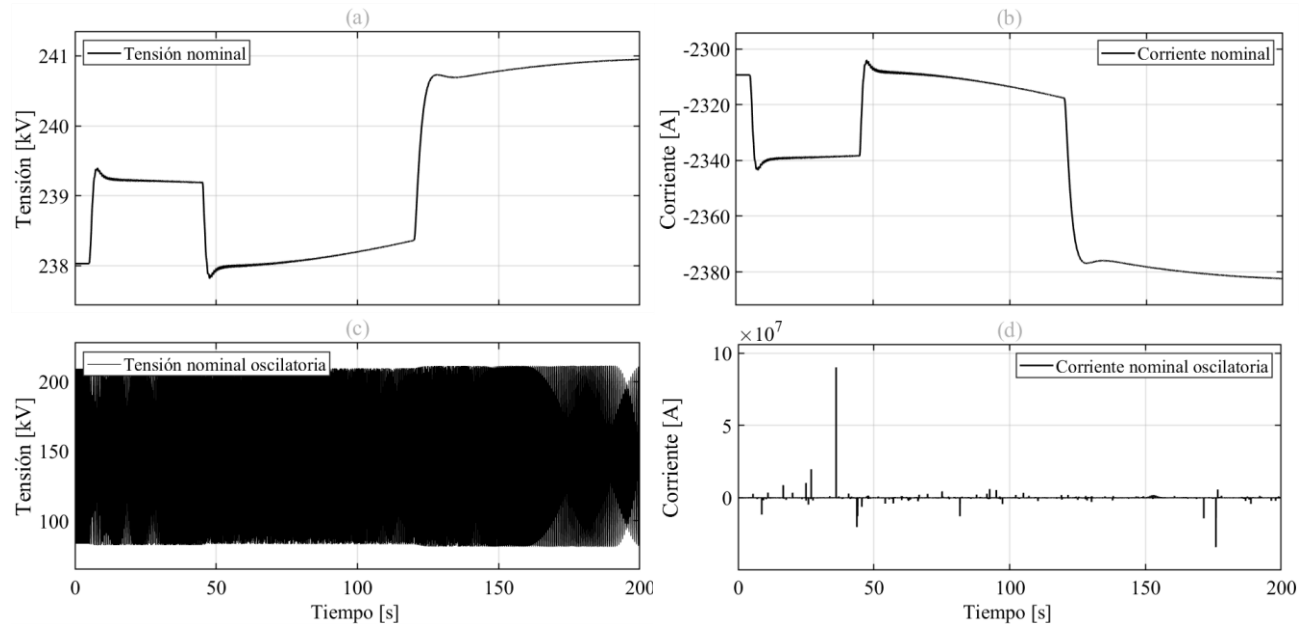


Figura 4.17: Corriente y tensión al final del tramo Kapatur – Laberinto

Recordando las ecuaciones 47 y 48 es posible obtener los valores de corriente y tensión al final de los tramos de longitud media/larga al despejar una de las variables de interés, utilizando el método de Gauss. Habiendo despejado una de las variables basta con determinar su valor para reemplazarlo en la ecuación que permita determinar la variable restante. Al realizar el procedimiento anterior, la ecuación que permite determinar la corriente al final del tramo queda entonces definida.

$$I_r = I_s * \left(Z * \frac{Y}{2} + 1 \right) - V_s * \left(Z * \frac{Y^2}{4} + Y \right) \quad (65)$$

Así, para que la corriente al final del tramo posea magnitud negativa, el valor de corriente al inicio del tramo, multiplicado por la magnitud de la admitancia resultante del término “ $(Z * Y^2/4 + Y)$ ”, debe ser mayor al valor de la corriente al inicio del tramo multiplicado por el factor “ $(Z * Y/2 + 1)$ ”, que representan la corriente necesaria para vencer los efectos de la admitancia y la corriente eficaz que logra vencer los efectos resistivos y de la admitancia del tramo respectivamente. Así, es evidente que la corriente suministrada por la central Kelar no es suficiente para arribar a la barra Laberinto. A partir del valor de la corriente al final del tramo, al reemplazar este valor para obtener la tensión final del tramo, esta produce un alza en la tensión de la línea según la ecuación 47. De igual manera, la tensión

y corriente oscilatoria representadas en la Figura 4.17 (c) y (d) evidencian desviaciones completamente anormales a lo que se espera ocurra en la realidad. De manera similar, las características de la energía suministrada por la central de bombeo evidencian el mismo fenómeno al final del tramo que conecta la central con la barra Encuentro, tal como se muestra en la Figura 4.18.

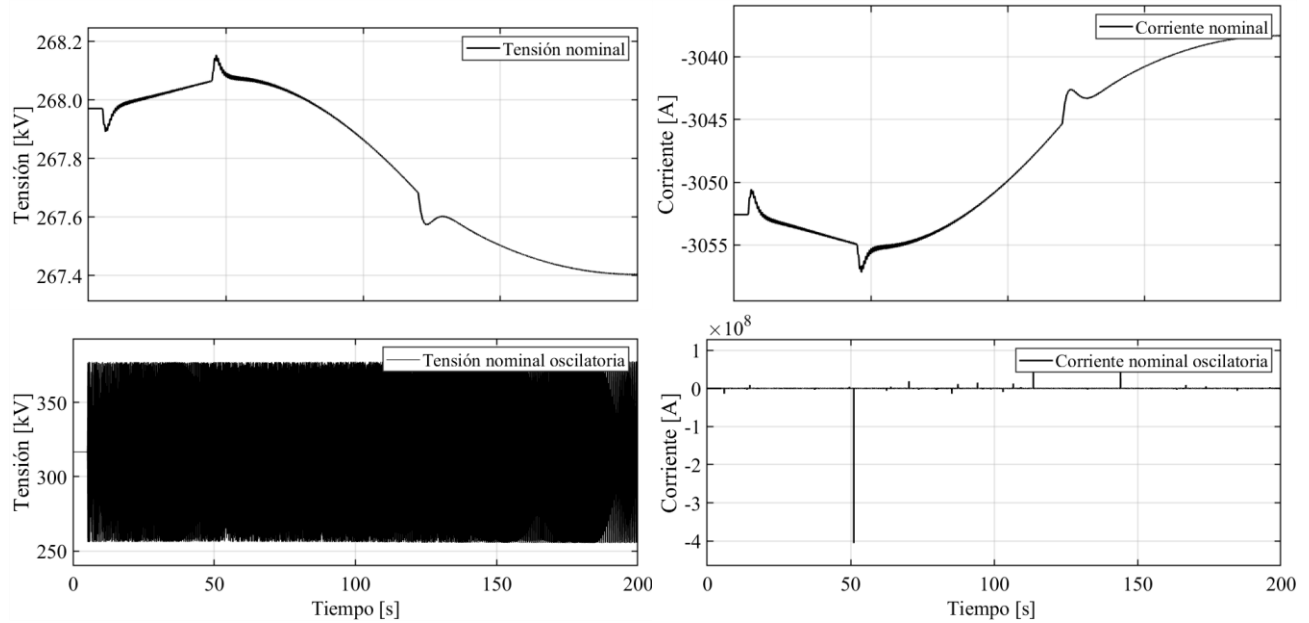


Figura 4.18: Corriente y tensión al final del tramo que conecta la central de bombeo con la barra Encuentro

Complementando lo anterior, es posible concluir que la potencia suministrada por las centrales no es suficiente para arribar a la barra Laberinto, por ende, la acción de control de balance energético en estos casos representa una respuesta ante la perturbación de la estabilidad en el modelo, y no la solución real. La única manera de que este modelo sea capaz de realizar eficazmente el balance de la red es contemplar fuentes de energía que se encarguen de suministrar la potencia reactiva consumida por los tramos, permitiendo un flujo de energía eficaz desde las generadoras hacia los puntos de consumo.

Finalmente, suponiendo que el sistema eléctrico de potencia propuesto de la zona norte cuenta con fuentes energéticas que se encargan de la potencia reactiva es posible concluir, a partir las simulaciones del sistema eléctrico de potencia zona norte, que, al incorporar la central de bombeo, la capacidad de regulación de la red aumenta permitiendo regular alzas de mayor magnitud. En las Figuras 4.14 y 4.15 se evidencia una regulación eficaz que no sobrepasa variaciones en frecuencia de 0.4 Hz ante perturbaciones cercanas 5 MW, lo que quiere decir que al menos es capaz de regular una potencia del doble de magnitud que la aplicada en las mismas condiciones, sin sobrepasar una variación de 1 Hz en frecuencia. Por otra parte, sigue siendo necesario contemplar centrales con capacidad de regulación síncrona, ya que durante el día se asume que la central de bombeo no realiza aportes a la estabilidad.

Capítulo 5: Conclusiones

En primer lugar, las tecnologías utilizadas para el análisis reflejan la distribución de la matriz chilena. Debido al recambio de la matriz, es necesario suplir la capacidad de regulación que dejará al debe el cierre de las centrales termoeléctricas, siendo la central hidroeléctrica la ideal para esta función. Cabe destacar que las nuevas tecnologías para la generación eólica y solar presentan una oportunidad para dar solución a esta problemática. En cuanto a la implementación de una central de bombeo, el aporte a la generación y almacenamiento de energía permite complementar a las centrales fotovoltaicas y eólicas ayudando incluso a la regulación de estabilidad de la red al operar como central hidroeléctrica.

En cuanto a los sistemas de control, se comprueba su correcta implementación y destaca su capacidad de realizar la regulación de perturbaciones de demanda en conjunto a los efectos reguladores de las centrales síncronas. El aporte realizado por el control con flujo de potencia activa hace más efectivo el proceso al sincronizar las centrales, el cual evidenció una disminución de la variación de frecuencia ante perturbaciones de la red en comparación con el control realizado sin el flujo de potencia activa.

Al incorporar las líneas de transmisión y añadir sus limitaciones al control de la red, se logró contemplar el estado de las líneas en la regulación de estabilidad. El control de línea opera correctamente sobre una central de manera local, sin embargo, perjudica a la estabilidad de la red cuando ésta cuenta con más de una central encargada del balance. Gracias al monitoreo de las variables de corriente y tensión que poseen las líneas de transmisión, fue posible complementar el análisis y corroborar si el balance energético es efectivo. Al analizar la corriente y tensión se evidenció la fuerte relación de las máquinas síncronas con el estado de la red, como también demostró fenómenos de caída de tensión por alzas en la demanda, pérdidas de potencia debido a efectos reactivos e incluso los cambios abruptos de la operación de las centrales síncrona al intentar regular la red eléctrica, debido a la distorsión de la magnitud percibida por las centrales.

Las configuraciones de los sistemas eléctricos de potencia propuestos para la zona norte y sur de Chile permitió evaluar el modelo realizado, aplicando las distintas perturbaciones de la red y monitoreando las líneas de transmisión que conectan las centrales seleccionadas.

En el análisis del balance energético realizado por ambos sistemas eléctricos de potencia, destaca la respuesta en condiciones normales de la zona sur, el cual fue capaz de regular variaciones de la red mayores a 12 MW manteniendo la frecuencia en un rango de operación entre 49 y 51 Hz, acorde a las exigencias mínimas de la norma técnica de seguridad y calidad del servicio. Cuando la configuración de la zona sur opera con saturación de línea se observó que el control de línea perjudica al balance, provocando variaciones de potencia y frecuencia imposibles de regular por parte las centrales consideradas. Al analizar las características eléctricas de los tramos del sistema zona norte, se puede concluir que monitorear la corriente y tensión del sistema eléctrico es esencial, ya que al realizar el balance energético por parte de las centrales Kelar y de Bombeo, esta acción no logró llevarse a cabo, producto de los efectos reactivos propios de las líneas de transmisión. Finalmente, al conformar el modelo incorporando las líneas de transmisión, el estudio realizado evidencia la importancia de contemplar las distintas aristas del análisis de estabilidad frecuencial de una red eléctrica.

Trabajos Futuros

Contemplar el estudio y aporte a la regulación de la red realizada por centrales que contienen generadores de doble alimentación puede ser clave para determinar la capacidad de las centrales eólicas de regular la red eléctrica. De la misma manera, incorporar este tipo de generador impulsaría la implementación de la central de bombeo con capacidad de regulación durante ambos modos de operación.

Un análisis interesante a realizar, en trabajos futuros, sería modelar el comportamiento de la red en el proceso de encendido y apagado de las bombas centrifugas, teniendo en consideración la gran magnitud de energía que estas solicitan, como también analizar cómo se comportaría la central de bombeo en operaciones de “cortocircuito”, es decir, operar la central generando energía y bombeando agua simultáneamente.

Continuar con el análisis de regulación de la red incluyendo nuevas tecnologías y la implementación de sistemas de control más robustos, permitirá garantizar con mayor certeza la estabilidad de la red. Analizar las posibilidad de operar la central de bombeo en “cortocircuito” y determinar de mejor manera su aporte entregará más evidencia para que la instalación de una central de bombeo en la red chilena sea posible en años futuros.

Referencias

- [1] IEA. (n.d.). Chile - Countries & Regions. International Energy Agency. Recuperado de <https://www.iea.org/countries/chile>
- [2] Ministerio de Energía. (2015, Agosto 28). Energía 2050 - Política energética de Chile. Gobierno de Chile. Recuperado de https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf
- [3] Energía Abierta. (n.d.). Capacidad Instalada. Gobierno de Chile. Recuperado de <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>
- [4] Folha de S.Paulo. (2018, Marzo). Un gran apagón deja sin luz a 70 millones de brasileños de 13 estados. Folha UOL. Recuperado de <https://www1.folha.uol.com.br/internacional/es/brasil/2018/03/1961729-un-gran-apagondeja-sin-luz-a-70-millones-de-brasilenos-de-13-estados.shtml>
- [5] BBC News Mundo. (2009, Noviembre 11). Brasil sufre un gran apagón. BBC Mundo. Recuperado de https://www.bbc.com/mundo/america_latina/2009/11/091111_apagon_brasil_jp
- [6] Comisión Nacional de Energía. (2020, Enero). Apéndice II: Proyección de Demanda Eléctrica 2019-2039. Comisión Nacional de Energía. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Ap%C3%A9ndice-II-Proyecci%C3%B3n-de-DemandaEl%C3%A9ctrica-2019-%E2%80%932039.pdf>
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Generación Programada. Coordinador Eléctrico Nacional. Recuperado de <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacionprogramada/generacionprogramada>
- [8] https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n_vf.pdf
- [9] Comisión Nacional de Energía (CNE). (2017, Abril 26). Sesión N°3 Mesa de SSCC. CNE. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/05/Sesi%C3%B3nN%C2%B03-Mesa-de-SSCC-26-04-2017.pdf>
- [10] Fernández Guillamón, A. (2017, Julio). Análisis y simulación de estrategias agregadas de control de frecuencia entre grandes parques eólicos y aprovechamientos hidroeléctricos. Cartagena.
- [11] Torres, M. (2015). Seminario Energías Renovables SERCUDEC 2015. SlideShare. Recuperado de <https://es.slideshare.net/MiguelTorres231/seminario-energias-renovables-sercudec-2015>
- [12] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). (2020, Septiembre). Pliego Técnico Normativo RPTD N°02: Clasificación de instalaciones. SEC. Recuperado de <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/09/Pliego-T%C3%A9cnicoNormativo-RPTD-N%C2%B002-Clasificaci%C3%B3n-de-instalaciones.pdf>

- [13] Comisión Nacional de Energía (CNE). (2018, Mayo). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Recuperado de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_May18.pdf
- [14] Comisión Nacional de Energía (CNE). (2017, Mayo). Definiciones - SSCC. CNE. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/05/Definiciones-SSCC.pdf>
- [15] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7.
- [16] Instituto de Energía Eléctrica, Centro de Formación Permanente. (2011). Centrales de generación eléctrica. UNED. Recuperado de http://www.ieec.uned.es/Web_docencia/Archivos/material/Libro%20de%20centrales%202011.pdf
- [17] Ledesma, P. (2008, Septiembre). Regulación de frecuencia y Potencia. Universidad Carlos III de Madrid.
- [18] Anderson, P. M., & Fouad, A. A. (2003). *Power Systems Control and Stability*, 2nd Edition. Iowa State University Press. Recuperado de https://www.academia.edu/34885349/Power_Systems_Control_and_Stability_2nd_Ed_by_P_M_Anderson_a_a_Fouad_pdf
- [19] Tielens, P., & Van Hertem, D. (2015). The relevance of inertia in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 999-1009. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>
- [20] Piriz, H.D., Cannatella, A.R., Guerra, E., & Porcari, D.A. (2012). Inertia of Hydro Generators. Influence on the Dimensioning, Cost, Efficiency and Performance of the unit. Recuperado de https://www.academia.edu/8903755/The_inertia_of_Hydrogenerators
- [21] NEMA. (n.d.). About NEMA. Retrieved from <https://www.nema.org/about>
- [22] UNED. (2011). Centrales eléctricas. El alternador (pp. 49-54). [Documento PDF]
- [23] Shahidehpour, M., Eremia, M., & Toma, L. (2019). Modeling the main components of the classical power plants. In M. A. Pai (Ed.), *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control* (pp. 165-208).
- [24] Fabres Zúñiga, E. J. (2022, Diciembre). Modelado de sistemas de generación eléctrica y análisis de estabilidad de frecuencia. Recuperado de Universidad de Concepción.
- [25] Escalona, A. (2021). Capítulo 1C: Bombas hidráulicas [Diapositivas de PowerPoint]. Recuperado de Universidad de Concepción en el curso "Turbomáquinas"
- [26] Academia.edu. (n.d.). Ley de Biot-Savart. Retrieved from https://www.academia.edu/23569875/Ley_de_Biot_Savart
- [27] Universidad Nacional de La Plata, Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Aeroespacial. (n.d.). Apunte de Electrotecnia [Documento PDF]. Recuperado de http://www.aero.ing.unlp.edu.ar/catedras/archivos/electrotecnia_Apunte.pdf
- [28] Restrepo, L. H., Caicedo Delgado, G., & Castro-Aranda, F. (2008, Junio). Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia. *Revista Energía y Computación*, 16, 21-32.

- [29] Gonzales-Longatt, F. (2007). Capítulo 3: Parámetro capacitivo en líneas de transmisión. En Libro de Actas del Congreso de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Computación. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/296282916_Chapter_3_Parametro_capacitivo_en_lineas_de_transmision
- [30] Coordinador Eléctrico Nacional. (2019). Informe Mínimo Técnico Unidad 3: Central Angostura [Documento PDF]. Recuperado de <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-M%C3%ADnimo-T%C3%A9cnico-Unidad-3-Central-Angostura-V2.pdf>
- [31] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Líneas. InfoTécnica. Recuperado de <https://infotecnica.coordinador.cl/info/lineas>
- [32] DIGSILENT GmbH. (n.d.). Home. Retrieved from <https://www.digsilent.de/en/>
- [33] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Secciones y Tramos. Recuperado de https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos?id=&id__in=1601,1602
- [34] Coordinador Eléctrico Nacional. (2021). Informe Potencia Máxima Central Termoeléctrica Santa María [Documento PDF]. Recuperado de https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/EE-EN-2021-0119-RA_Informe_Potencia_M%C3%A1xima_CT_Santa_Maria.pdf
- [35] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Secciones y Tramos. Recuperado de https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos?id=&id__in=,340,666
- [36] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Secciones y Tramos. Recuperado de https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos?id=&id__in=,1504,1506
- [37] Ministerio de Energía de Chile. (n.d.). Energía Solar Fotovoltaica. Recuperado de <https://solar.minenergia.cl/fotovoltaico>
- [38] Ministerio de Energía de Chile. (n.d.). Potencia Eólica. Recuperado de <https://eolico.minenergia.cl/potencia>
- [39] Coordinador Eléctrico Nacional. (Junio 26, 2020). Entrada en Operación del proyecto Parque Eólico El Maitén. [Documento PDF]. Recuperado de <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/centrales>
- [40] Estudios Eléctricos. (2018). Informe de Homologación PV Bolero. [Documento PDF]. Recuperado de <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/centrales>
- [41] GE Renewable Energy. (Enero, 2020). Informe Técnico-Partida y Detención de Unidades Generadoras Parque Eólico El Maitén. [Documento PDF]. Recuperado de <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/centrales>
- [42] Valhalla. (2017). Proyecto Espejo de Tarapacá Recuperado de <http://valhalla.cl/es/espejo-de-tarapaca/>
- [43] Valhalla. (2017). Proyecto Cielos de Tarapacá Recuperado de <http://valhalla.cl/es/espejo-de-tarapaca/>

- [44] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Secciones y Tramos. Recuperado de https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos?id=&id__in=,2008,2009,2010,3691,3692,3693
- [45] Camus, J. (2017). Solicitud Proyecto Espejo de Tarapacá. [Documento PDF] Recuperado de https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2019/07/382107_SOLICITUD_PROYECTO_ESPEJO_DE_TARAPACA.pdf
- [46] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Secciones y Tramos. Recuperado de https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos?id=&id__in=.3416,3417
- [47] CENERGIA. (Agosto, 2022). Informa de potencia máxima de las unidades de generación de la central térmica Kelar, operando con gas natural y diesel oil. [Documento PDF]. Recuperado de https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/INFO_TECNICO_PMAX_KELAR_10AGO22.pdf
- [48] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Secciones y Tramos. Recuperado de https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos?id=&id__in=,2037,2038
- [49] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Secciones y Tramos. Recuperado de https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos?id=&id__in=,1946,1947
- [50] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Secciones y Tramos. Recuperado de https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos?id=&id__in=,2031,2032,2033,2034
- [51] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Secciones y Tramos. Recuperado de https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos?id=&id__in=,2952,2953,3211,3212
- [52] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Secciones y Tramos. Recuperado de https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos?id=&id__in=,3079,3081,3149,3150
- [53] Coordinador Eléctrico Nacional. (n.d.). Secciones y Tramos. Recuperado de https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos?id=&id__in=.3416,3417
- [54] Alfredo Saavedra L, “El ultimo gigante, central hidroeléctrica angostura”, BIT 101, 2015. [En Línea] Aavailable: <https://docplayer.es/84637746-Gigante-central-hidroelectricaangostura-hito-tecnologico.html>

Anexo A: Datos utilizados en los modelos de generación eléctrica

Utilizando los datos dispuestos en las referencias, las magnitud de las variables utilizadas en los modelos de generación hidroeléctrica y térmica se muestran en la siguiente tabla [30, 33, 42, 45, 47, 54].

Tabla 4: Datos utilizados en los modelos de generación síncrona

Central	Angostura	Santa María	Espejo de Tarapacá	Kelar
N° Turbinas	3	1	3	3
Potencia máxima [MW]	395	374	303	527,2
Potencia SSAA [MW]	24	29,47	45	10,8
Constante de Inercia H [s]	2,38	3,96	2,79	4,3
Estatismo R [%]	5,21	4,24	5,56	2,84
Factor de sensibilidad D [MW/Hz]	0,945	0,59	0,90	2,12
Factor de integración K_{int}	0,025	0,075	0,0025	0,015
Tiempo de velocidad T_w [s]	3,15	-	9,09	-
Estatismo transitorio R_T [s]	1,31	-	1,77	-
Tiempo de restablecimiento T_R [s]	12,38	-	8,69	-
Eficiencia generador F_{pg} [-]	0,90	0,90	0,9	0,85

Los valores de las centrales fotovoltaicas se encuentran en las referencias [40,43]

Tabla 5: Datos centrales fotovoltaicas

Central	Bolero	Cielo de Tarapacá
Capacidad máxima [MW]	138,2	600
Capacidad Inversor equivalente [MW]	138,2	600
Eficiencia Inversor [%]	96	96
Factor de Pérdidas [%]	14	8
Inclinación Instalación [°]	23	21
Azimut [°]	1	0
Tipo de Montaje	Aislada	Aislada
Tipo de Arreglo	Fijo Inclinado	Fijo Inclinado

Tabla 6: Ubicación geográfica de centrales eólicas y fotovoltaicas

Ubicación geográfica	Parque Eólico El Maitén	Parque Fotovoltaico Bolero	Parque Fotovoltaico Proyecto Cielos de Tarapacá
Latitud	-37,27	-23,48	-20,80
Longitud	-72,55	-69,41	-69,48

Tabla 7: Datos utilizados para la determinación de las curvas de potencia eléctrica de las centrales eólicas y fotovoltaicas

HORA	Viento [m/s] Central El Maitén	Radiación Incidente Bolero [W/m²]	Potencia generada Bolero [MW]	Radiación Incidente Cielos de Tarapacá [W/m²]	Potencia generada Cielos de Tarapacá [MW]
0:00	11,04	0	0	0	0
1:00	11,02	0	0	0	0
2:00	10,83	0	0	0	0
3:00	10,82	0	0	0	0
4:00	10,58	0	0	0	0
5:00	10,35	0	0	0	0
6:00	10,39	1,52	0,05	0	0
7:00	9,94	58,28	3,98	61,18	17,96
8:00	9,36	319,33	30,54	291,11	121,46
9:00	8,99	585,65	58,23	538,10	241,85
10:00	8,64	808,84	78,45	757,33	336,43
11:00	8,63	970,68	91,70	920,65	398,21
12:00	8,48	1051,7	98,07	1021,64	431,70
13:00	8,22	1057,8	98,63	1044,86	438,07
14:00	8,07	986,57	93,16	968,25	411,27
15:00	8	844,73	81,24	824,22	359,39
16:00	8,16	639,11	61,88	626,27	279,16
17:00	8,28	387,97	35,69	394,34	172,38
18:00	8,56	107,39	7,12	174,77	63,12
19:00	9,09	3,87	0,21	17,80	5,54
20:00	10,24	0	0	0	0
21:00	10,8	0	0	0	0
22:00	10,99	0	0	0	0
23:00	11,03	0	0	0	0

Anexo B: Datos líneas de transmisión

La siguiente tabla contiene la información esencial de las características eléctricas utilizadas para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia propuestos. Las columnas que no poseen identificación corresponden a los tramos supuestos que conectan la central de bombeo con la red eléctrica.

Tabla 8: Características de los tramos de transmisión utilizados

ID Tramo	1601	340	1504	-	-	2037	2031	1946	2952	3079	3417
Tensión nominal [kV]	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	66
Longitud [km]	41,6	78,02	68,17	78	144,1	15,23	133,94	2,15	9,86	129,53	14,21
Resistencia [Ω /km]	0,046	0,023	0,045	0,089	0,089	0,026	0,025	0,074	0,033	0,073	0,274
Reactancia [Ω /km]	0,295	0,311	0,284	0,404	0,404	0,287	0,305	0,411	0,297	0,414	0,410
Límite térmico permanente [kA]	1,025	2,348	1,663	2,326	2,326	2,374	2,227	0,745	1,664	0,850	0,244
Límite térmico transitorio [kA]	1,106	2,592	1,866	2,487	2,487	2,683	2,670	0,776	2,650	1,064	0,246
Capacidad de sobrecarga TC [kA]	1,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,0	2,4	0,360	3,6	-	0,12

Anexo C: Diagramas de los modelos en Simulink

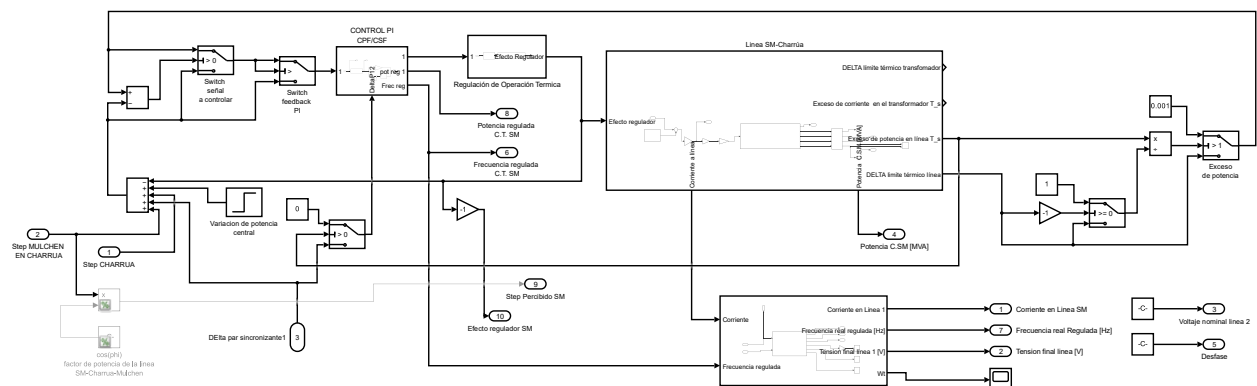


Diagrama 1: Modelo de la central termoeléctrica

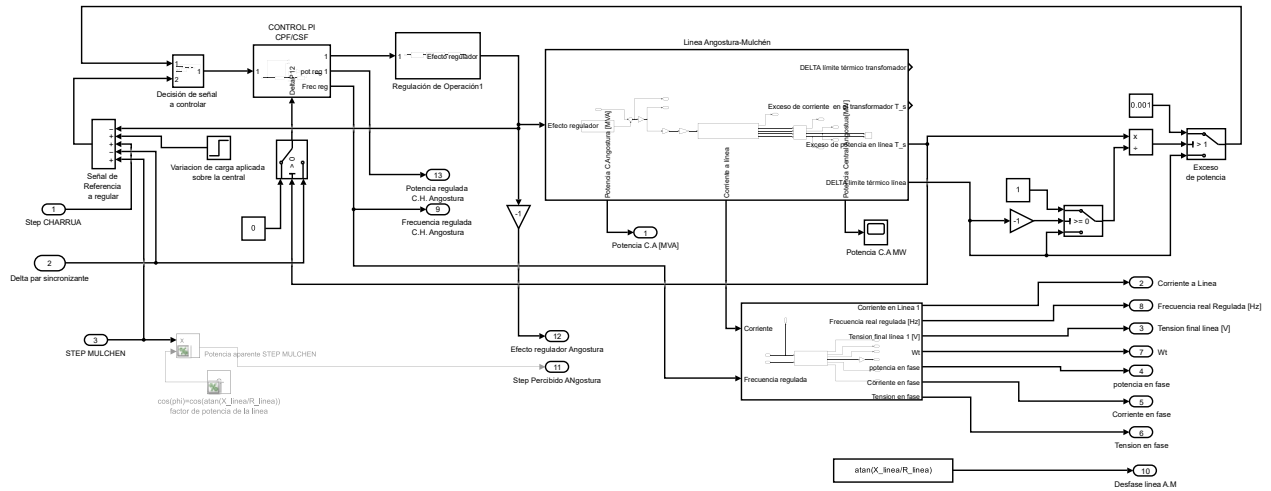


Diagrama 2: Modelo central hidroeléctrica

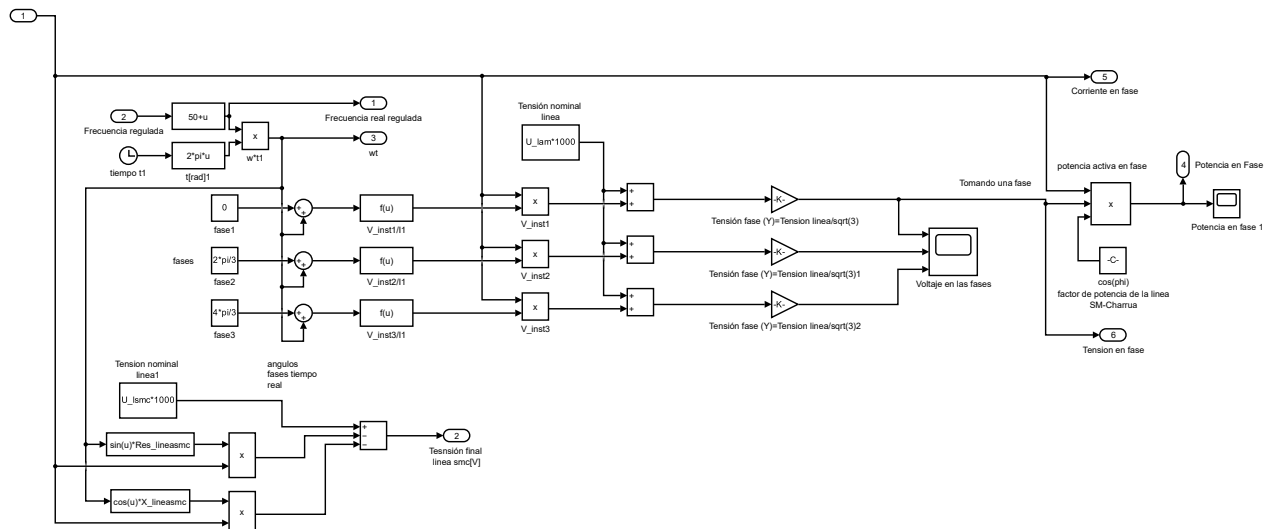


Diagrama 3: Análisis de las características eléctricas en tramos de longitud corta

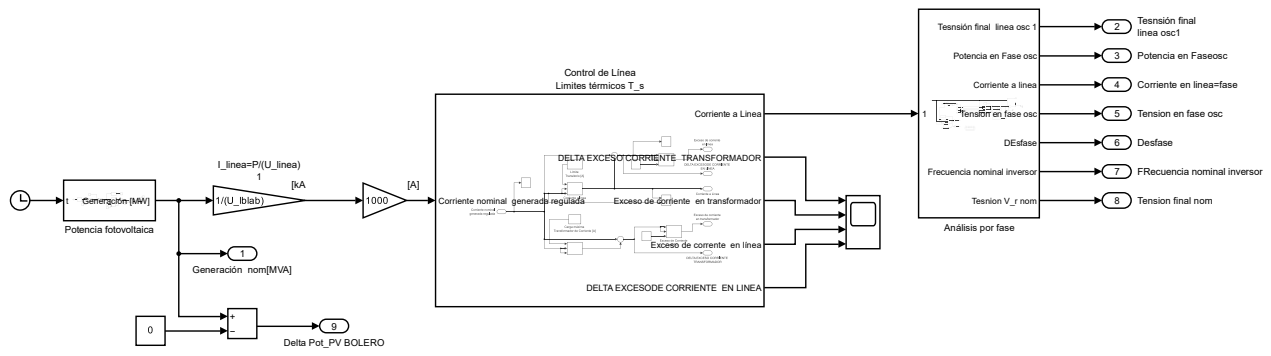


Diagrama 4: Modelo central fotovoltaica Bolero

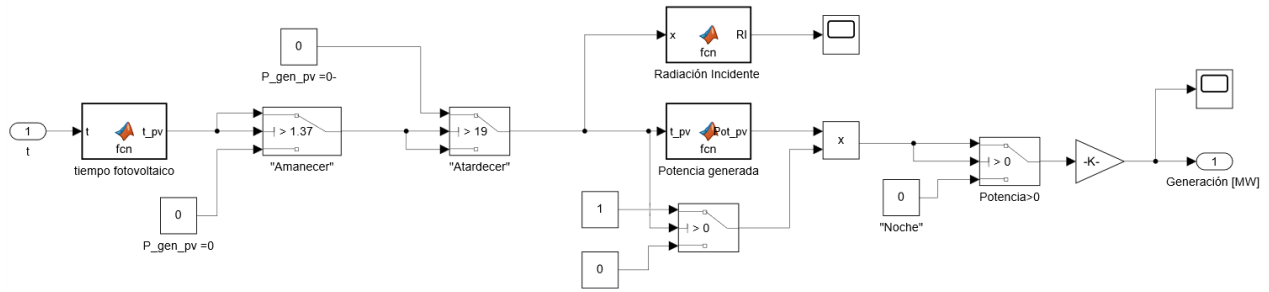


Diagrama 5: Potencia generada central fotovoltaica

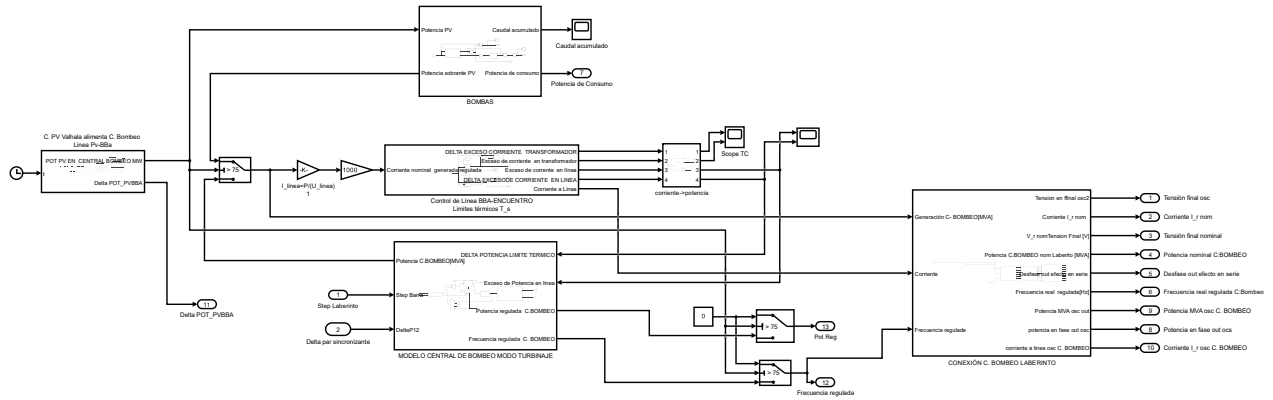


Diagrama 6: Modelo central de Bombeo

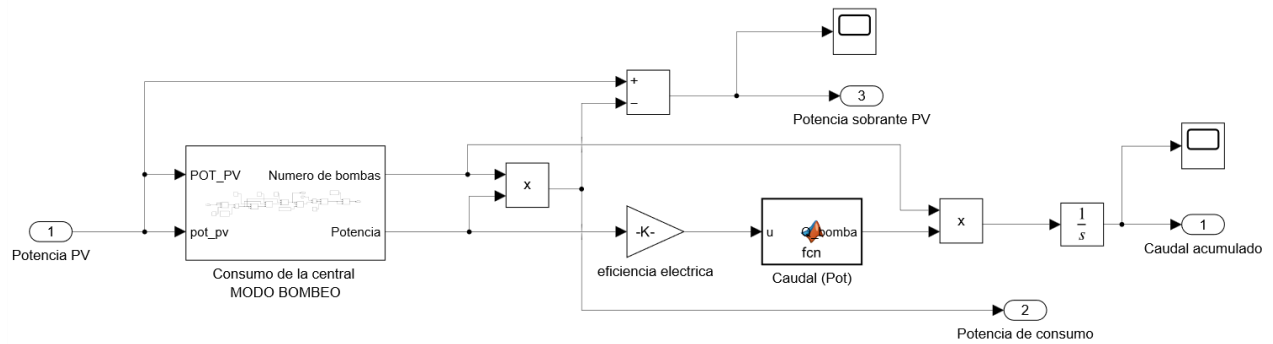


Diagrama 7: Potencia de consumo de la bomba

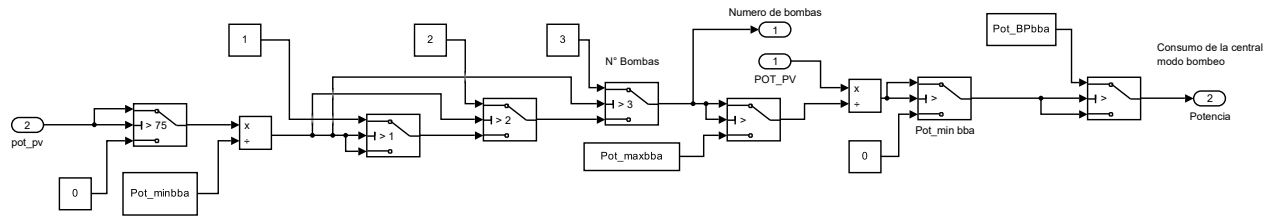


Diagrama 8: Cantidad de bombas en operación

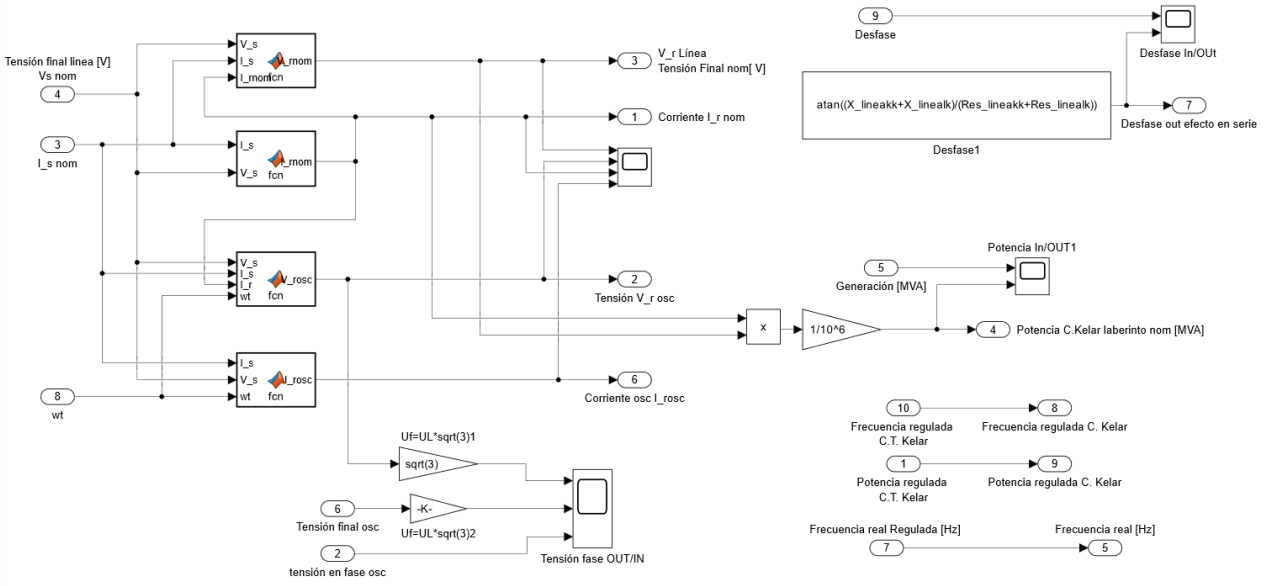


Diagrama 9: Características eléctricas de los tramos de longitud media Barra Kapatur

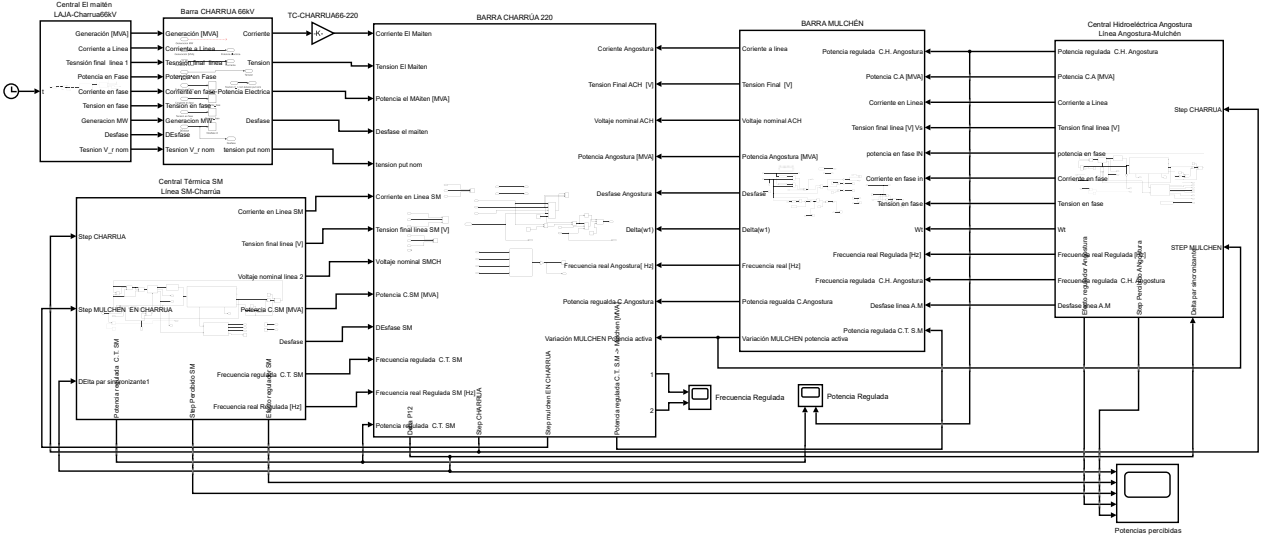


Diagrama 10: SEP zona sur

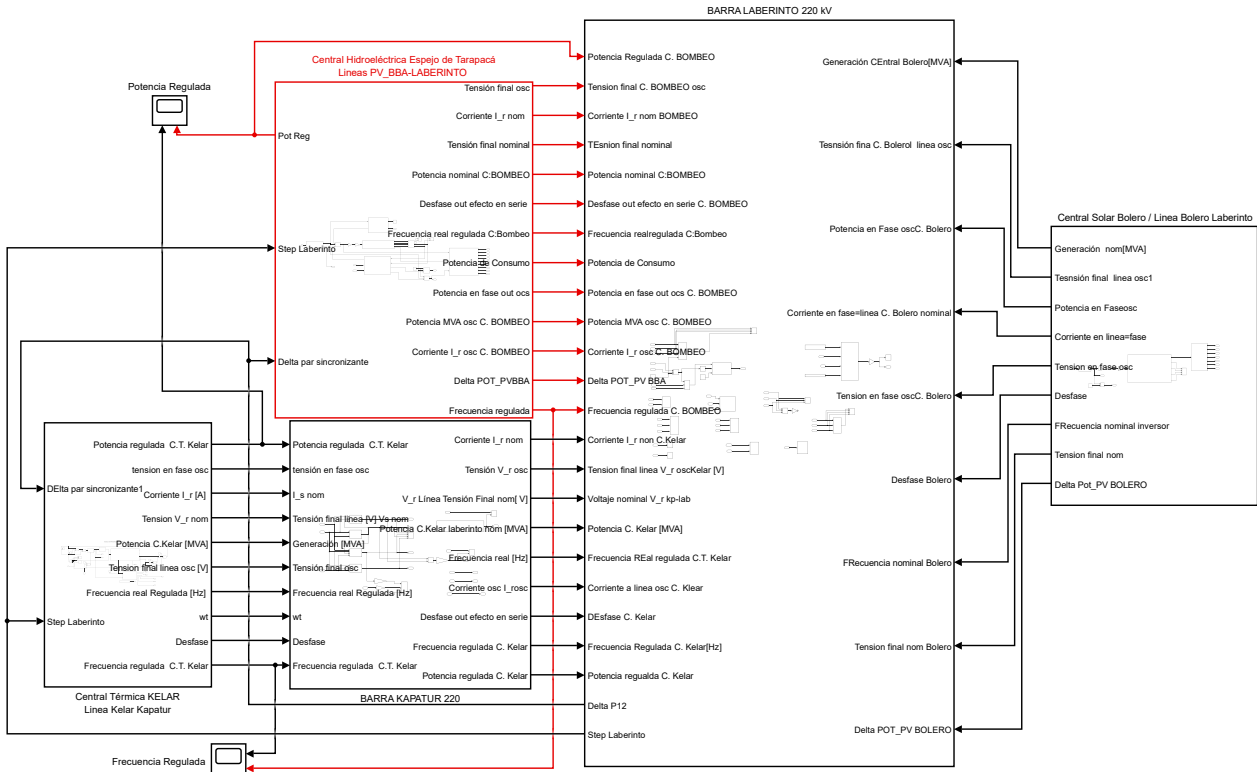


Diagrama 11: SEP zona norte

Anexo D: Script de Matlab modelo bombeo

% MODELO BOMBA CON DATOS DE PROYECTO ESPEJO DE TARAPACÁ

% CÁLCULO DEL SISTEMA A BOMBLEAR.

% SUCCIÓN

P_0=101325; % [Pa]

P_0mca=10.33; % [mca]

Z_0=20; % [m]

g=9.8; % [m/s²]

% Se considera Agua dulce a 15°C

T_w=15; % [°C]

viscosidad_dinamica_w=0.001139; % [kg/ms]

densidad_w=999.19; % [kg/m³]

visc_cw=viscosidad_dinamica_w/densidad_w;

P_vw=17.058*10²; % [Pa] Presión Especifica

P_vwmca=P_vw/P_0*P_0mca; % [mca]

%Tunel Toma Arco de medio punto con ancho basal 5m y altura 6m

Q_max=46; % Caudal toma [m³/s]

Q_BEP=Q_max*0.85; % BEP=Q_BEP*H_bbamax

A_st=(pi*(5/2)²)/2+5; % Área sección transversal [m²]

D_tubtoma=5; % Diámetro considerado

L_st=2160; % [m] Longitud del tramo

%Ramales de succión Arco de medio punto 4.2m ancho basal

Q_maxramal=46/3; % [m³/s]

Q_bepramal=Q_BEP/3;

A_stramal=pi*(4.2/2)²/2; % [m²]

D_tubramal=4.2;

L_ramales=95; % [m]

n_ramales=3;

%PÉRDIDAS REGULARES CONSIDERANDO 1 SOLA TURBINA/BOMBA

%tuberías de concreto (hormigón)

e_concreto=0.5; % [mm]rugosidad del concreto MOODY CHART APUNTES TURBOMÁQUINAS [23]

% Velocidad del flujo

%toma

vel_maxtoma=Q_max/(D_tubtoma²/4*pi); % velocidad máxima Q=Qmax

vel_beptoma=Q_BEP/(D_tubtoma²/4*pi); % velocidad BEP

vel_max1bbatoma=(Q_max/3)/(D_tubtoma²/4*pi);

```
vel_max2bbatoma=(Q_max/3*2)/(D_tubtoma^2/4*pi);
```

```
%ramal
```

```
vel_maxramal=Q_maxramal/(D_tubramal^2/4*pi);
```

```
vel_bepramal=Q_bepramal/(D_tubramal^2/4*pi);
```

```
vel_max1bbaramal=(Q_maxramal)/(D_tubramal^2/4*pi);
```

```
vel_max2bbaramal=(Q_maxramal)/(D_tubramal^2/4*pi);
```

```
%Número de Reynolds
```

```
%toma
```

```
Re_toma=vel_maxtoma*D_tubtoma/visc_cw;
```

```
Re_beptoma=vel_beptoma*D_tubtoma/visc_cw;
```

```
Re_1bbatoma=vel_max1bbatoma*D_tubtoma/visc_cw;
```

```
Re_2bbatoma=vel_max2bbatoma*D_tubtoma/visc_cw;
```

```
%ramal
```

```
Re_ramal=vel_maxramal*D_tubramal/visc_cw;
```

```
Re_bepramal=vel_bepramal*D_tubramal/visc_cw;
```

```
Re_1bbaramal=vel_max1bbaramal*D_tubramal/visc_cw;
```

```
Re_2bbaramal=vel_max2bbaramal*D_tubramal/visc_cw;
```

```
%Rugosidad relativa
```

```
rug_reltoma=e_concreto/1000/D_tubtoma;
```

```
rug_relramal=e_concreto/1000/D_tubramal;
```

```
%Factor lambda MOODY CHART
```

```
lambda_ramal=0.0125;%aproximado
```

```
lambda_bepramal=0.0126;
```

```
lambda_1bbaramal=0.0125;
```

```

lambda_2bbaramal=0.0125;
lambda_toma=0.0122;%Sacado del moody chart valor aproximado
lambda_beptoma=0.0123;
lambda_1bbatoma=0.016;
lambda_2bbatoma=0.01215;
Ar=lambda_toma*L_st*vel_maxtoma^2/(D_tubtoma*2*g)+lambda_ramal*n_ramales*L_ramales*vel_maxramal^2/(D_tubramal*2*g);%[m]
Arbep=lambda_beptoma*L_st*vel_beptoma^2/(D_tubtoma*2*g)+lambda_bepramal*n_ramales*L_ramales*vel_bepramal^2/(D_tubramal*2*g);%[m]
Ar1bba=lambda_1bbatoma*L_st*vel_max1bbatoma^2/(D_tubtoma*2*g)+lambda_1bbaramal*n_ramales*L_ramales*vel_max1bbaramal^2/(D_tubramal*2*g);%[m]
Ar2bba=lambda_2bbatoma*L_st*vel_max2bbatoma^2/(D_tubtoma*2*g)+lambda_2bbaramal*n_ramales*L_ramales*vel_max2bbaramal^2/(D_tubramal*2*g);%[m]

%PÉRDIDAS SINGULARES
%Factores xi obtenidos de referencia [23]
xi1=0.17;%contracción a túnel de toma alpha=40° D/d=3
xi2=0.16;% "codo" r/D=1
xi3=0.16;% "codo" r/D=1
xi4=0.16;% "codo" r/D=1
xi5=0.2;%compuerta completamente abierta
xi6=0.05;%Tee flujo unidireccional
xi7=0.1;%contracción a ramal alpha=50° D=1.2 *3 ramales
As=(xi1+xi2*3+xi5+xi6+xi7*n_ramales)*vel_maxtoma^2/(2*g);
Asbep=(xi1+xi2*3+xi5+xi6+xi7*n_ramales)*vel_beptoma^2/(2*g);
As1bba=(xi1+xi2*3+xi5+xi6+xi7*n_ramales)*vel_max1bbatoma^2/(2*g);
As2bba=(xi1+xi2*3+xi5+xi6+xi7*n_ramales)*vel_max2bbatoma^2/(2*g);

%PÉRDIDAS TOTALES
A_totalsuccion=Ar+As;

```

$A_{\text{totalsuccionbep}} = A_{\text{rbep}} + A_{\text{srbep}};$

$A_{\text{totalsuccion1bba}} = A_{\text{r1bba}} + A_{\text{s1bba}};$

$A_{\text{totalsuccion2bba}} = A_{\text{r2bba}} + A_{\text{s2bba}};$

%NPSH

$NPSH_d = P_{0mca} - P_{vwmca} - A_{\text{totalsuccion}} + Z_0;$

% suponemos que el NPSH_d es lo suficientemente mayor que el requerido por que

% no existen NPSH_r para bombas de tal tamaño, por lo que el sistema no

% cavita

%IMPULSION

$P_{1mca} = P_{0mca} + Z_0 - A_{\text{totalsuccion}} - v_{\text{el_maxramal}}^2/g;$

$P_{1mca1bba} = P_{0mca} + Z_0 - A_{\text{totalsuccion1bba}} - v_{\text{el_max1bbaramal}}^2/g;$

$P_{1mca2bba} = P_{0mca} + Z_0 - A_{\text{totalsuccion2bba}} - v_{\text{el_max2bbaramal}}^2/g;$

$Z_1 = 0;$

$Z_{\text{max}} = 608.5;$ % [msnm] Cota máxima de operación

$Z_2 = 600;$ % [m]

%ramal de impulsión

$L_{\text{ramalimp1}} = 30 + 16 + 17;$

$L_{\text{ramalimp2}} = 17 + 16 + 17;$

$L_{\text{ramalimp3}} = 29 + 17;$

$D_{\text{tubramalimp}} = 3.25;$

$A_{\text{stramalimp}} = \pi * D_{\text{tubramalimp}}^2 / 4;$

% $Q_{\text{maxramalimp}} = Q_{\text{maxramal}}$

%Pique en presión

```

L_pique=534;
D_tubpique=3.25;
%Q_maxpique=Q_max;
A_stpique=A_stramalimp;

%túnel descarga
%Suponemos que posterior al túnel de descarga el agua llega al reservorio
% a presión atmosférica. En caso contrario es necesario la presión de
% descarga. Se puede considerar como X mca si esta se descargara
% hacia los reservorios a través la toma de superior en el modo turbina
L_stdescarga=732;% [m]
pendiente=0.13;% [%]
A_stdescarga=26; % [m^2]
D_tubdescarga=sqrt(26*4/pi);

%PÉRDIDAS REGULARES
%tubería de acero
e_acero=0.046; % [mm]
% Velocidad del flujo
    %pique
vel_maxpique=Q_max/(D_tubpique^2/4*pi);% velocidad maxima Q=Qmax
vel_bepique=Q_BEP/(D_tubpique^2/4*pi);
vel_1bbpique=Q_max/3/(D_tubpique^2/4*pi);
vel_2bbpique=Q_max/3*2/(D_tubpique^2/4*pi);

    %descarga
vel_maxdescarga=Q_max/(D_tubdescarga^2/4*pi);
vel_maxdescarga1bba=(Q_max/3)/(D_tubdescarga^2/4*pi);

```



```

vel_maxdescarga2bba=(Q_max/3*2)/(D_tubdescarga^2/4*pi);
vel_bepdescarga=Q_BEP/(D_tubdescarga^2/4*pi);

%ramal impulsión
vel_maxramalimp=Q_maxramal/(D_tubramalimp^2/4*pi);
vel_bepramalimp=Q_bepramal/(D_tubramalimp^2/4*pi);
vel_1bbaramalimp=Q_maxramal/(D_tubramalimp^2/4*pi);
vel_2bbaramalimp=Q_maxramal/(D_tubramalimp^2/4*pi);

%Reynolds
%pique
Re_pique=vel_maxpique*D_tubpique/visc_cw;%Reynold
Re_bepique=vel_bepique*D_tubpique/visc_cw;
Re_1bbapique=vel_1bbapique*D_tubpique/visc_cw;
Re_2bbapique=vel_2bbapique*D_tubpique/visc_cw;

%descarga
Re_descarga=vel_maxdescarga*D_tubdescarga/visc_cw;
Re_bepdescarga=vel_bepdescarga*D_tubdescarga/visc_cw;
Re_1bbadescarga=vel_maxdescarga1bba*D_tubdescarga/visc_cw;
Re_2bbadescarga=vel_maxdescarga2bba*D_tubdescarga/visc_cw;

%ramal impulsión
Re_ramalimp=vel_maxramalimp*D_tubramalimp/visc_cw;
Re_bepramalimp=vel_bepramalimp*D_tubramalimp/visc_cw;
%Rugosidad relativa
rug_relpique=e_acero/1000/D_tubpique;%rugosidad relativa
rug_reldescarga=e_concreto/1000/D_tubdescarga;
rug_relramalimp=rug_relpique;

```

%Factor Lambda MOODY CHART

%pique

lambda_pique=0.0087;%aproximado

lambda_beppique=0.0088;

lambda_1bbapique=0.0097;

lambda_2bbapique=0.00875;

%ramal

lambda_ramalimp=0.0093;%aproximado

lambda_bepramalimp=0.0095;

%descarga

lambda_descarga=0.018;%Sacado del moody chart valor aproximado

lambda_bepdescarga=0.015;

lambda_1bbadescarga=0.0127;

lambda_2bbadescarga=0.00155;

Arimp=lambda_ramalimp*(L_ramalimp³+L_ramalimp²+L_ramalimp¹)*vel_maxramalimp²/(D_tubramalimp²*g)+lambda_pique*(L_pique)*vel_maxpique²/(D_tubpique²*g)+lambda_descarga*L_stdescarga*vel_maxdescarga²/(D_tubdescarga²*g);

Arimpbep=lambda_bepramalimp*(L_ramalimp³+L_ramalimp²+L_ramalimp¹)*vel_bepramalimp²/(D_tubramalimp²*g)+lambda_beppique*(L_pique)*vel_beppique²/(D_tubpique²*g)+lambda_bepdescarga*L_stdescarga*vel_bepdescarga²/(D_tubdescarga²*g);

Arimp1bba=lambda_ramalimp*(L_ramalimp³+L_ramalimp²+L_ramalimp¹)*vel_maxramalimp²/(D_tubramalimp²*g)+lambda_1bbapique*(L_pique)*vel_1bbapique²/(D_tubpique²*g)+lambda_1bbadescarga*L_stdescarga*vel_maxdescarga1bba²/(D_tubdescarga²*g);

Arimp2bba=lambda_ramalimp*(L_ramalimp³+L_ramalimp²+L_ramalimp¹)*vel_maxramalimp²/(D_tubramalimp²*g)+lambda_2bbapique*(L_pique)*vel_2bbapique²/(D_tubpique²*g)+lambda_2bbadescarga*L_stdescarga*vel_maxdescarga2bba²/(D_tubdescarga²*g);

%PÉRDIDAS SINGULARES IMPULSIÓN

```

%Factores xi referencia [23]
xiimp1=0.5;% Tee flujo ramal 2 a tubería de pique
xiimp2=0.5;% tee flujo ramal 3 a tubería de pique
xiimp3=0.16;% codo r/D=1
xiimp4=1;% tee pique a tubería de descarga considerando chimenea de equilibrio
xiimp5=0.15;% ensanchamiento D/d=2
xiimp6=0.16;% codo

Asimp=(xiimp1*2+xiimp3+xiimp5)*vel_maxpique^2/(2*g)+xiimp6*vel_maxdescarga^2/(2*g);
Asimpbep=(xiimp1*2+xiimp3+xiimp5)*vel_bepique^2/(2*g)+xiimp6*vel_bepdescarga^2/(2*g);
As1bbaimp=(xiimp1*2+xiimp3+xiimp5)*vel_1bbapique^2/(2*g)+xiimp6*vel_maxdescarga1bba^2/(2*g);
As2bbaimp=(xiimp1*2+xiimp3+xiimp5)*vel_2bbapique^2/(2*g)+xiimp6*vel_maxdescarga2bba^2/(2*g);

%PÉRDIDAS TOTALES IMPULSIÓN
A_totalimpulsion=Arimp+Asimp;
A_totalbepimp=Arimpbep+Asimpbep;% punto 2 necesario.
A_total1bbaimp=Arimp1bba+As1bbaimp;
A_total2bbaimp=Arimp2bba+As2bbaimp;

%CÁLCULO DE LA POTENCIA ELÉCTRICA
%Potencia de la Bomba para impulsar el Q_max
%considerando la altura máxima de 600 metros snm de los reservorios y a
%presión atm con velocidad 0

%MCA que la bomba debe impulsar para elevar Q_max CURVA SISTEMA
H_bbamax=Z_2+A_totalimpulsion+A_totalsuccion-Z_0+vel_maxdescarga^2/(2*g);
H_bbamax1bba=Z_2+A_total1bbaimp+A_totalsuccion1bba-Z_0+(vel_maxdescarga1bba)^2/(2*g);
H_bbamax2bba=Z_2+A_total2bbaimp+A_totalsuccion2bba-Z_0+(vel_maxdescarga2bba)^2/(2*g);

```

%Al ser 3 bombas en paralelo implicaría que cada bomba debe elevar la

%misma altura

%Para el punto BEP

$H_{bb} = Z_2 + A_{total} + A_{total} + A_{total} - Z_0 + \frac{v_{bep}^2}{2g}$;

%Turbinas Francis

$P_{gen} = 100$; % [MW]

$n_{turbinas} = 3$;

$Q_{gen} = 56$;

$Q_{bb} = 46$;

$\eta_{qmax} = 46/56$; %eficiencia del modo bombeo en caso de turbina en máximo

% $\eta_{BEP} = 0.85$; %suponiendo una eficiencia igual a la eficiencia

%hidráulica respecto al caudal que para en ambos casos.

%PUNTO DE OPERACIÓN

$g_{esw} = 991.19$; % $[kg/m^3 * m/s^2]$

%Para un generador asociado a la generación de cada turbina

%definimos un generador de

$n_{polosgenbba} = 44$;

$rpm_{turbba} = 60 * 50 / (44/2)$; %OMEGA FIJO

%suponiendo una potencia equivalente de 100MW para elevar el caudal máximo

%el torque para un Q_{max}

$Torque_{opmax} = g_{esw} * H_{bb} * (Q_{max}/3) / (rpm_{turbba} * \eta_{qmax})$; %CURVA BOMBA

%ESTE TORQUE ES EL MÍNIMO NECESARIO PARA ELEVAR $Q_{max}/3$ A LA ALTURA QUE

%DEBE VENCER LA BOMBA

%Suponiendo el torque y rpm constantes la altura teórica que puede impulsar

```

%esta bomba con el caudal máximo esta dado por
H_teorica=rpmturbba*Torque_opmax/(g_esw*(Q_max/3));% 1bba
H_teoricaBEP=rpmturbba*Torque_opmax/(g_esw*(Q_BEP/3));% 1bba

%luego suponiendo que el punto de mayor eficiencia ocurre cuando
%Q_BEP=0.85*Q => curvabba=curvasist
%De esta manera para estableceremos como un Qmaximo (100/85)*100%
%Q_BEP será el que nos permita mantener la maquina sana sin cavitación ni recirculación en la
descarga
Q_BEP=Q_max*0.85;% BEP=Q_BEP*H_bbamax

%CURVA DEL SISTEMA
%Q=0--> H=Z_2-Z_0=580m
Q_sist=linspace(0,50,50);
Q_1bba=Q_sist/3;
Q_2bba=Q_sist/3*2;
Q_sist1bba=linspace(0,16,50);
Q_sist2bba=linspace(0,32,50);
K_cs=0.00321;%Determinado con EES
Curvasist=(Z_2-Z_0)+K_cs*Q_sist.^2;
t=tiledlayout(1,1);
ax1=axes(t);
% plot(ax1,Q_sist,Curvasist,'-r')
% ax1.XColor='k';
% ax1.YColor='k';
% hold on

```

```

%CURVA DE BOMBAS

%Segun EES

%Curva 1 bba

% H_teorica=a_0+a_1*Q
a_0=1539.27;
a_1=-54.2633;

H_teoricacurva1bba=a_0+a_1*Q_sist1bba;

a_2=-1.48;

Curva1bba=H_teoricacurva1bba+a_2*Q_sist1bba.^2;

%Curva 2 bba

H_teoricacurva2bba=1539.27-25.1738*Q_sist2bba;

b_2=-0.3545;

Curva2bba=H_teoricacurva2bba+b_2*Q_sist2bba.^2;

%Determinado con EES

c_2=-0.1616;

Curva3bbas=a_0-18.0878*Q_sist+c_2*Q_sist.^2;

% plot(ax1,Q_sist1bba,Curva1bba,'--k');

% hold on

% plot(ax1,Q_sist2bba,Curva2bba,'--k');

% hold on

% plot(ax1,Q_sist,Curva3bbas,'--k')

% hold on

% %BEP

% H_BEP=a_0-18.0878*Q_BEP+c_2*Q_BEP^2;

% plot(ax1,Q_BEP,H_BEP,'ok');

% hold on

```

```

%Rango de caudal que operará la central
Q_opmax1bba=Q_BEP*1.1/3;
Q_opmin1bba=Q_BEP*0.9/3;
Q_operacion1bba=linspace(0,16,50);
H_operacion1bba=a_0+a_1*Q_operacion1bba+a_2*Q_operacion1bba.^2;
%con el fin verificar el cambio de caudal a través de la potencia entregada
% la igualdad teórica entre la potencia suministrada al fluido que es igual
% a la eficiencia eléctrica*eficiencia mecánica * pérdidas volumétricas
% P_electrica=w*T y a su vez w*T=G_es*H*Q
eta_volumetrico=eta_qmax;
eta_electrico=0.9;
eta_mecanico=0.95;
eta_neta=eta_mecanico*eta_electrico*eta_volumetrico;
% P_alflujomin=Curva1bba(Q_opmin)*g_esw;
% P_alflujomax=Curva1bba(Q_opmax)*g_esw;

Curvapotenciaealflujo=Q_operacion1bba.*H_operacion1bba.*g_esw;
Curvapotenciaelectrica=Curvapotenciaealflujo./(eta_mecanico*eta_volumetrico*eta_electrico);
P_electricaopmin1bba=Q_opmin1bba*(a_0+a_1*Q_opmin1bba+a_2*Q_opmin1bba^2)*g_esw/(eta_mecanico*eta_volumetrico*eta_electrico);
P_electricaopmax1bba=Q_opmax1bba*(a_0+a_1*Q_opmax1bba+a_2*Q_opmax1bba^2)*g_esw/(eta_mecanico*eta_volumetrico*eta_electrico);
Pot_minbba=P_electricaopmin1bba*10^-6;
Pot_maxbba=P_electricaopmax1bba*10^-6;
Pot_BPbba=104.8; %[MW]
plot(ax1,Q_opmin1bba,P_electricaopmin1bba,'or')
hold on

```

```

plot(ax1,Q_opmax1bba,P_electricaopmax1bba,'ob');
hold on
plot(ax1,Q_operacion1bba,Curvapotenciaelectrica,'-k');
hold on
%
% ax2.XAxisLocation='top';
% ax2.YAxisLocation='right';
% ax2.Color='none';
% ax1.Box='off';
% ax2.Box='off';
% disp(FF);
H_neta=580; % Altura de bombeo

% VARIABLES MODO TURBINA
%Función para la obtención del torque en modo turbina y para la
%obtención del diámetro de la bomba
H_d=600;%Caída neta
rpm_turbi=rpmturbba;
N_s=rpm_turbi*100000^0.5*H_d^(-1.25);% velocidad específica
D_mediobba=1/(0.96+0.00038*N_s);
% F_aleje=Pot_electricasuministrada*eta_electrico/rpm_;
% Torquemedio=F_aleje*D_mediobba/2;
A1=g_esw/(eta_mecanico*eta_volumetrico*eta_electrico);
R=P_electricaopmax1bba/Q_opmax1bba;

%CENTRAL DE BOMBEO MODO TURBINAJE
Pot_operacion=92.5; %[MW]
Pot_nominal=101000; %[KW]

```


n_turbinas=3;

Pot_SSAAbba=45;%[MW] 1 sola turbina

Hn_thbba=0.54*log(Pot_nominal*10^(-3))+0.3;

R_esthbba=2.5/(Pot_SSAAbba);

D_hidrobba=Pot_SSAAbba/50;

B1_bba=1/R_esthbba +D_hidrobba;

k_pbba=1/D_hidrobba;

%CÁLCULO DE VARIABLES DE REGULACIÓN DE OPERACIÓN

%considerando la turbina del ramal 1

%control de velocidad

T_wtd=Q_gen/(g*L_stdescarga*0.13)*L_stdescarga/A_stdescarga;

T_wpique=Q_gen/(g*L_pique)*L_pique/A_stpique;

T_wti=(Q_gen/3)/(g*D_tubramalimp/2)*L_ramalimp1/A_stramalimp;

T_Wbba=T_wtd+T_wpique+T_wti;%[m3/s]/[m2/s2]*[m/m2]=[s]control de velocidad

R_Tbba=(2.3-(T_Wbba-1));