

Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Industrial

REGULACIÓN DE FRECUENCIA CON BATERÍA CONSIDERANDO ENVEJECIMIENTO

Autor: Alba Gil Mengíbar

Tutor: Juan Manuel Mauricio Ferramola

Dep. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Industrial

REGULACIÓN DE FRECUENCIA CON BATERÍA CONSIDERANDO ENVEJECIMIENTO

Autor:

Alba Gil Mengíbar

Tutor:

Juan Manuel Mauricio Ferramola

Profesor Contratado Doctor

Departamento Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Proyecto Fin de Carrera: REGULACIÓN DE FRECUENCIA CON BATERÍA CONSIDERANDO
ENVEJECIMIENTO

Autor: Alba Gil Mengíbar

Tutor: Juan Manuel Mauricio Ferramola

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

Gracias a mi tutor, Dr. Juan Manuel Mauricio, por sus aportaciones, conocimientos y ayuda, buscando siempre la mejora de este proyecto.

A mi familia, porque gracias a ellos he llegado hasta aquí, sin su apoyo moral y económico nada hubiese sido posible. Gracias a mi madre por confiar en mí desde el primer minuto en el que empecé en la carrera, por celebrar mis aprobados incluso más que yo, y por estar a mi lado ayudándome cuando las cosas no eran como me esperaba. A mi padre le agradezco haber heredado su paciencia, su constancia en el trabajo y el don de dar lo mejor de mí en cada proyecto en el que me involucro. A mi hermana sólo gracias por ser como es, por su sonrisa que me alegra cada momento en el que estoy a su lado y me da fuerzas para todo.

Gracias a Carlos, por todo su cariño, por transmitirme sus ganas de seguir aprendiendo día a día y por ayudarme con este proyecto inspirándome con sus ideas cuando más lo necesitaba.

En general, agradezco a mis amigos, compañeros y profesores, porque todos ellos me han aportado conocimientos de una forma u otra.

Alba Gil Mengibar

Sevilla, 2016

En la actualidad Chile se enfrenta a múltiples desafíos en cuanto a su red eléctrica se refiere. El objetivo de este Proyecto Fin de Carrera es demostrar como una batería, tras producirse una falla en la que se pierde un centro de generación con el consiguiente deslastre de cargas, sirve de apoyo al sistema aportando energía almacenada. La batería inyecta la potencia necesaria para corregir el desbalance de potencia, es capaz de frenar la caída de frecuencia del sistema chileno y de estabilizarla en un valor más cercano al nominal que en el caso en el que no se usa batería. Se demostrará cual es la mejor estrategia de control para la batería y se calculará la vida útil de la misma en los distintos casos propuestos.

Este trabajo se ha estructurado en cuatro capítulos; en el Capítulo 1 se lleva a cabo una introducción donde se comenta la situación actual de Chile a nivel económico, social y técnico y se compara dicha situación con la que se espera en los próximos años teniendo en cuenta el aumento de demanda, aumento de la capacidad técnica (sector minero, industrial), etc. Además en este capítulo, se describe el estado del arte de las tecnologías de baterías, que se utilizan en aplicaciones cíclicas de carga-descarga, se definen los principales índices de comportamiento, que fijan las características de las tecnologías de baterías, facilitándose una mejor comprensión del análisis que se realiza de los mismos. Después del análisis comparativo de las diferentes tecnologías de baterías, se selecciona aquella que se considera más adecuada. A partir de este momento la atención queda centrada en la tecnología del litio.

En el Capítulo 2 se habla de la metodología que se ha seguido para llevar a cabo el estudio, detallando el modelo escogido para simular la falla del sistema y el control propuesto para la batería.

En el Capítulo 3 se hace un estudio detallado de todos los resultados obtenidos para las distintas simulaciones tras una falla en el sistema y los cálculos realizados para determinar el envejecimiento de la batería junto con una reseña teórica para entender los conceptos aplicados en dicho cálculo. Finalmente se hace una comparativa de los resultados obtenidos, demostrando que una batería puede solucionar el problema de la frecuencia del sistema. Se elegirá la mejor opción dentro de los controles propuestos en el presente proyecto.

Para cerrar este trabajo, se exponen las conclusiones del mismo en el capítulo 4.

Abstract

Currently Chile faces a lot of challenges in their electrical network. This project tries to demonstrate how to improve the frequency operation with a battery, after such a fail occurs. In this particular fail the Chilean system lost 240 MW and consequently 77.3MW of load was disconnected. The battery brings a better balance between demand and generation and it will contribute in establishing the frequency near a nominal value.

This project has four chapters. The first one is an introduction to comment the current economic, social and technical situation in Chile. Moreover, this chapter describes the state of arts for batteries. The kind of battery chosen will be Ion- Lithium.

The second chapter describes the methodology to do the model and the control necessary for the battery. The model has been created with 3777-2015 fail data.

The third Chapter shows the different results for each control of battery. Also, it shows the calculation of known battery life and a brief theoretical review.

Finally the fourth chapter ends this project with the final conclusion.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvi
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1 Introducción	21
1.1 <i>Sistema Interconectado Norte Grande</i>	23
1.1.1 Plan de Expansión SING	24
1.1.2 Antecedentes generales SING	25
1.1.3 Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande	25
1.2 <i>Estado del arte de las tecnologías de baterías</i>	27
1.2.1 Concepto de Batería	27
1.2.2 Clasificación de las baterías	28
1.2.3 Batería de Tesla	29
2 Metodología	30
2.1 <i>Control y operación del Sistema</i>	31
2.1.1 Estructura general de control	31
2.1.2 Control de tensiones	31
2.1.3 Control de frecuencia	32
2.2 <i>DigSilent PowerFactory</i>	33
2.3 <i>Modelo Del Sistema</i>	34
2.3.1 Descripción general del Sistema	34
2.3.2 Consideraciones del modelo y parámetros	35
2.4 <i>Estatismo (Droop Control)</i>	39
2.4.1 Función de transferencia del generador	40
2.4.2 Respuesta de la carga a una desviación de frecuencia	42
2.4.3 Control propuesto para el banco de baterías	43
3 Resultados	49
3.1 <i>Análisis de la estabilidad de la frecuencia del sistema</i>	51
3.1.1 Caso base: Sistema sin almacenamiento	51
3.1.2 Batería con rampa $R=0.01$ y límite de saturación en $\Delta P=1$	53
3.1.3 Batería con rampa $R=0.02$ y límite de saturación en $\Delta P=1$	56
3.1.4 Batería con rampa $R=0.01$, banda muerta y límites de saturación en $\Delta P=1$	59
3.1.5 Batería con rampa $R=0.01$, banda muerta y límites de saturación en $\Delta P=0.5$	62
3.2 <i>Análisis de la vida de una batería</i>	65
3.2.1 Metodología usada para el cálculo del envejecimiento	66
3.2.2 Potencia cedida	67
3.2.3 Energía de la batería	68

3.2.4	Estado de carga (<i>State of Charge</i>)	69
3.2.5	Ciclos de carga y descarga. Algoritmo de Rainflow	70
3.2.6	Cálculo de la vida de la batería. Regla de Miner	71
3.3	<i>Comparación de Resultados</i>	72
4	Conclusión	74
	Bibliografía	75

Índice de Tablas

Tabla 1.1. Datos de operación SING	23
Tabla 1.2 Tasa de crecimiento total por región	26
Tabla 2.1 Parámetros de control del Gobernador de los generadores tipo T1	36
Tabla 2.2 Parámetros de control del Gobernador de los generadores tipo T2	37
Tabla 2.3 Parámetros de control del Gobernador de los generadores tipo T3	37
Tabla 2.4 Parámetros de control del Gobernador de los generadores tipo G2	37
Tabla 2.5 Potencia activa cedida por los generadores del sistema	38
Tabla 2.6 Potencia activa consumida por las cargas	38
Tabla 3.1 Generación de potencia para el sistema sin almacenamiento	51
Tabla 3.2 Consumo de potencia para el sistema sin almacenamiento	51
Tabla 3.3 Generación de potencia para el sistema con almacenamiento y estatismo de $R=0.01$	53
Tabla 3.4 Consumo de potencia para el sistema con almacenamiento y estatismo de $R=0.01$	54
Tabla 3.5 Generación de potencia para el sistema con almacenamiento y estatismo de $R=0.02$	56
Tabla 3.6 Consumo de potencia para el sistema con almacenamiento y estatismo de $R=0.02$	57
Tabla 3.7 Generación de potencia para el sistema con almacenamiento, estatismo de $R=0.01$ y Banda Muerta 1%	60
Tabla 3.8 Consumo de potencia para el sistema con almacenamiento, estatismo de $R=0.01$ y Banda Muerta 1%	60
Tabla 3.9 Resultados obtenidos de potencia cedida con almacenamiento para $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5	62
Tabla 3.10 Resultados obtenidos de potencia absorbida con almacenamiento para $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5	63
Tabla 3.11 Comparativa para los distintos tipos de controles	72

Índice de Figuras

Ilustración 1.1 Capacidad de Generación Instalada en el País	22
Ilustración 1.2 Consumo de Electricidad en el Sector Industrial	22
Ilustración 1.3 Capacidad instalada por tipo de generación	23
Ilustración 1.4 Unifilar simplificado SING	25
Ilustración 1.5 Demanda de energía en el SING por tipo (vegetativa e industrial)	25
Ilustración 1.6 Demanda de energía en el SING por Región	26
Ilustración 1.7 Potencia Específica – Energía específica Baterías	28
Ilustración 2.1 Balance de energía en un sistema eléctrico	30
Ilustración 2.2 Modelo del sistema utilizado	34
Ilustración 2.3 Diagrama de bloques de los generadores	35
Ilustración 2.4 Comportamiento Generadores tipo T1	36
Ilustración 2.5 Comportamiento Generadores tipo T2	36
Ilustración 2.6 Comportamiento Generadores tipo T3	37
Ilustración 2.7 Estatismo	39
Ilustración 2.8 Masa giratoria	40
Ilustración 2.9 Función de transferencia entre la potencia y la frecuencia	42
Ilustración 2.10 Diagrama de bloques para una respuesta de la carga ante desviaciones de frecuencia	43
Ilustración 2.11 Control propuesto	44
Ilustración 2.12 Frame	45
Ilustración 2.13 Power_ctrl	46
Ilustración 2.14 Parámetros de los bloques de control	46
Ilustración 3.1 Aporte de Potencia. Sistema sin batería	52
Ilustración 3.2 Evolución de la frecuencia para el sistema sin batería	52
Ilustración 3.3 Característica estatismo $R=0.01$	53
Ilustración 3.4 Aporte de Potencia cuando $R=0.01$	54
Ilustración 3.5 Evolución de la frecuencia para el sistema con almacenamiento con $R=0.01$	55
Ilustración 3.6 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$	55
Ilustración 3.7 Característica estatismo $R=0.02$	56
Ilustración 3.8 Aporte de potencia para el sistema con almacenamiento con $R=0.02$	57
Ilustración 3.9 Evolución de la frecuencia para el sistema con almacenamiento con $R=0.02$	58
Ilustración 3.10 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.02$	58

Ilustración 3.11 Característica estatismo $R=0.01$ y Banda Muerta 1%	59
Ilustración 3.12 Aporte de potencia para el sistema con almacenamiento con $R=0.01$ y Banda Muerta 1%	60
Ilustración 3.13 Evolución de la frecuencia para el sistema con almacenamiento, estatismo de $R=0.01$ y Banda Muerta 1%	61
Ilustración 3.14 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$ y Banda Muerta 1%	61
Ilustración 3.15 Característica estatismo $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5	62
Ilustración 3.16 Aporte de potencia para el sistema con almacenamiento con $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5	63
Ilustración 3.17 Evolución de la frecuencia para el sistema con almacenamiento, $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5	64
Ilustración 3.18 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5	64
Ilustración 3.19 Ciclos de vida de una batería	65
Ilustración 3.20 Comparación distintas características de estatismo.	66
Ilustración 3.21 Perfil de frecuencia durante 24 horas.	66
Ilustración 3.22 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$	67
Ilustración 3.23 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.02$	67
Ilustración 3.24 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$ y Banda Muerta 1%	67
Ilustración 3.25 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5	67
Ilustración 3.26 Energía cedida por la batería cuando $R=0.01$	68
Ilustración 3.27 Energía cedida por la batería cuando $R=0.02$	68
Ilustración 3.28 Energía cedida por la batería cuando $R=0.01$ y Banda Muerta 1%	68
Ilustración 3.29 Energía cedida por la batería cuando $R=0.01$, Banda Muerta 1% y Lím. Saturación 0.5	68
Ilustración 3.30 Estado de carga cuando $R=0.01$	69
Ilustración 3.31 Estado de carga cuando $R=0.02$	69
Ilustración 3.32 Estado de carga cuando $R=0.01$ y Banda Muerta 1%	69
Ilustración 3.33 Estado de carga cuando $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5	70
Ilustración 3.34 Histograma Profundidad descarga – Número de ciclos	70
Ilustración 3.35 Superposición resultados estabilidad frecuencia	72
Ilustración 3.36 Superposición resultados potencia activa cedida por la batería	73

A^*	Conjugado
c.t.p.	En casi todos los puntos
c.q.d.	Como queríamos demostrar
■	Como queríamos demostrar
e.o.c.	En cualquier otro caso
e	número e
Re	Parte real
Im	Parte imaginaria
sen	Función seno
tg	Función tangente
arctg	Función arco tangente
sen	Función seno
$\sin^x y$	Función seno de x elevado a y
$\cos^x y$	Función coseno de x elevado a y
Sa	Función sampling
sgn	Función signo
rect	Función rectángulo
Sinc	Función sinc
$\partial y \partial x$	Derivada parcial de y respecto
x°	Notación de grado, x grados.
$\Pr(A)$	Probabilidad del suceso A
SNR	Signal-to-noise ratio
MSE	Minimumsquare error
:	Tal que
<	Menor o igual
>	Mayor o igual
\	Backslash
\Leftrightarrow	Si y sólo si
SING	Sistema Interconectado Norte Grande
SIC	Sistema Interconectado Central
ERNC	Energías renovables no convencionales
CSF	Control secundario de Frecuencia
SOC	Estado de carga (State of Charge)
DOD	Profundidad del ciclo (depth of discharge)
CDEC	Centros de Despacho Económico de Carga
R	Constante de regulación
BM	Banda Muerta

1 INTRODUCCIÓN

El mundo cambia rápidamente. Los grandes ya no serán los que venzan a los pequeños; serán los ágiles quienes superen a los lentos.

- Rupert Murdoch -

El futuro de la energía en el mundo se enfrenta al decrecimiento progresivo de las reservas de petróleo y gas existentes, la Asociación para el Estudio del Pico del Petróleo y el Gas (ASPO) considera que se ha llegado al pico en la producción de petróleo convencional en el año 2013, conocido en la literatura como *peak oil*, con un menor rendimiento energético y qué afectará al medio natural. Aunque hay reservas de carbón, sedimentos y petróleo bituminoso extra denso, su extracción será mucho más cara. De modo que la humanidad tiene el desafío de encontrar nuevas fuentes de energía que suplan a la actual fuente mundial, el petróleo.

Actualmente en Chile se están fomentando las energías Renovables no convencionales a través de distintos métodos. Esto tiene asociado dificultades técnicas y económicas a las que se tendrá que enfrentar el sistema al momento de incorporar tecnologías con alta volatilidad como son la energía eólica y solar, estas dificultades son, entre otras:

- Regulación de Frecuencia y Reserva.
- Adecuación del Sistema de Transmisión.
- Efectos en el despacho económico.

El Sistema Eléctrico de Chile se divide en cinco áreas eléctricas no interconectadas eléctricamente entre sí: Sistema Interconectado Norte Grande (SING), Sistema interconectado Central (SIC), Sistema de Aysén, Sistema de Magallanes y el Sistema Eléctrico de Isla de Pascua. De las cinco áreas eléctricas, solamente el SING y SIC agrupan coordinadamente a las empresas generadoras en los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivos.

- El SING abastece a la I y II regiones administrativas del país, con un 27% de la capacidad instalada de generación.
- El SIC abastece desde Taltal por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur, con un 72.1% de la capacidad instalada en el país.
- El Sistema de Aysén atiende el consumo de la XI Región con un 0,2% de la capacidad instalada de generación.
- El Sistema de Magallanes abastece la XII Región con un 0,7% de la capacidad instalada en el país.

Adicionalmente existen varios centros aislados de generación (autoprodutores), que en conjunto reúnen una potencia instalada de alrededor del 10% del total nacional. Se trata fundamentalmente de empresas industriales y mineras que abastecen total o parcialmente sus necesidades de electricidad. La distribución porcentual de generación de estos sistemas, se puede apreciar en el siguiente gráfico:

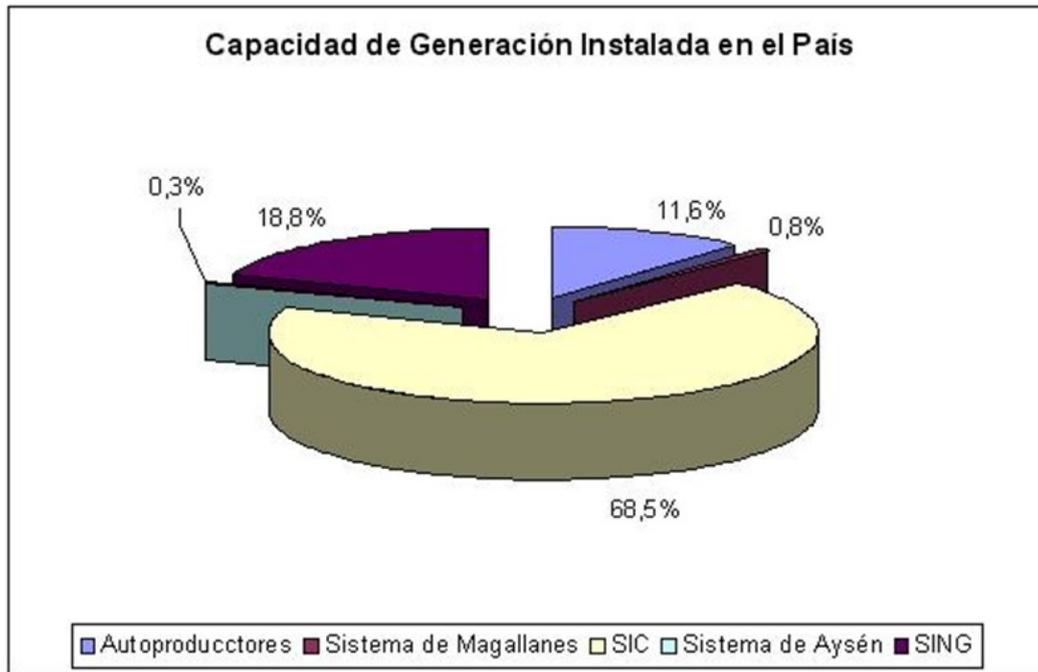


Ilustración 1.1 Capacidad de Generación Instalada en el País

La figura 1.2 muestra el consumo de energía eléctrica en el sector industrial, en el cual se puede apreciar una marcada diferencia relativa a los distintos agentes en lo que a consumo eléctrico se refiere:

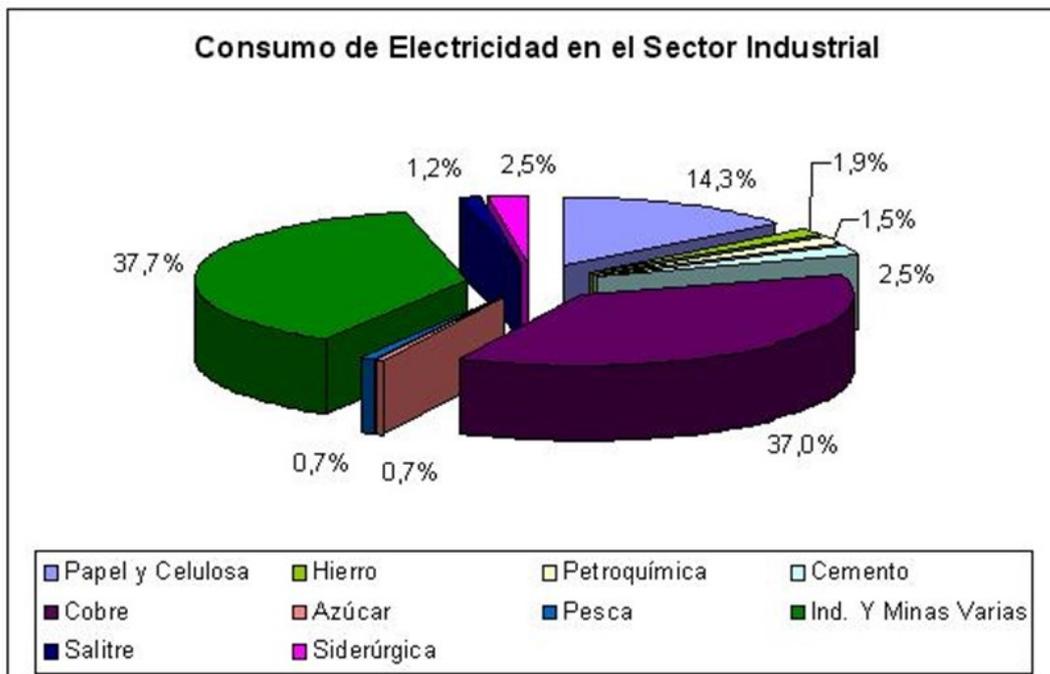


Ilustración 1.2 Consumo de Electricidad en el Sector Industrial

De aquí se puede ver que la actividad industrial que presenta el mayor consumo, es la relacionada con la minería en general, que supera con creces a cualquier otro sector. Dentro de las empresas mineras se puede ver que el mayor consumo lo tienen las relacionadas con el cobre.

1.1 Sistema Interconectado Norte Grande

El Sistema Interconectado del Norte Grande se extiende entre Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, Decimoquinta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente. En esta zona predomina un clima de extrema sequedad, lo que explica la aridez del paisaje, diversificado tanto por el relieve transversal como por la altura, esto ha influido de modo decisivo en la distribución y densidad de la población, que se ubica principalmente en el borde costero.

Las características más importantes de SING son: Escasos recursos de agua para usos de generación eléctrica, Centros de consumo de electricidad separados por grandes distancias y Consumo de energía corresponde principalmente a empresas mineras, tipificadas en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo, está concentrado en las empresas distribuidoras que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios de las regiones I y II del país.

Las instalaciones que conforman el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se ubican en el extremo norte de Chile. Éstas cubren una superficie de 185,142 km², equivalente al 24,5% del territorio continental, donde reside un 6,3% de la población del país. La demanda se compone en un 90% de consumo industrial asociado a la gran minería y un 10% residencial. En la Tabla 1 se presentan los principales datos de operación del sistema al año 2014:

Variable	
Capacidad instalada [MW]	4.970
Generación Anual [TWh]	17,67
Demanda máxima bruta [MW]	2.195
Generación máxima bruta [MW]	2.363

Tabla 1.1. Datos de operación SING

En la Figura 1.2 se presenta la capacidad instalada por tipo de tecnología:

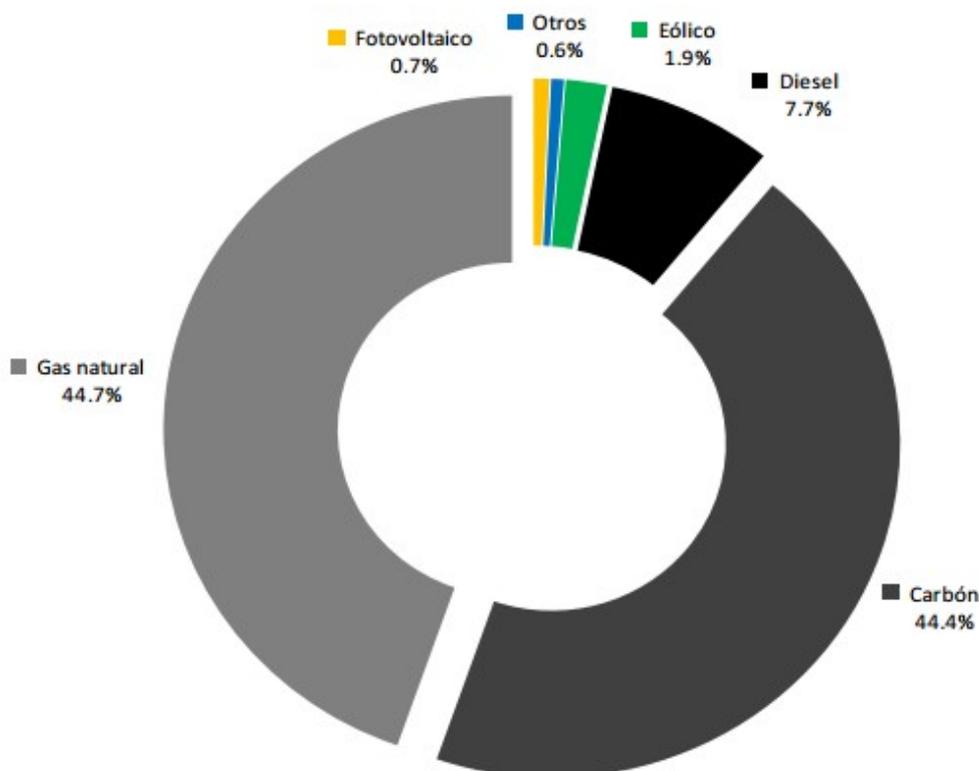


Ilustración 1.3 Capacidad instalada por tipo de generación

En la Figura 1 se observa que el SING es un sistema eléctrico que dispone de recursos de generación en su mayoría térmicos, una generación superior al 95%. Sumado a lo anterior, en los últimos años ha existido una escasa disponibilidad de gas natural, lo que ha ocasionado un despacho principalmente a base de centrales vapor-carbón. Este tipo de tecnología presenta restricciones operativas que implican una menor flexibilidad del parque generador debido a que poseen limitados rangos de regulación, bajas tasas de toma y bajada de carga y restricciones de tiempos mínimos de operación/detención elevados. Además, en el sistema, existen otras características que imposibilitan contar con un desempeño del control de frecuencia óptimo, como son: una demanda que presenta variaciones importantes en intervalos de tiempo intra-horarios que obedecen a la particularidad industrial-minera y un control secundario de frecuencia (CSF) realizado de forma manual que involucra retardos de comunicación e intervención propias de acciones humanas.

De acuerdo a la Ley 20.698 Chile tiene como meta producir el 20% de su energía al 2025 a partir de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC). Para el Sistema Interconectado del Norte Grande, esta meta representa un desafío importante pues su matriz energética está compuesta, como se ha mencionado anteriormente, principalmente por generadores a vapor-carbón, unidades poco flexibles para enfrentar demanda o generación variable debido a su bajo rango de regulación, bajas rampas de generación y tiempos de encendido/apagado de larga duración. Además, siendo el SING un sistema mediano y aislado, con consumos eminentemente industriales (90%), actualmente presenta dificultades para realizar un adecuado control de frecuencia, condición que podría empeorar ante una integración importante de las energías renovables no convencionales (ERNC). Se visualizan nuevos escenarios de operación en el corto y mediano plazo, como la interconexión con otros sistemas eléctricos y la implementación de un control automático de generación (AGC por sus siglas en inglés), que podrían facilitar la integración de ERNC.

1.1.1 Plan de Expansión SING

Para el Sistema Interconectado del Norte Grande, se han desarrollado dos planes de expansión, los cuales consideran variaciones entre sí a partir del año 2017, y en algunos casos con centrales ERNC entrantes en 2016; dichos planes se comentan con más detalle a continuación.

El Plan de Obra n°1 se desarrolló para ingresar centrales de distintas tecnologías. Mediante una presencia importante de centrales de carbón de aproximadamente 1767 MW entre los años 2017 y 2030; además se consideró la incorporación de 2050 MW de ERNC (eólico, solar y geotermia). Para este escenario se ubicó las centrales de carbón principalmente en la zona de Mejillones y una en la zona de Patache.

El Plan de Obra n°2 se desarrolló sobre la base de centrales de ciclo combinado de gas natural con aproximadamente 1750 MW entre los años 2017 y 2030; además se consideró la incorporación de 1850 MW de ERNC (eólico, solar y geotermia).

1.1.2 Antecedentes generales SING

El Sistema de Transmisión Troncal del SING se encuentra limitado al norte por la S/E Tarapacá y al sur por la S/E Atacama, en tensión de 220kV según se puede observar en la Figura 1.4:



Ilustración 1.4 Unifilar simplificado SING

1.1.3 Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande

Como se ha mencionado anteriormente, el SING es un sistema predominantemente industrial, dominado por consumos asociados a la gran minería. Este tipo de consumos, los cuales tienen la particularidad de poseer gran magnitud y no responder a tasas de crecimiento estándar, son preponderantes en un sistema donde la demanda de energía de los clientes regulados es aproximadamente un 10% de la demanda total. La siguiente figura recoge la demanda esperada en los próximos años dependiendo si es esta es vegetativa o industrial.

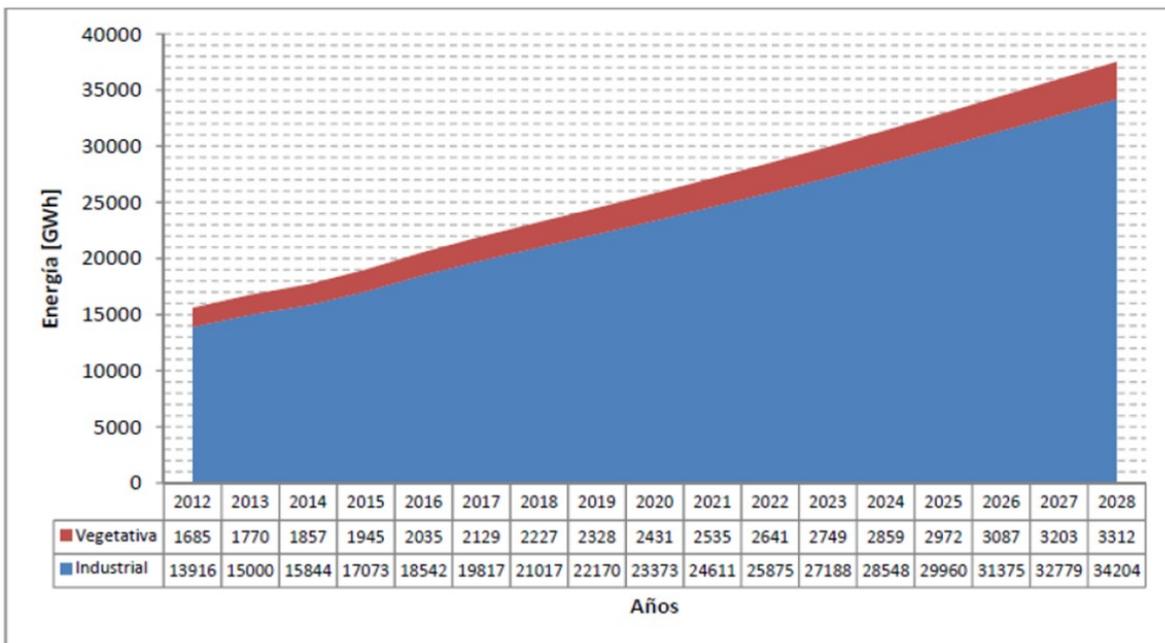


Ilustración 1.5 Demanda de energía en el SING por tipo (vegetativa e industrial)

En esta proyección se asume un crecimiento constante durante todo el período de evaluación.

Región	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
II Región	7.4	5.4	7.3	7.7	6.3	5.6	5.2	5.1	5.0	4.8	4.8	4.7	4.7	4.5	4.2	4.1
I Región	4.2	4.2	4.5	7.3	5.9	5.4	5.0	4.9	4.8	4.7	4.6	4.5	4.5	4.3	4.1	4.0
XV Región	4.8	4.7	4.5	4.4	4.4	4.4	4.3	4.2	4.1	4.0	3.9	3.8	3.8	3.7	3.6	3.3
Total	7.0	5.3	6.9	7.6	6.2	5.6	5.1	5.1	4.9	4.8	4.7	4.7	4.6	4.4	4.2	4.1

Tabla 1.2 Tasa de crecimiento total por región

En la siguiente figura se aprecia que los mayores aportes a la demanda total de energía del SING se producen en la II Región de Antofagasta, representando un 85% aproximadamente de las solicitudes de energía consideradas para todo el horizonte de evaluación. [15]

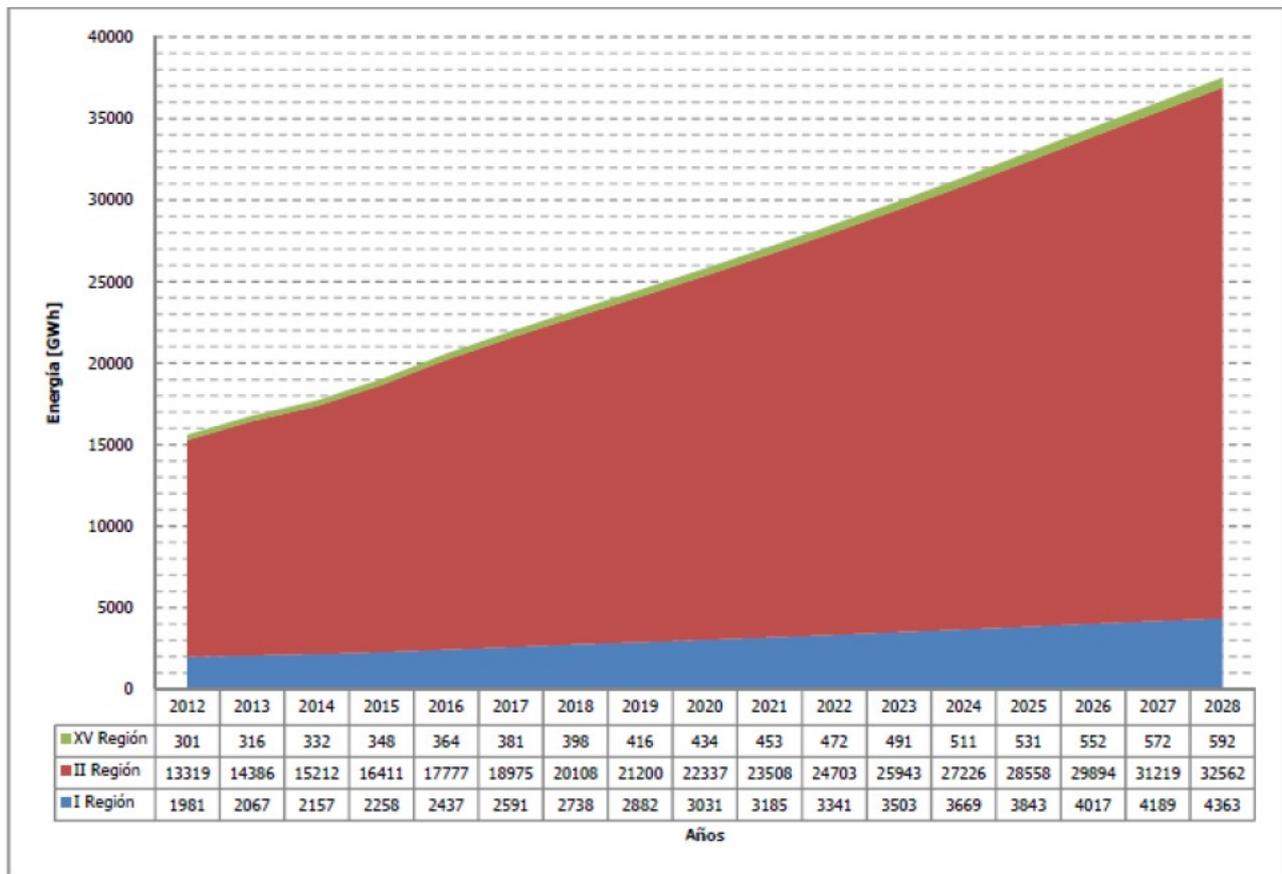


Ilustración 1.6 Demanda de energía en el SING por Región

1.2 Estado del arte de las tecnologías de baterías

La electricidad hoy en día tiene innumerables aplicaciones, esto es debido a la facilidad con que se transforma en otras formas de energía, como mecánica, química o térmica. El principal suministro de energía eléctrica se realiza a través de la red eléctrica, sin embargo hay muchas ocasiones en las que se necesita disponer de energía eléctrica sin poder adquirirla de la red.

Uno de los principales problemas de la energía eléctrica, es la dificultad a la hora de su almacenamiento. Las baterías son una de las pocas formas fiables de almacenar la energía eléctrica, convirtiendo la energía eléctrica, en energía química y viceversa. De esta manera podemos disponer de energía eléctrica cuando deseemos sin depender de la red.

El desarrollo en los últimos años de nuevas aplicaciones (vehículos eléctricos, sistemas fotovoltaicos, sistemas de alimentación ininterrumpida, etc.) han propiciado el surgimiento y desarrollo de nuevas tecnologías de baterías, cada vez más eficientes y fiables.

1.2.1 Concepto de Batería

Las baterías son dispositivos capaces de almacenar energía, suministrarla y ser recargadas varias veces durante su vida útil. Cuando el dispositivo es capaz de almacenar energía para su posterior suministro, pero no es recargable, se le llama pila.

A grandes rasgos, las baterías se componen de celdas, que a su vez se componen de dos electrodos (un ánodo y un cátodo) fabricados de distintos metales y sumergidos en una solución electrolítica (ácida o alcalina) que permitirá las reacciones químicas que liberarán o almacenarán la energía. Cada una de esas celdas, en sus diferentes composiciones, tiene una capacidad y juntando varias celdas se consiguen las diferentes capacidades de baterías.

Las consideraciones técnicas que hay que considerar son: Estado de carga (SOC), que muestra la capacidad de la batería de manera porcentual respecto al cien por cien de cuando está completamente cargada; la profundidad de descarga, la cual muestra la relación entre la capacidad en amperios-hora (Ah) entregada por una batería durante su descarga y la capacidad nominal de la misma; y por último los ciclos de la batería, que es el tiempo transcurrido desde una carga completa a una descarga de la batería.

El parámetro que mejor define la batería es la capacidad, que cuantifica la cantidad de electricidad que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. La capacidad de un acumulador se mide en Amperios-hora (Ah). El valor de la capacidad de una batería (C), se calcula como la integral de la corriente a lo largo de un determinado periodo de tiempo:

$$C = \int_{t_1}^{t_2} i dt$$

Se diferencia el valor nominal del real, siendo el primero la capacidad que puede entregar una batería desde plena carga, hasta alcanzar una tensión en descarga determinada, a una temperatura ambiente fijada y utilizando una razón de descarga específica; el segundo corresponde a la capacidad que puede entregar una batería desde su estado de plena carga y en condiciones de funcionamiento diferentes a las establecidas para definir la capacidad nominal de la batería.

1.2.2 Clasificación de las baterías

Existen dos clases de baterías: la primaria, cuya carga no puede renovarse cuando se agota, excepto reponiendo las sustancias químicas de que está compuesta, y la secundaria, que si es susceptible de reactivarse, sometiéndola al paso de una corriente eléctrica.

Las baterías secundarias se comercializan en un amplio margen de capacidades, desde capacidades bajas (algunos cientos de miliamperios-hora) hasta capacidades medias y altas (varias decenas o centenas de amperios-hora).

- **Plomo ácido:** Son las baterías más antiguas y las más disponibles (Es la más barata). Poseen una gran capacidad de descarga durante un breve periodo de tiempo. Están formadas por un depósito de ácido sulfúrico y en su interior una serie de placas de plomo dispuestas alternadamente. Como inconveniente cabe destacar que tienen pocos números de ciclos de vida para profundidades de descarga elevadas (400-800 ciclos), ocupan mucho espacio y pesan mucho.
- **NiCd:** Utilizan un ánodo de níquel y un cátodo de cadmio. Este tipo de batería tiene una gran duración, unos 1500 ciclos aproximadamente y se cargan rápidamente. Pero el cadmio es un metal pesado muy tóxico, por lo que estas baterías han sido prohibidas por la Unión Europea. Son poco eficientes a altas temperaturas y además costosas.
- **NiMH:** Similar a la de níquel cadmio, pero sin el metal tóxico. Aunque tiene un aumento de energía específica respecto a las de Plomo ácido, tiene pocas prestaciones electroquímicas a elevadas intensidades de corriente, además tienen un precio elevado.
- **Ión-Litio:** Son baterías ligeras, con un amplio rango de temperatura de trabajo (desde -20°C a 60°C) y mucha vida útil (unos 1200 ciclos). Aunque los altos niveles de carga y las altas temperaturas que alcanzan provocan una pérdida de capacidad de la batería, el poseer los niveles más altos en energía específica y densidad energética, **la hace la mejor opción a la hora de proporcionar autonomía a los dispositivos, por estos motivos la batería Ión-Litio es la seleccionada para este proyecto.**

La siguiente gráfica muestra una comparativa entre la relación Potencia Específica y Energía Específica para los distintos tipos de baterías:

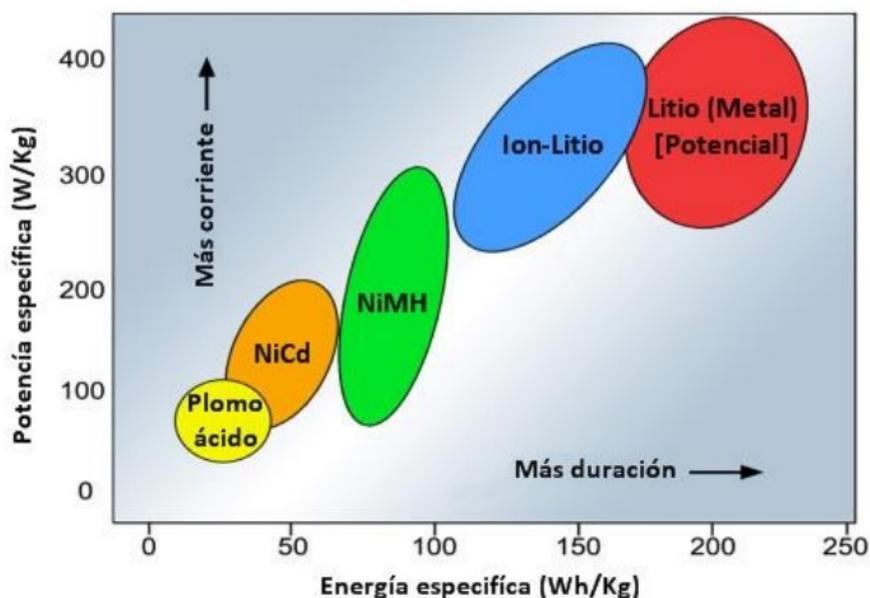


Ilustración 1.7 Potencia Específica – Energía específica Baterías

1.2.3 Batería de Tesla

Un tema muy hablado en la actualidad es el uso de baterías para el almacenamiento de energía en hogares. Tesla ha presentado una batería, conocida como *Tesla Powerwall*, de Ion Litio, pensada para suministrar energía a un hogar o una pequeña empresa. Cada batería tiene 6.4 kWh de capacidad, se fija en la pared y tiene dimensiones reducidas (130 cm. de largo, 86 cm. de ancho y 18 cm. de fondo), tiene una garantía de 10 años, pesa 97 kg y soporta temperaturas de entre -20 y 50° C.

Se alimenta de la energía generada por placas solares, pero también está pensada para almacenar energía procedente de la red eléctrica durante la noche, cuando resulta más económica. La aportación de energía a los hogares mediante la batería permitirá reducir el pico de demanda.

Este punto de partida puede servir para fijar un valor coherente de la vida de la batería de este proyecto, para así definir la mejor opción.

2 METODOLOGÍA

*Dime y lo olvido, enséñame y lo recuerdo,
involúcrame y lo aprendo.*

- Benjamin Franklin -

La frecuencia de la onda de tensión debe permanecer dentro de unos límites para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptables. Cuanto mayor sean las variaciones de potencia existente en el sistema peor será el funcionamiento de diversos equipos industriales o domésticos. Los motores pueden verse forzados a girar a velocidades distintas de aquella para la que fueron diseñados, además de verse afectados los relojes y automatismos, ya que estos miden el tiempo a través de la frecuencia.

La frecuencia de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el equilibrio entre generación y carga. En régimen permanente todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo, es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos multiplicada por el número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema (50 Hz). Mientras persiste el régimen permanente, el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada generador síncrono es igual, descontando las pérdidas, al par electromagnético que tiende a frenar la máquina. Si en un momento dado aumenta la carga, es decir la potencia eléctrica demandada en el sistema, entonces aumenta el par electromagnético en los generadores, éstos comienzan a frenarse, y la frecuencia eléctrica disminuye progresivamente [13].

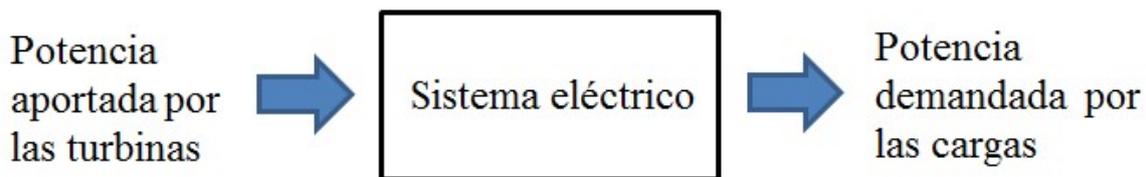


Ilustración 2.1 Balance de energía en un sistema eléctrico

En el presente capítulo se propondrá una batería como solución a los problemas de estabilidad de frecuencia que enfrenta el sistema chileno, esta inyectará la potencia necesaria para corregir el desbalance de potencia y así frenar la caída de frecuencia y estabilizarla en un valor cercano al nominal. Se explica en el mismo la metodología seguida para la realización del modelo sobre el que se realizarán las pruebas y el control que se ha propuesto para la batería.

2.1 Control y operación del Sistema

El objetivo de los sistemas de control, dentro de los sistemas de energía eléctrica, es conseguir generar en cada instante la potencia demandada de la manera más económica y fiable posible, manteniendo la tensión y la frecuencia dentro de unos límites preestablecidos.

2.1.1 Estructura general de control

En el caso ideal, el usuario final de la energía eléctrica debería recibir a la entrada de su instalación un sistema trifásico equilibrado de tensiones, manteniendo sus parámetros (forma de onda, frecuencia y valor eficaz) constantes a lo largo del tiempo. Sin embargo, estos parámetros no permanecen constantes, debido a continuas variaciones en la energía demandada por los usuarios conectados a una misma red y a posibles averías, por lo que es necesario un adecuado control.

El objetivo del control de suministro se divide en tres partes, por un lado, lo más importante, es mantener la continuidad del suministro; después mantener las variables de frecuencia y valor eficaz de la tensión dentro de los márgenes y, finalmente, la consecución de una forma onda senoidal. Todo ello se resume en mantener una forma de onda perfectamente senoidal, con sus valores característicos constantes.

Los problemas de calidad de onda se dan a nivel de suministro en baja tensión y su posible solución pasa por el acuerdo entre las partes implicadas (usuario y suministrador) y la Administración pública, para limitar, las perturbaciones introducidas en la red y garantizar una calidad de suministro adecuada.

Las variables frecuencia y tensión requieren del control de los flujos de activa y de reactiva en las líneas, ya que en el nivel de transporte existe una fuerte relación entre los flujos de potencia activa y los argumentos de las tensiones en los nudos (*relación P- δ*), y, entre los flujos de reactiva y los módulos de esas tensiones (*relación Q-U*).

La relación *Q-U* tiene un carácter local. Sin embargo existe una fuerte relación entre la potencia activa y la frecuencia (*relación P- δ*), una variación brusca en la potencia activa demandada dará lugar a una variación en la frecuencia que se hará sentir en todo el sistema.

A consecuencia de esto, se desacoplan el control de frecuencia y el control de tensiones. La estructura de control se configura en tres niveles.

- *Nivel primario*: A nivel local. Claramente diferenciado para los controles *Pf* (con tiempos de respuesta de 2 a 20 segundos) y *QU* (con tiempos de menos de 1 segundo).
- *Nivel secundario*: A nivel zonal (áreas o regiones). También claramente diferenciado para los controles *Pf* (con tiempos de respuesta de 20 segundos a 2 minutos) y *QU* (con tiempos de algunos segundos).
- *Nivel terciario*: A nivel global de todo el sistema. Común a los controles *Pf* y *QU*. Se basa en un flujo de potencias óptimo y considera el sistema en su conjunto desde las perspectivas de seguridad y economía.

2.1.2 Control de tensiones

El objetivo del control de tensiones es el mantenimiento del valor eficaz de las tensiones de los nudos de la red dentro de determinados límites, con el fin de asegurar el correcto funcionamiento conservación de los equipos que constituyen el sistema y además proporcionar al usuario final unos niveles de tensión adecuados.

Los equipos asociados con el control de reactiva y de tensiones son los siguientes: Generador síncrono (control automático de la tensión, *AVR: Automatic Voltage Regulation*), compensador síncrono, baterías de condensadores y/o reactancias, sistemas estáticos de control de reactiva (*Static Var Control, SVC*) y transformadores de regulación.

2.1.3 Control de frecuencia

Como la potencia demandada por las cargas está cambiando constantemente, se hace necesario ajustar la generación en todo instante de manera automática. Esto se hace con el *control automático de la generación*, *CAG (Automatic Generation Control, AGC)*, cuyos objetivos son:

- Mantener la frecuencia del sistema dentro de un margen alrededor de su valor nominal (50 Hz).
- Mantener las potencias activas generadas por cada unidad en su valor más económico.
- Mantener el valor correcto (contratado) de intercambio de potencia con otras unidades de control.

2.1.3.1 Control primario

El Control Primario de Frecuencia es la acción de control ejercida por los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los Controladores de Frecuencia/Potencia de los generadores, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencias ante desequilibrios instantáneos entre producción y consumo.

Es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje.

2.1.3.2 Control Secundario

Este control restaura la frecuencia a su valor nominal mediante reservas. Los objetivos del control secundario son:

1. Los generadores de cada área deben contribuir al mantenimiento de la frecuencia en su área.
2. En régimen permanente cada área debe cubrir su propia demanda (cada área debe absorber sus propias variaciones de carga)
3. En régimen permanente se deben mantener los intercambios de energía en sus valores contratados

Como es sabido, un regulador proporcional tiene un error en estado estacionario, puesto que necesita de este error para hacer funcionar el sistema que controla. Por ejemplo, si no existe error en la frecuencia el valor de esta por el estatismo es cero, luego la potencia mecánica aplicada a la máquina es nula. Debe existir una desviación de frecuencia para que haya potencia generada. Para eliminar este error lo que se realiza es una regulación secundaria. Siendo la más básica la que consiste en agregar un término integral en el error de la frecuencia y realimentar este término sumado al valor dado por el lazo de regulación primaria [14].

2.1.3.3 Control Terciario

Es el encargado de que la regulación secundaria sea efectiva, las unidades generadoras de un sistema deben disponer de una reserva suficiente de energía lista para compensar las variaciones de demanda. Esta reserva de energía varía con el tiempo, según el mecanismo de regulación secundaria va disponiendo de ella. El control terciario es el encargado de establecer la consigna de producción base de potencia activa en cada uno de los generadores y es ejecutado por un operador desde un centro de control.

Este control opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía frecuencia.

2.2 DigSilent PowerFactory

Este proyecto se ha realizado mediante el software: DigSILENT PowerFactory, el cual está diseñado para llevar a cabo análisis de transmisión y distribución en sistemas de energía eléctrica con el objetivo de conseguir la máxima optimización en la operación de sistemas de energía eléctrica.

DigSILENT es el acrónimo de “*Digital Simulation of Electrical NeTworks*” y ha sido diseñado y desarrollado por ingenieros y programadores altamente experimentados en el campo de los sistemas eléctricos de potencia. La validez y veracidad de los resultados obtenidos con DigSILENT PowerFactory han sido validadas mediante, un gran número de implementaciones, por organizaciones de todo el mundo involucradas en la gestión y la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

DigSILENT PowerFactory es la herramienta más utilizada para realizar los estudios diarios de la red (análisis de fallas, desconexión de unidades generadoras, pérdida de carga, etc.); por ello se ha optado por utilizar esta herramienta para construir y analizar el modelo objeto de este proyecto. A parte de esto, otras características de importancia que DigSILENT PowerFactory ofrece son las siguientes:

1. Esta herramienta lleva más de 25 años en el modelado de sistemas potencia, análisis y simulaciones.
2. La programación se realiza en un entorno gráfico amigable.
3. Tiene un ancho de banda muy amplio respecto a los fenómenos que puede simular. Esto permite modelar con mucho detalle con modelos EMS (electromagnéticos) y después sacar resultados RMS (electromecánicos).
4. Incluye modelos programados de todos los elementos que van a conformar el modelo propuesto. Además se pueden configurar estos elementos hasta un nivel de detalle muy alto. Po ejemplo, se pueden definir los controles de las máquinas como el control de tensión, regulador de velocidad, máquina primaria, etc. [15]

2.3 Modelo Del Sistema

2.3.1 Descripción general del Sistema

Para realizar el estudio del sistema, se modela una representación de la red del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile para el caso concreto de la falla 3777-2015. Este modelo, ilustrado en la figura 2.2, consta de seis centros de generación, de los cuales *T1*, *T2*, *T3* y *SINCONTROL* corresponden a unidades generadoras mediante vapor, y *G2* mediante gas. La demanda está compuesta por cuatro cargas y un motor asíncrono, el cual simula la variación de la demanda con la frecuencia. Al modelo del sistema chileno se le ha incluido una batería, que es el objeto de estudio de este proyecto.

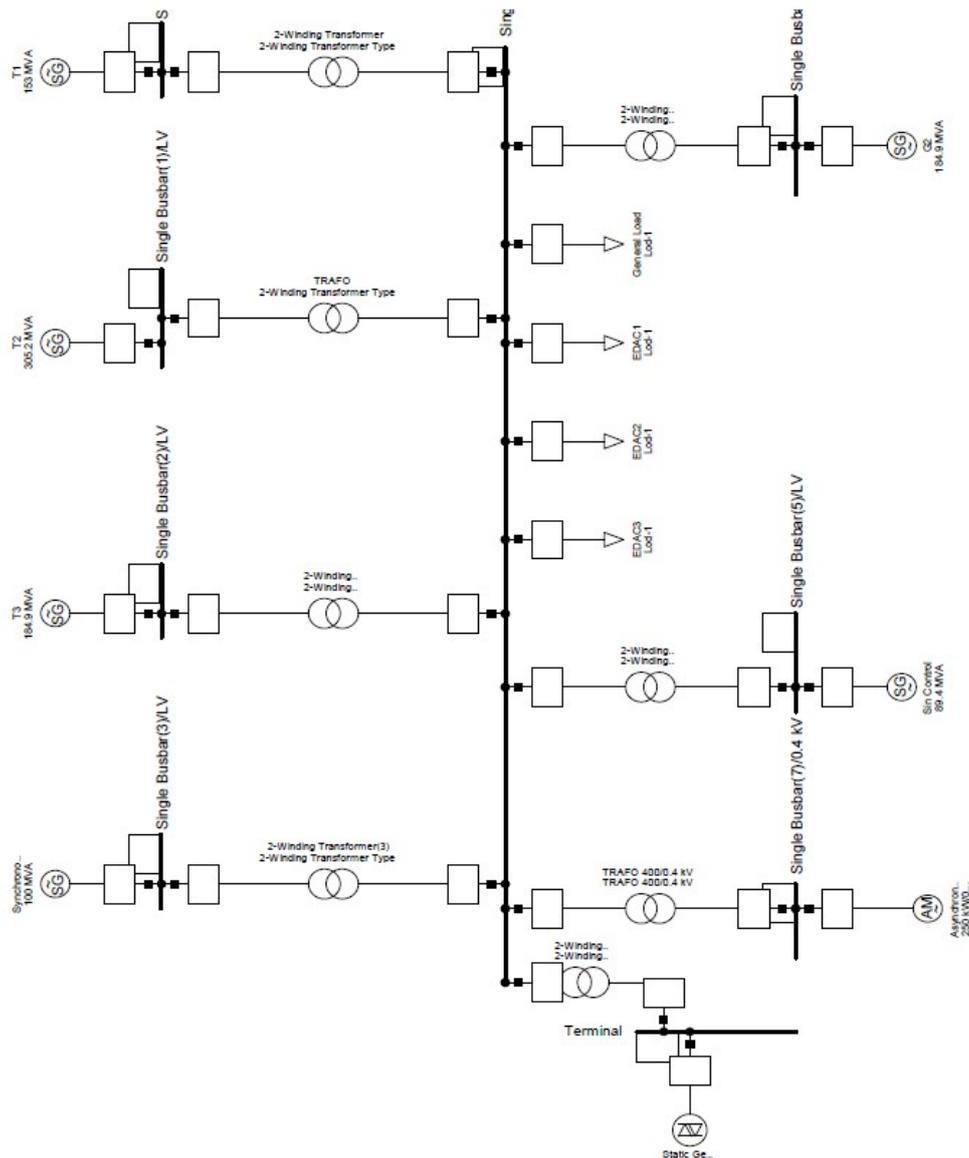


Ilustración 2.2 Modelo del sistema utilizado

A modo resumen, el modelo se ha realizado de la siguiente manera:

- Extracción de datos de potencia de la falla 3777-2015.
- Agrupación de los generadores atendiendo a al tipo de respuesta según el *paper* de la IEEE: “*A New Thermal Governor Modeling*”.

2.3.2 Consideraciones del modelo y parámetros

En primer lugar extraemos los datos del comportamiento de los generadores de la *falla 3777-2015* que está disponible en la página web del *Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING)*, este es el organismo encargado de coordinar la operación de las instalaciones eléctricas que funcionan interconectadas entre sí en dicho sistema, cumpliendo el rol de preservar la seguridad en la generación, transporte y distribución. El informe detalla los hechos sucedidos después de ocurrida la falla, tales como actuaciones de protecciones que han tenido lugar durante la contingencia, los consumos interrumpidos y las maniobras de reposición ejecutadas, así como también la cronología de eventos sincronizados y las señalizaciones de las protecciones que han actuado, indicando cuáles emitieron disparo al interruptor asociado.

La falla mencionada describe los datos para la pérdida de generación de la unidad U16 correspondiente a 240 MW, la cual provoca una caída brusca de la frecuencia en el sistema eléctrico chileno, exactamente la frecuencia llega hasta 48.8 Hz en el régimen transitorio. Esta no puede ser compensada con la suficientemente rapidez por los mecanismos de regulación primaria y secundaria, por lo que se procede a la desconexión o deslastre automático de 73 MW de carga. Este evento permite al generador recuperar la frecuencia del sistema para evitar un apagón. El informe de falla muestra gráficamente el perfil de potencia en el tiempo antes, durante y después de la contingencia para cada unidad generadora, las cuales son: U14, U15, U16, CTM1, CTM2, CTA, CTME3-TG, CTM3-TV, NTO1, NTO2, BESS, ANG1, ANG2 U-1 y U-2

En segundo lugar, atendiendo a la clasificación del artículo de la IEEE "*A New Thermal Governor Modeling*", se agrupan las unidades generadoras chilenas para crear el modelo de este trabajo. Este *paper* clasifica los generadores atendiendo al tipo de gobernador implementado en: T1, T2, T3 si la generación es mediante vapor y en G1 o G2, sin es mediante gas; caracterizando cada tipo según los parámetros del control del gobernador, cuyo diagrama de bloques para el control se muestra en la figura 2.3 e ilustrando gráficamente la potencia entregada en el tiempo para cada tipo tras ocurrir una contingencia.

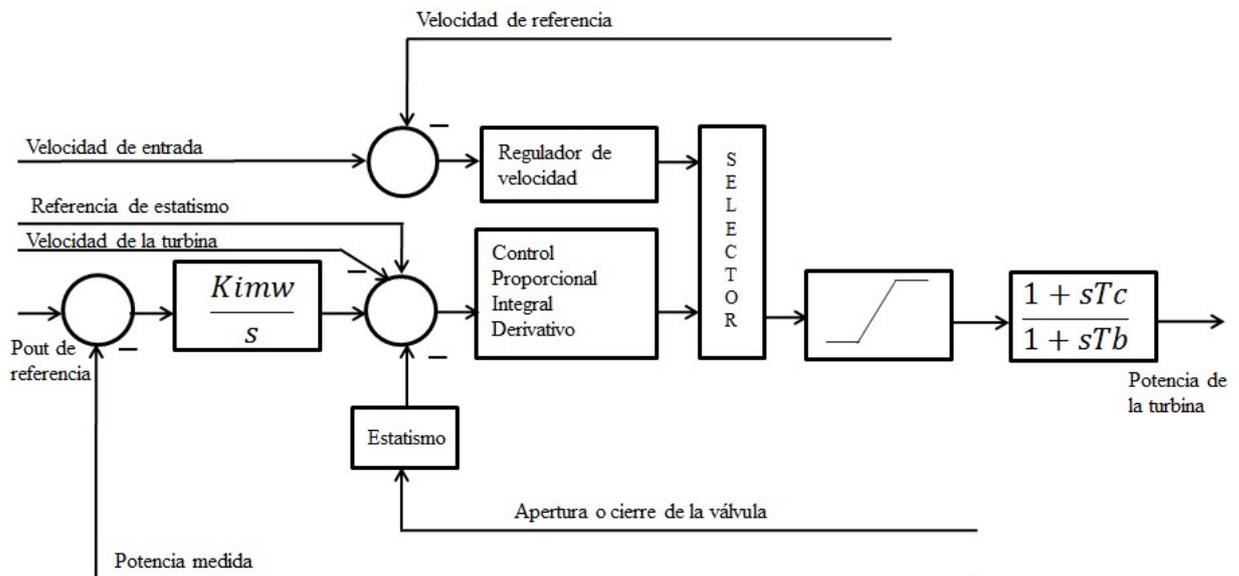


Ilustración 2.3 Diagrama de bloques de los generadores

Los parámetros de diseño de este diagrama son:

- r Es la velocidad permanente del Estatismo, p.u.
- T_b Es la constante de tiempo de retraso de la turbina, segundos
- T_c Es la constante de tiempo de adelanto de la turbina, segundos
- K_{pgov} Es la ganancia proporcional del regulador de velocidad, p.u.
- K_{igov} Es la ganancia integral del regulador de velocidad, p.u.
- K_{dgov} Es la ganancia derivativa del regulador de velocidad, p.u.
- K_{imw} Es la ganancia del control de la energía, p.u

Tras la agrupación mencionada se obtienen los siguientes parámetros de diseño para la realización del modelo del presente trabajo:

- Una potencia total de 734.4 MW generada en unidades con gobernador tipo T1, el comportamiento del tipo de gobernador implementado se muestra en la figura 2.3, con un comportamiento constante de la potencia entregada, que alcanza un pico para corregir el desbalance del sistema pero vuelve al valor de potencia inicial. Los parámetros de diseño del gobernador a introducir en DigSILENT, se muestran en la tabla 2.2, son los correspondientes a un control proporcional-integral (PI). Con este el control se consigue la respuesta más rápida.

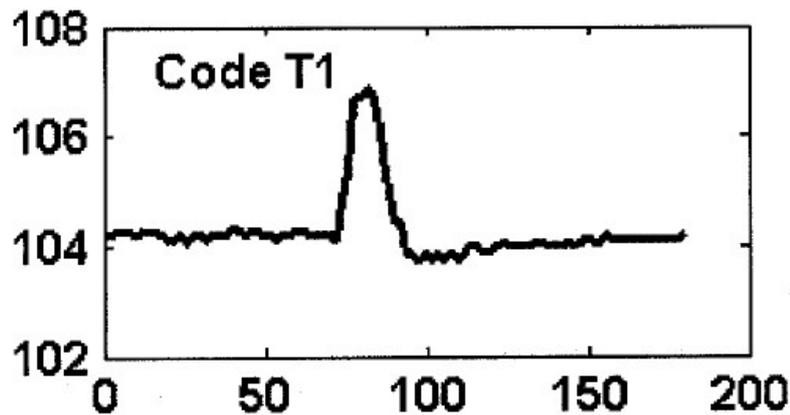


Ilustración 2.4 Comportamiento Generadores tipo T1

Código	r	Tb	Tc	P kpgov	I kigov	D kdgov	kimw
T1	0,05	10	2	10	2	0	0.01 a 0.02

Tabla 2.1 Parámetros de control del Gobernador de los generadores tipo T1

- Para el tipo T2, se agrupan 488.32 MW de potencia total de 488.32 MW, el comportamiento de este tipo de Gobernador se caracteriza por tener una respuesta más lenta, intentar estabilizar el sistema entregando un pico de potencia tras el cual la generación cae a niveles más bajos que los iniciales. En la siguiente figura (2.4) se ilustra la potencia entregada a lo largo del tiempo para los generadores con tipo de gobernador T2, cuyos parámetros de diseño quedan definidos en la tabla 2.2.

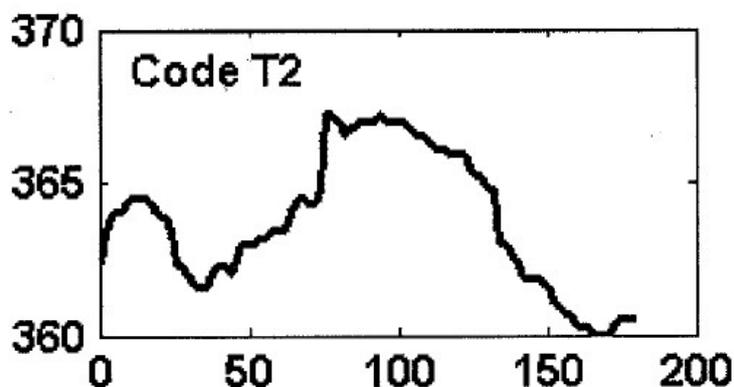


Ilustración 2.5 Comportamiento Generadores tipo T2

Código	r	Tb	Tc	P kpgov	I kigov	D kdgov	kimw
T2	0,05	10	2	10	2	0	0.01 a 0.05

Tabla 2.2 Parámetros de control del Gobernador de los generadores tipo T2

- Se observan varias unidades generadoras del sistema chileno con comportamiento T3, en total 887.52 MW. El comportamiento de este tipo de Gobernador se caracteriza por tener un pico en la respuesta transitoria y un valor estable de potencia entregada mayor que el inicial. Los parámetros quedan descritos en la tabla 2.3 y el comportamiento está representado en las siguientes gráficas:

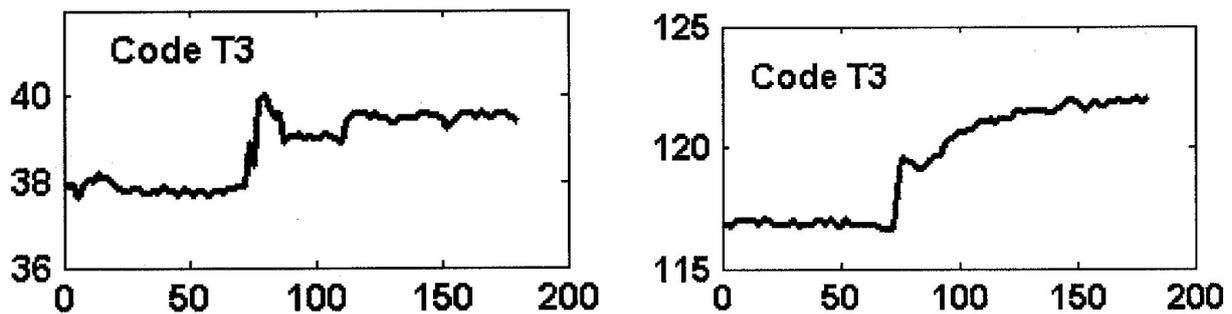


Ilustración 2.6 Comportamiento Generadores tipo T3

Código	r	Tb	Tc	P kpgov	I kigov	D kdgov	kimw
T3	0,05	10	2	10	2	0	0

Tabla 2.3 Parámetros de control del Gobernador de los generadores tipo T3

- Para el tipo G2, se agrupan las unidades que generan energía mediante gas y no tienen control de energía (Kimw=0) obteniéndose un total de 147.92 MW. Los parámetros para el gobernador de este generador quedan definidos en la siguiente tabla:

Código	r	Tb	Tc	P kpgov	I kigov	D kdgov	kimw
G2	0,05	10	2	0.05	2	0	0

Tabla 2.4 Parámetros de control del Gobernador de los generadores tipo G2

- Existen en el sistema unidades generadoras sin implementación del gobernador en la turbina, estas son las correspondientes a 143.04 MW y están en el modelo de este trabajo bajo el nombre *SINCONTROL*.
- La máquina síncrona del sistema corresponde a la unidad generadora que se desconecta de 240 MW.

Hay que añadir que no se ha encontrado ninguna similitud en el informe de falla para generador de tipo G1, el cual corresponde a turbina de gas pero con control de carga, Kimw= de 0.01 a 0.02

Para modelar las cargas basta con analizar el informe de la falla, en este se describen los consumidores y las unidades desconectadas tras la contingencia (correspondientes a las cargas 3 y 4 de este modelo), de este modo se han agrupado de esta forma:

- Carga1: 890 cargas de 1 MW
- Carga2 : 10 cargas de 1 MW
- Carga3: 40 cargas de 1 MW
- Carga4: 33.2 cargas de 1 MW
- AM : 4500 máquinas asíncronas con un consumo unitario de 0.25 MW

Finalmente, se la ha añadido al modelo un banco de 40 baterías con una potencia de 1.5 MW cada una, conectadas a la red mediante un convertidor. El objetivo de las baterías es servir de apoyo al sistema cuando ocurre la falla, ayudarlo para alcanzar a estabilidad de frecuencia en un tiempo menor y conseguir un valor de pico menor durante el transitorio. En el capítulo 3 de este trabajo se harán diferentes simulaciones para ver la respuesta de esta batería ante la pérdida de 240 MW de generación en el sistema chileno y de 73.2 MW de consumo.

Las siguientes tablas muestran un resumen de las potencias del sistema. La primera de ellas muestra el número de máquinas que hay para los distintos tipos de gobernadores implementados en los generadores, junto con los datos de potencia aparente, potencia activa cedida y factor de potencia. La segunda tabla muestra el número de máquinas consumidoras de energía en el sistema junto a la potencia activa de cada una de ellas.

Elemento	Número de Máquinas	Potencia Aparente (MW)	Factor de potencia	Potencia Activa Nominal (MW)	Potencia Activa total (MW)
T1	6	153	0.8	122.4	734.4
T2	2	305.2	0.8	244.16	488.32
T3	6	184.9	0.8	147.92	887.52
SM	3	100	0.8	80	240
G2	1	184.9	0.8	147.92	147.92
Sin Control	2	89.4	0.8	71.52	143.04
Batería	20	1.5	1	1.5	60

Tabla 2.5 Potencia activa cedida por los generadores del sistema

Elemento	Número de Máquinas	Potencia Activa Nominal (MW)	Potencia Activa Nominal total (MW)
Máquina Asíncrona	4500	0,25	1125
Carga1	890	1,00	890,2
Carga2	10	1,00	10
Carga3	40	1,00	40
Carga4	33	1,00	33,2

Tabla 2.6 Potencia activa consumida por las cargas

2.4 Estatismo (Droop Control)

El estatismo, también conocido como *Droop Control*, se define como la variación de velocidad cuando la unidad pasa de la condición de cero carga a la condición de carga nominal y viene expresado matemáticamente por la pendiente de la característica velocidad/potencia, o partiendo de que la velocidad es directamente proporcional a la frecuencia, se puede expresar igualmente por la característica frecuencia/potencia, como se indica en la gráfica 2.7. El estatismo aparece en la sección anterior para caracterizar al gobernador de la turbina como r y se define en la ecuación (1).

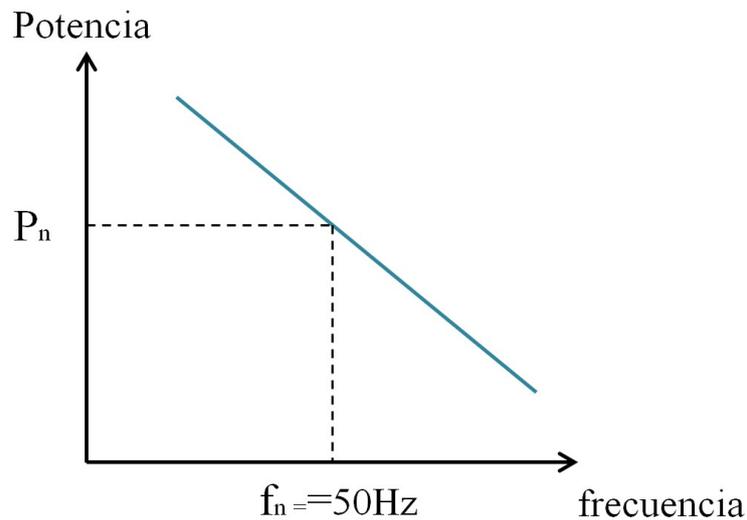


Ilustración 2.7 Estatismo

La característica del *droop* debe tener una pendiente muy pequeña para que la máquina conserve una buena calidad en la regulación.

El estatismo se puede definir mediante la siguiente ecuación, la cual representa la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga en un generador:

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (1)$$

Este parámetro se puede determinar mediante una prueba de rechazo de carga, una prueba de toma de carga o mediante los registros de frecuencia y potencia de la unidad operando fuera de línea y con una carga eléctrica exclusiva.

2.4.1 Función de transferencia del generador

La masa giratoria de los motores, como la que se ilustra en la siguiente figura, es capaz de almacenar energía en forma de velocidad rotacional, llamada energía cinética, la cual viene dada por la siguiente expresión:

$$E_k = \frac{1}{2}J\omega_r^2 \quad (2)$$

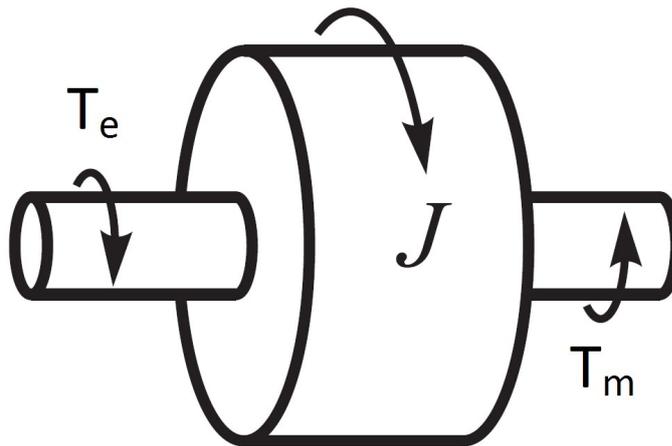


Ilustración 2.8 Masa giratoria

Donde

- E_k representa la energía cinética [J]
- ω_r representa la velocidad angular del rotor [rad/s]
- J representa la inercia de la masa [Kgm²]

El conjunto eje-turbina de un generador síncrono gira sometido a dos pares opuestos: el par mecánico aportado desde la turbina tiende a acelerar el eje, mientras el par eléctrico tiende a frenarlo. La ecuación básica de este movimiento vendrá dada por la segunda ley de Newton cuya ecuación diferencial es:

$$J \frac{d^2\theta_r}{dt^2} = J \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{d(\omega_r - \omega_0)}{dt} = \frac{d\Delta\omega_r}{dt} = T_e - T_m \quad (3)$$

Donde

- T_e es el par electromagnético (par de entrada) [Nm]
- T_m es el par mecánico (par de salida) [Nm]
- θ_r es el ángulo del rotor.
- ω_0 la velocidad de referencia
- $\Delta\omega_r$ es la desviación de la velocidad.

En sistemas de potencia se suele utilizar un parámetro denominado H para definir la inercia de un sistema, este viene dado por la relación entre la energía cinética acumulada en el sistema y la potencia nominal del mismo:

$$H = \frac{E_k}{S_n} \quad (4)$$

Este parámetro se puede definir para cualquier elemento que almacene energía como un condensador, una batería química o una celda de combustible por nombrar algunos ejemplos. En estos casos H no se expresaría en función de la energía cinética sino en función de la energía que almacenan estos componentes en su máximo valor o valor nominal de la misma.

Y expresando la ecuación anterior en valores unitarios:

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{base}^2}{S_{base}} \quad (5)$$

Dejando la ecuación (3) en función de la inercia, se obtiene la siguiente ecuación en por unidad:

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(T_m - T_e) \quad (6)$$

Dado que el sistema de control que regula la eléctrica, que es un término más fácil de medir que el par electromagnético, es conveniente expresar la ecuación en términos de potencia en vez de par. Para ello recordemos que la relación entre potencia y par es $P=\omega_r T$. Por tanto, considerando una desviación pequeña a partir de un estado inicial determinado por el subíndice 0, podemos escribir:

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega_r)(T_0 - T_r) \quad (7)$$

Tomando sólo los incrementos, y despreciando los de segundo orden,

$$\Delta P = \Delta T \omega_0 + T_0 \Delta\omega_r \quad (8)$$

Luego el eje

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0(\Delta T_m + \Delta T_e) + (T_{m0} - T_{e0})\Delta\omega_r \quad (9)$$

En régimen permanente $T_{m0}=T_{e0}$, y en por unidad $\omega_0=1$, por lo que queda:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m + \Delta T_e \quad (10)$$

Considerando pequeños incrementos alrededor del régimen permanente, podemos escribir la ecuación 6 como:

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (11)$$

En el dominio de Laplace, esta ecuación queda de la siguiente manera:

$$\Delta\omega_r = \frac{1}{2Hs}(\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (12)$$

A esta ecuación se le conoce como ecuación de la máquina síncrona, y su diagrama de bloques es el siguiente:

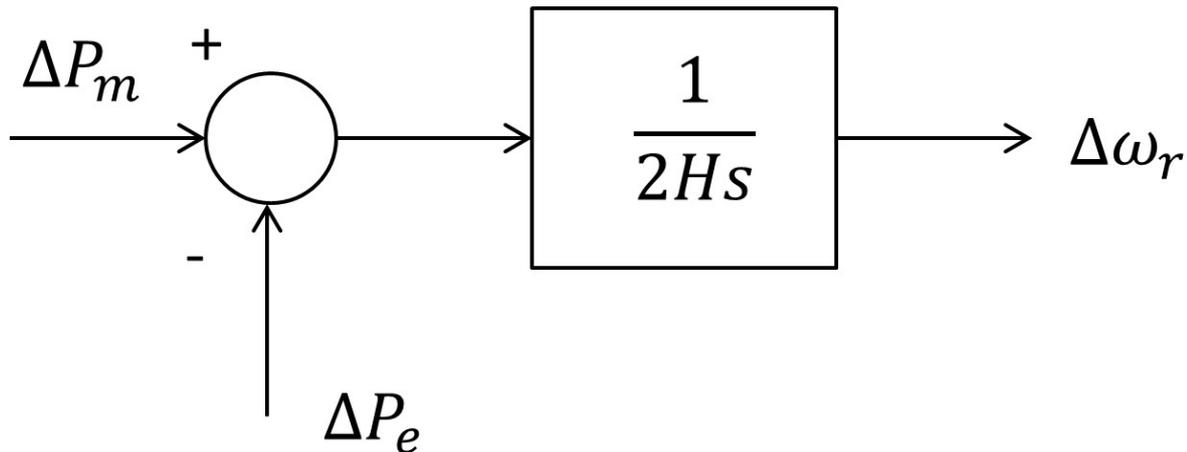


Ilustración 2.9 Función de transferencia entre la potencia y la frecuencia

2.4.2 Respuesta de la carga a una desviación de frecuencia

Algunas cargas demandan una potencia independiente de la frecuencia de alimentación, por ejemplo cargas resistivas destinadas a calentamiento o lámparas incandescentes para iluminación. Otras cargas, por el contrario, responden a un incremento de la frecuencia aumentando la demanda, por ejemplo muchos ventiladores y bombas. En conjunto, la relación entre el incremento de demanda total ΔP_e y el incremento de frecuencia en un sistema puede expresarse como

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D\Delta\omega_r \quad (13)$$

Donde ΔP_l es el incremento de potencia independiente de la frecuencia, y D es la constante que relaciona la variación de frecuencia con el incremento de potencia debido a ella. La constante D actúa como un mecanismo de amortiguamiento de la variación de frecuencia: todo aumento de frecuencia $\Delta\omega_r$ provoca un ligero aumento de la demanda $D\Delta\omega_r$ que se opone al incremento de frecuencia inicial.

La ecuación 13 corresponde al diagrama de bloques representado en la figura mostrada a continuación:

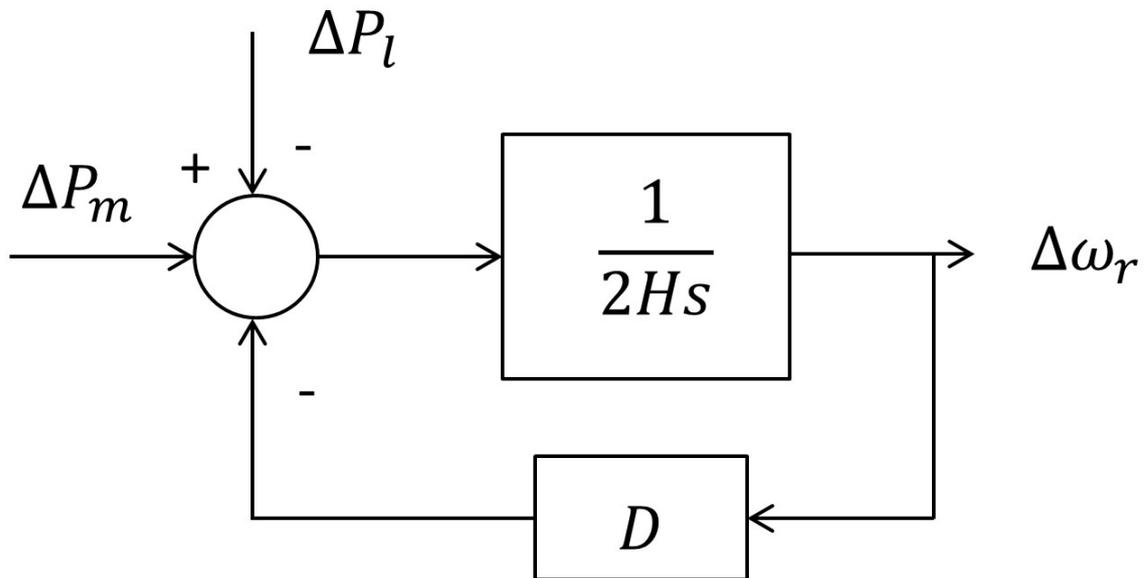


Ilustración 2.10 Diagrama de bloques para una respuesta de la carga ante desviaciones de frecuencia

Si no existiese regulación de velocidad en los generadores síncronos, la respuesta del sistema frente a una variación de la demanda quedaría determinada por la constante de inercia H y por la constante de amortiguamiento D .

2.4.3 Control propuesto para el banco de baterías

El control propuesto para la batería simula el comportamiento del control del gobernador de un generador síncrono, por lo tanto la frecuencia será la señal de entrada del control. Con este control se busca dar apoyo a la red mediante la inyección de potencia para conseguir la estabilidad de frecuencia con un valor más cercano al nominal y en un tiempo menor.

Las unidades turbogeneradoras que operan en un sistema de potencia, como se ha dicho anteriormente contienen energía cinética almacenada debido a sus masas giratorias. En un sistema eléctrico de potencia pueden ocurrir dos sucesos que modifiquen la velocidad del generador síncrono

1. Incremento repentino de la carga del sistema.
2. Decremento repentino de la carga consumida del sistema.

La *falla 3777-2015* en el Sistema Chileno representa la caída de generación de un generador, el comportamiento sería similar al del caso número 1 donde se aumenta la carga del sistema. En este caso, se tendrá momentáneamente una potencia eléctrica mayor a la potencia mecánica ($P_e > P_{mec}$), provocando una potencia desacelerante que reducirá la velocidad en la máquina. El gobernador ordenará un incremento en la apertura de la válvula para incrementar la potencia mecánica y volver al valor de referencia. El equilibrio se alcanza cuando la potencia mecánica y eléctrica son iguales ($P_{mec} = P_e$). Al estar la frecuencia del sistema ligada a la potencia, disminuirá la frecuencia eléctrica del sistema.

Al ser nuestro objetivo controlar la frecuencia del sistema ante variaciones en el consumo, y servir de apoyo al control primario de la turbina, nuestra estrategia de control será la misma que la utilizada para el gobernador de la turbina, mencionada anteriormente.

$$\Delta p_e = \Delta p_{ref} - \frac{1}{R} \Delta f \quad (14)$$

Un sistema de almacenamiento está compuesto por un sistema de control maestro, un sistema de conversión de energía y condensadores. El siguiente esquema simplifica el funcionamiento del control.

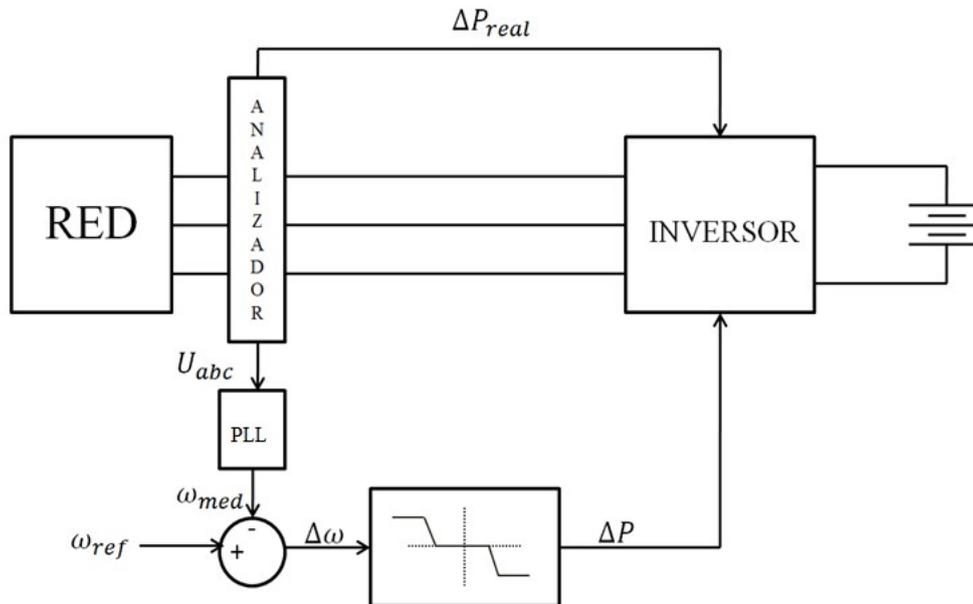


Ilustración 2.11 Control propuesto

El analizador de red toma datos del valor de la tensión, el PLL recibe las medidas de la tensión en el marco de referencia abc y obtiene la frecuencia del sistema. Antes de entrar en el control se compara la frecuencia de referencia con la frecuencia medida y se obtiene el error. Al entrar en la gráfica del estatismo, esta devolverá la potencia necesaria a inyectar en el sistema para estabilizar la frecuencia. Con esta potencia se entra en el inversor. El régimen permanente se alcanzará cuando el error de frecuencia sea cero.

Ante la caída de un generador del sistema, según la ley de Kirchhoff, $P_{demandada} > P_{generada} = P_{generador} + P_{batería} + \Delta P$, los generadores se acelerarán para compensar ese aumento de demanda y la velocidad del generador caerá, y por consiguiente la frecuencia del sistema. Al entrar a la gráfica de control, esta definirá la cantidad de potencia a inyectar por la batería para que la frecuencia se estabilice. Después habrá que inyectar más potencia para que se vuelva a acelerar, aumente ω , y la frecuencia vuelva a ser estable a 50 Hz.

2.4.3.1 Implementación del Control en el simulador

Frame

Para el modelado del control en el simulador Digsilent Power Factory se ha creado un *frame* que vincula la medición de frecuencia en el sistema con la medición de tensión.

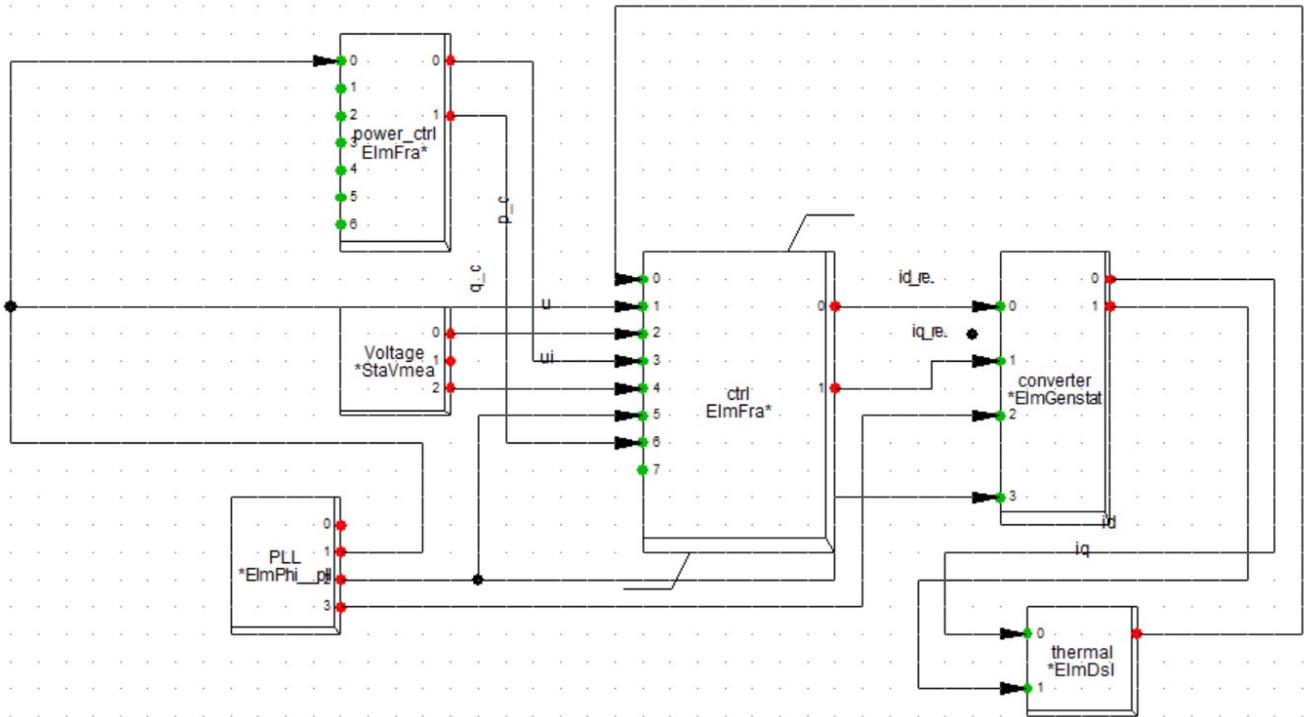


Ilustración 2.12 Frame

Los *slot* definidos en el *frame* son:

- *Thermal*: Modelo térmico del convertidor (para estimar la temperatura)
- *PLL*: Etapa para sincronizar el convertidor con la red
- *Voltage*: Mide de tensión
- *ctrl*: Modela retrasos del convertidor y saturación por temperatura y potencia
- *converter*: Lugar donde va el convertidor.
- *power_ctrl*: Bloque en el que se implementan las ecuaciones de control.

Control

El diagrama consiste en un bloque I que se encuentra continuamente integrando la señal de error proveniente de la diferencia entre la frecuencia medida, en un punto del sistema o en un conjunto de puntos (empleando el promedio), y la frecuencia de consigna. La salida del bloque integrador se distribuye directamente entre las unidades involucradas en el control mediante una señal proporcional. De esta manera se logra que cada unidad alcance sus valores máximos de frecuencia.

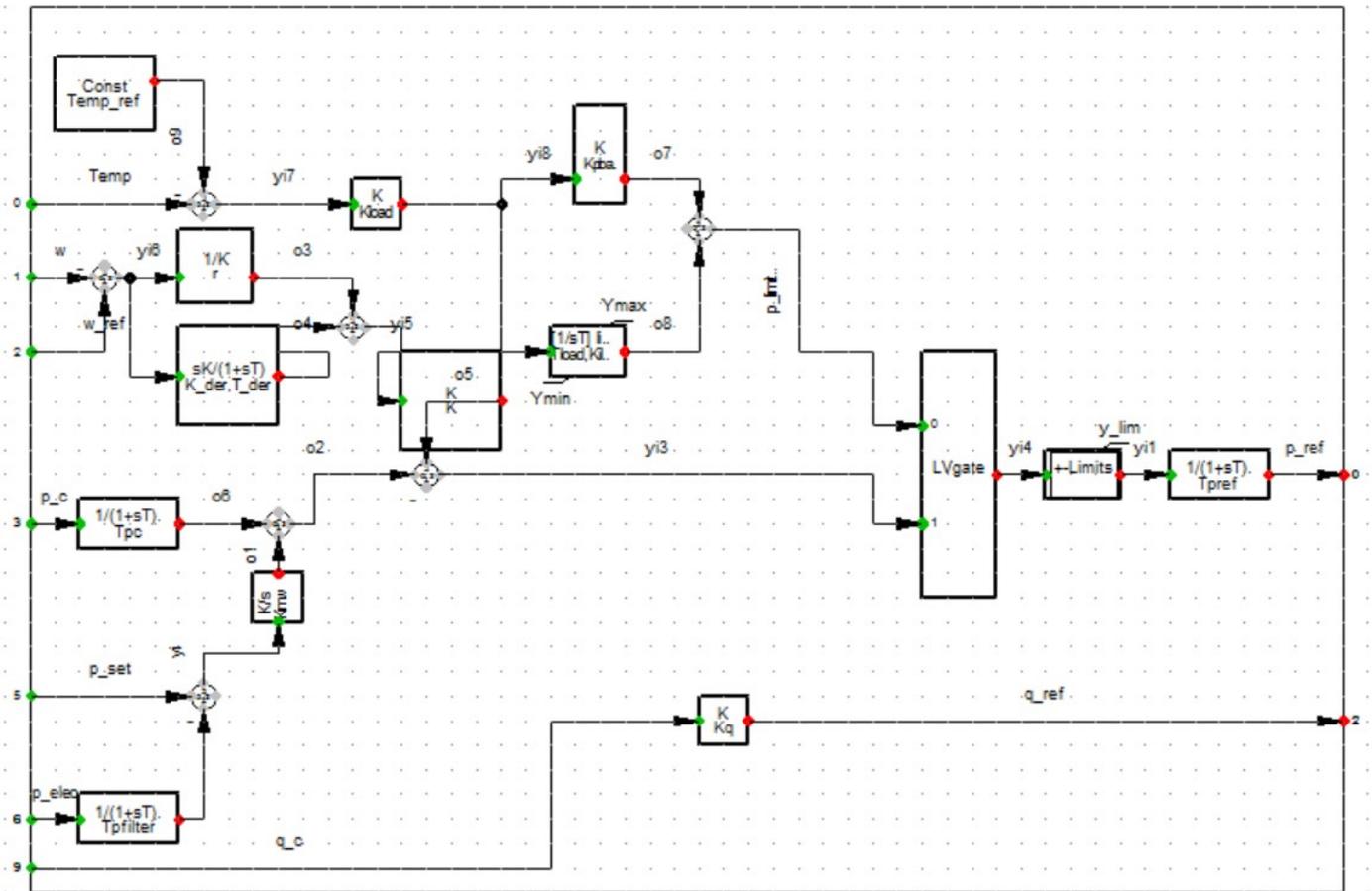


Ilustración 2.13 Power_ctrl

	Parameter
► K _{imw}	0.
r	0.01
K _{load}	1.
K	0.
K _q	1.
T _{pfiler}	0.1
T _{pref}	0.
T _{pc}	0.
K _{pload}	1.
T _{load}	0.
K _{load}	0.
Temp _{ref}	150.
K _{der}	500.
T _{der}	0.05
Y _{min}	0.
Y _{max}	0.
y _{lim}	10.

Ilustración 2.14 Parámetros de los bloques de control

Basándome en la ecuación del estatismo, se ha implementado para el control del banco de baterías, el siguiente script:

```
! Initialization
inc(p_c)= p_ref
inc(p_c)= p_ref
! Inc (w)
inc(w_ref)= w
inc(D_ref)= w - w_ref
inc(pf)= lapprox(D_w,array_pf)
! Outputs
D_w = w-w_ref
pf=lapprox(D_w,array_pf)
p_ref =p_c + pf
q_ref= 0.0
```

- Definición de las variables utilizadas:
 - p_c: potencia cedida
 - p_ref: potencia inicial
 - w: velocidad de la máquina
 - w_ref: velocidad inicial
 - D_w: Incremento de frecuencia
 - D_ref: incremento de frecuencia inicial
 - pf: potencia activa
- Variables de entrada:
 - Temp, w, w_ref, p_c, p_set, p_elec, q_c
- Variables de salida:
 - p_ref y q_ref

La función $lapprox(X, array_iiii)$ es una función de aproximación Lineal. Retorna la aproximación lineal $y = f(X)$ donde f es definido por un arreglo de datos ($array_iiii$). Gracias a la función $array_iiii$ podemos introducir la matriz de puntos de la gráfica para cada tipo de control.

3 RESULTADOS

El científico no tiene por objeto un resultado inmediato. Él no espera que sus ideas avanzadas sean fácilmente aceptadas. Su deber es sentar las bases para aquellos que están por venir, y señalar el camino.

- Nikola Tesla -

El objetivo principal de este proyecto es modelar diferentes controles para la batería y elegir el más adecuado considerando la capacidad de recuperar la frecuencia del sistema en estudio y la vida útil de la batería para cada tipo de control.

Los casos a analizar serán los siguientes:

- Caso base: Sistema sin almacenamiento
- Banco de baterías con una constante de regulación 0.01 p.u. y límite de saturación en $\Delta P=1$ p.u.
- Banco de baterías con una constante de regulación 0.02 p.u., banda muerta límite de saturación en $\Delta P=1$ p.u.
- Banco de baterías con una constante de regulación 0.01 p.u., banda muerta y límite de saturación en $\Delta P=1$ p.u.
- Banco de baterías con una constante de regulación 0.01 p.u., banda muerta y límite de saturación en $\Delta P=0.5$ p.u.

Para cada uno de ellos se mostrará en esta sección los resultados obtenidos tras una simulación de transitorios electromecánicos (RMS) de 400 segundos en las que correrán sucesivamente múltiples flujos de carga mediante DigSILENT Power Factory, tras la pérdida de generación de 240 MW y el deslastre de las cargas correspondiente a 73.2 MW. Mediante tablas se detallarán los resultados de potencia alcanzados tras la simulación. Gráficamente se observará la evolución de la frecuencia tras la citada pérdida de generación y demanda y el perfil de aportación de potencia de las unidades generadoras.

El diseño del control se ha realizado atendiendo a las exigencias legales para el diseño de elementos generadores del sistema eléctrico chileno. Se muestra a continuación un extracto de la “*NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS MEDIANOS*” de Chile:

Artículo 3-6

Toda unidad generadora deberá continuar operando sus unidades bajo la acción de su Controlador de Velocidad para variaciones de la frecuencia que estén dentro de los límites de operación, en sobre y su frecuencia, que a continuación se indican:

- a) Indefinidamente, para frecuencias entre 48,5 [Hz] y 51,5 [Hz].*
- b) Al menos 60 segundos entre 48,0 [Hz] y bajo 48,5 [Hz].*
- c) Al menos 60 segundos sobre 51,5 [Hz] y hasta 52,0 [Hz].*
- d) Al menos 5 segundos entre 47,5 [Hz] y bajo 48,0 [Hz].*
- e) Al menos 5 segundos sobre 52,0 [Hz] y hasta 53,0 [Hz].*

Para valores fuera de los rangos establecidos, las protecciones propias de las unidades podrán desconectarlas del SM para prevenir daños al equipamiento.

Artículo 3-8

El Controlador de Velocidad de cada unidad generadora que participe del CPF deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con valores entre 0% y 10%.*
- b) Banda muerta inferior a 0,2% del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 50 [mHz].*
- c) Las oscilaciones deberán ser positivamente amortiguadas en todos los regímenes de operación.*

Durante el proceso de cálculo de la vida útil de la batería se tomará una de las baterías del sistema (1.5 MW) por cuestión de simplicidad. Inicialmente se mostrará un gráfico que relaciona la vida útil de la batería en función de la profundidad de descarga, tras esto se verá el comportamiento de la potencia de la batería frente a un perfil de frecuencia de un día. La batería seleccionada es de Ion-Litio como se comentó en el primer capítulo de este proyecto.

3.1 Análisis de la estabilidad de la frecuencia del sistema

3.1.1 Caso base: Sistema sin almacenamiento

En este primer caso, se simula la respuesta del sistema partiendo de la información extraída de la falla. Los resultados obtenidos servirán para la verificación del modelo y definirá los valores de referencia para comprobar las mejoras del sistema al incluirle la batería.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos tras la simulación, describiendo si el elemento ha disparado o no, y los resultados de potencia activa, reactiva cedida y factor de utilización tras una simulación de 400 segundos después de ocurrir la pérdida de la unidad generadora “SM” de 240MW.

Elemento	Dispara	P(MW)	Q(MVAR)	Factor de carga
T1	no	534.8	85.9	72.82%
T2	no	299.2	117.4	61%
T3	no	875.7	169.6	98.67%
SM	si	0	0	-
G2	no	146	12.3	98.70%
Sin Control	no	100.6	115.1	70%

Tabla 3.1 Generación de potencia para el sistema sin almacenamiento

La tabla 3.3 muestra los consumos del sistema cuando el elemento en cuestión no dispara.

Elemento	Dispara	P(MW)	Q(MVAR)	Factor de carga
AM	no	1057.4	467.7	93.99%
Carga1	no	889	-	100%
Carga2	no	10	-	100%
Carga3	si	0	-	-
Carga4	si	0	-	-

Tabla 3.2 Consumo de potencia para el sistema sin almacenamiento

En la figura 3.1, se puede apreciar de forma gráfica el perfil de potencia producida en el modelo tras ocurrir la falla. Los generadores que tienen una aportación más favorable son T3 y G2 que van aumentando la potencia entregada hasta llegar casi al 100% de su capacidad, siendo la más rápida T3. Las unidades T1 y T2 van variando la potencia entregada hasta estabilizarse a los 200 segundos, T1 encuentra la estabilidad entregando el 72% de su capacidad y T2 al 61%. El generador que no tiene control entrega siempre el 70% de su capacidad correspondiente a 115.2 MW.

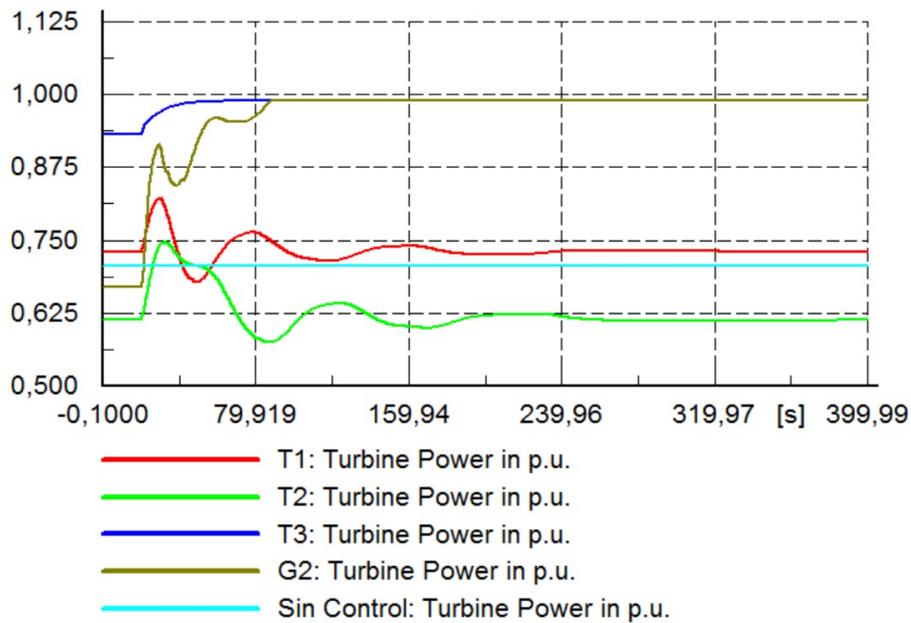


Ilustración 3.1 Aporte de Potencia. Sistema sin batería

Por un lado, se observa en la gráfica 3.2 que el modelo del que partimos, alcanza un pico de frecuencia en 48.8 Hz comprobándose así la validez del modelo, ya que alcanza el mismo pico que en el caso de la falla. Por otro lado, la frecuencia se estabiliza en 48.95 Hz, que representa una variación de un 2% de la frecuencia nominal. Aunque es un valor admisible según la ley, nuestro objetivo es implementar un control en la batería para que durante el transitorio no se alcancen valores tan bajos y que mejore la estabilidad de la frecuencia en un menor tiempo menor.

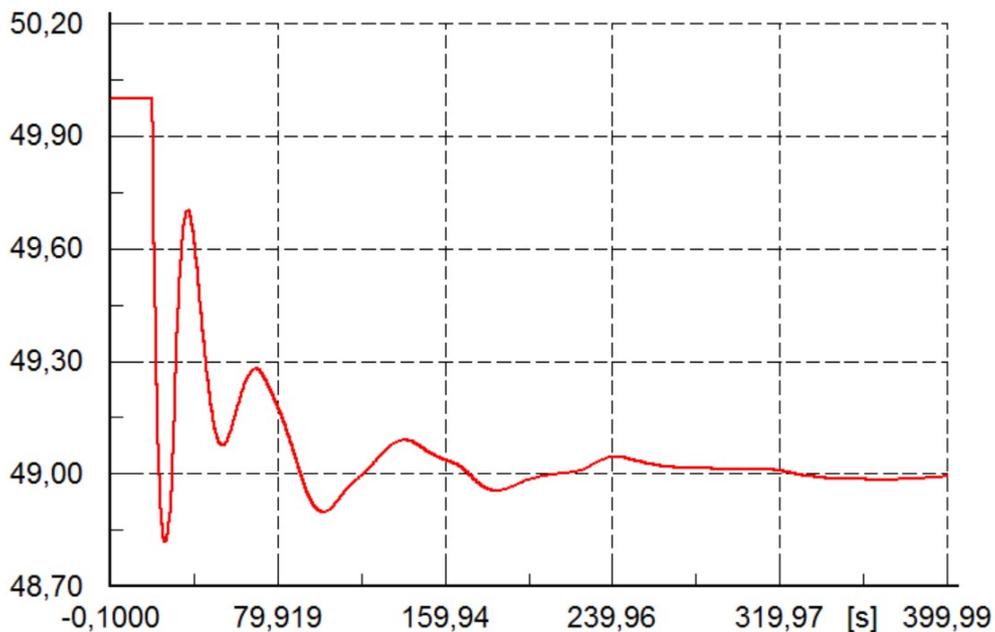


Ilustración 3.2 Evolución de la frecuencia para el sistema sin batería

3.1.2 Batería con rampa R=0.01 y límite de saturación en $\Delta P=1$

En este caso se incluye la batería en el sistema con un control que simule las características del gobernador de un generador síncrono. Se define para este control unos límites de saturación de potencia en 1 p.u. y se sigue la ley de control mencionada en la sección anterior con una constante de regulación igual a 0.01 y un $\Delta p_{ref}=0$. Estas características se ilustran en la figura 3.3.

$$\Delta p_m = \Delta p_{ref} - \frac{1}{0.01} \Delta f$$

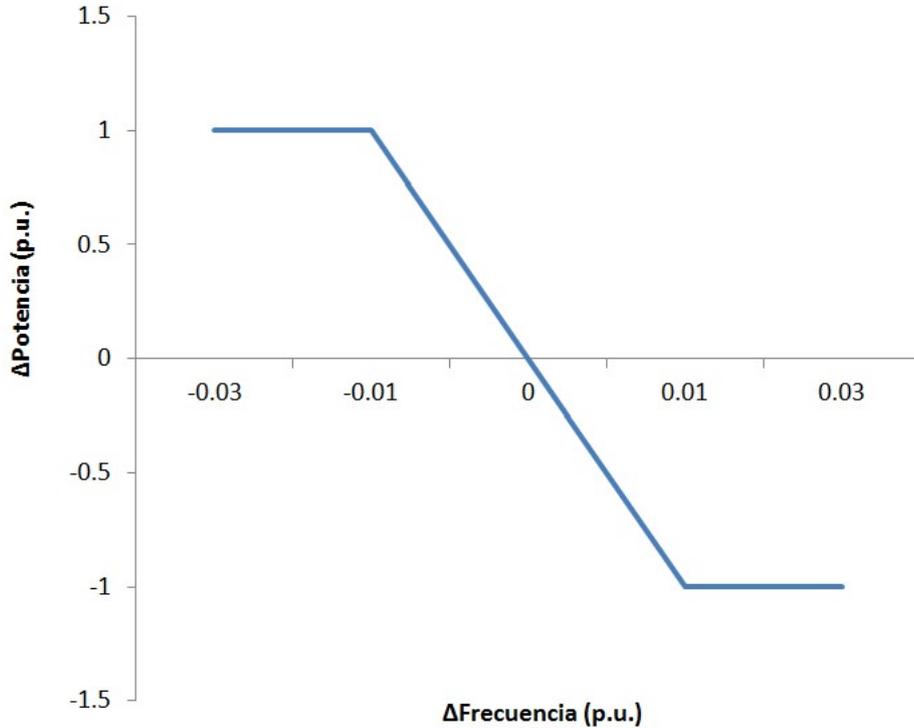


Ilustración 3.3 Característica estatismo R=0.01

Tras la simulación RMS de 400 segundos, DigSILENT muestra los datos de potencia de cada elemento, dichos datos quedan resumidos en las tablas 3.4 y 3.5. Las cuales muestran para los elementos que no disparan los resultados de potencia activa y reactiva generada en la primera tabla, y la potencia consumida en la segunda tabla. Además se muestra en ambas el factor de utilización del elemento en cuestión.

Elemento	Dispara	P(MW)	Q(MVAR)	Factor de carga
T1	no	536.3	86.8	73.03%
T2	no	301.1	118.5	62%
T3	no	875.7	171.9	98.67%
SM(3)	si	0	0	0%
G2	no	127.1	16.2	85.92%
Sin Control	no	100.6	116.6	70%
Batería	no	53.1	-	88.50%

Tabla 3.3 Generación de potencia para el sistema con almacenamiento y estatismo de R=0.01

Elemento	Dispara	P(MW)	Q(MVAR)	Factor de carga
AM	no	1094.9	476.2	97.32%
Load1	no	889	-	100%
Load2	no	10	-	100.00%
Load3	si	0	-	0%
Load4	si	0	-	0.00%

Tabla 3.4 Consumo de potencia para el sistema con almacenamiento y estatismo de $R=0.01$

La figura 3.4 muestra el aporte de potencia de cada generador en p.u., se aprecia el mismo comportamiento que en el caso sin batería para las unidades T3, T1, T2 y SINCONTROL. Sin embargo, la turbina de Gas (G2) en este caso se encuentra más relajada aportando 19 MW menos.

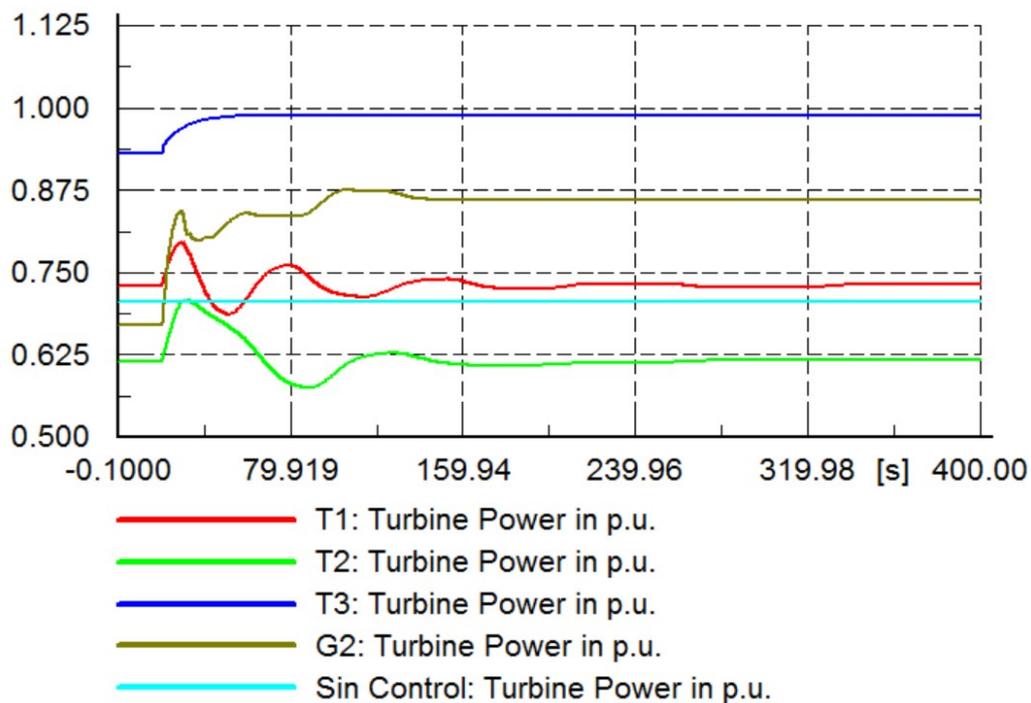
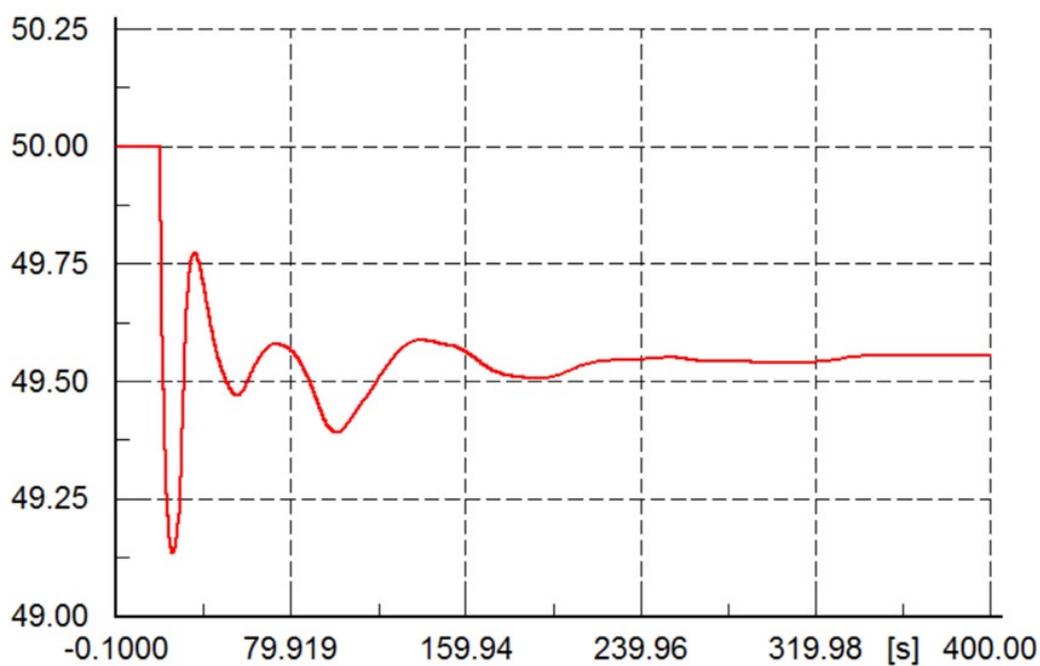
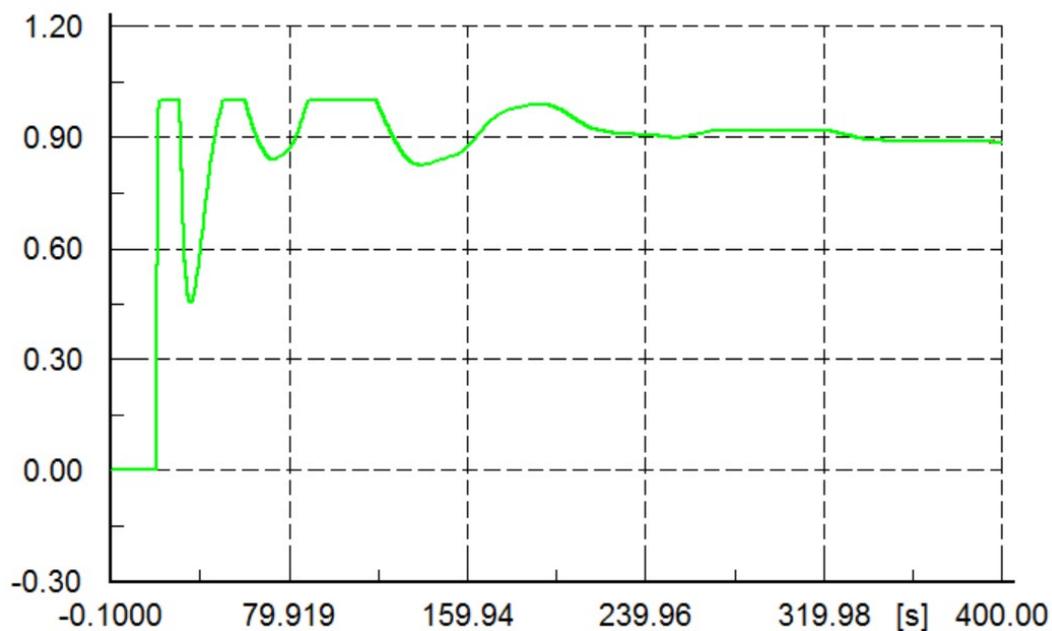


Ilustración 3.4 Aporte de Potencia cuando $R=0.01$

La variación de frecuencia queda recogida en la figura 3.5. El resultado es mucho mejor que en el caso anterior, puesto que el valor más bajo de frecuencia es 49.15 Hz, se ha conseguido frenar la caída 0.35 Hz. Además se consigue una gran mejora en el valor estable, 49.65 Hz frente a los 49 Hz para el caso sin batería aunque la estabilidad de la misma se alcance en ambos casos a los 240 segundos.

Ilustración 3.5 Evolución de la frecuencia para el sistema con almacenamiento con $R=0.01$

En la ilustración 3.6 se muestra la variación de potencia cedida por la batería, la cual se observa que trabaja entregando casi el 100% de su capacidad durante los primeros 200 segundos, coincidiendo con el tiempo en el que se alcanza la estabilidad de la frecuencia.

Ilustración 3.6 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$

3.1.3 Batería con rampa R=0.02 y límite de saturación en $\Delta P=1$

En el segundo tipo de control implementado, se mantendrá el mismo límite de saturación de potencia y el mismo valor del incremento de la potencia de referencia (cero) que en el caso anterior. Se variará la constante de regulación de la ley de control, siendo en este caso 0.02 p.u. La característica del estatismo implementado se observa en la figura 3.7. Una pendiente de estas características logrará un funcionamiento más relajado de la batería, pues para inyectar la misma cantidad de potencia que en el caso anterior, hará falta una variación de frecuencia mayor.

$$\Delta p = \Delta p_{ref} - \frac{1}{0.02} \Delta f$$

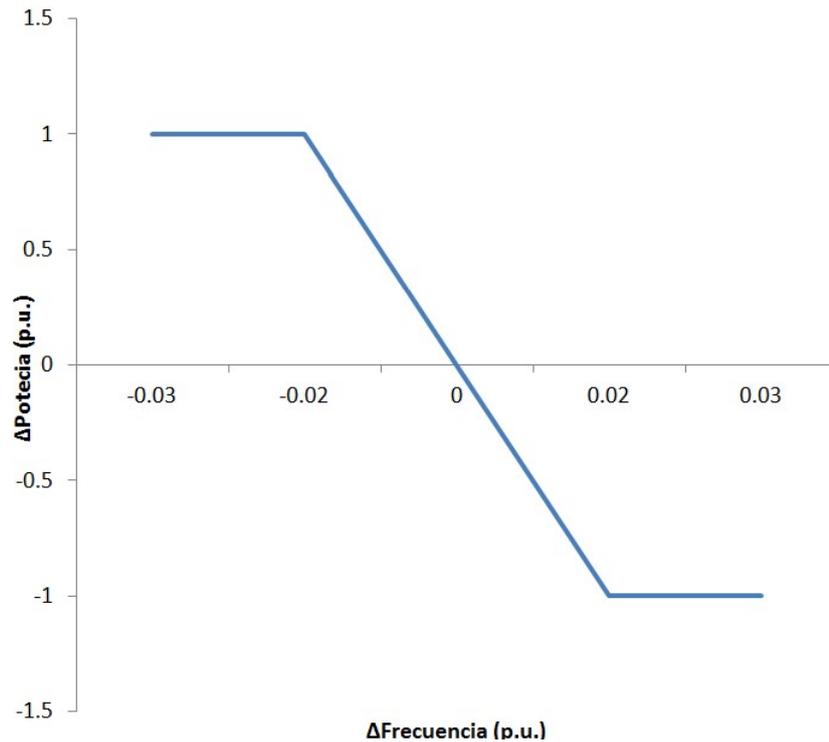


Ilustración 3.7 Característica estatismo R=0.02

Las siguientes tablas muestran los resultados de potencia activa (cedida o consumida), reactiva y factor de utilización del elemento en cuestión durante una simulación de 400 segundos después de ocurrir la falta:

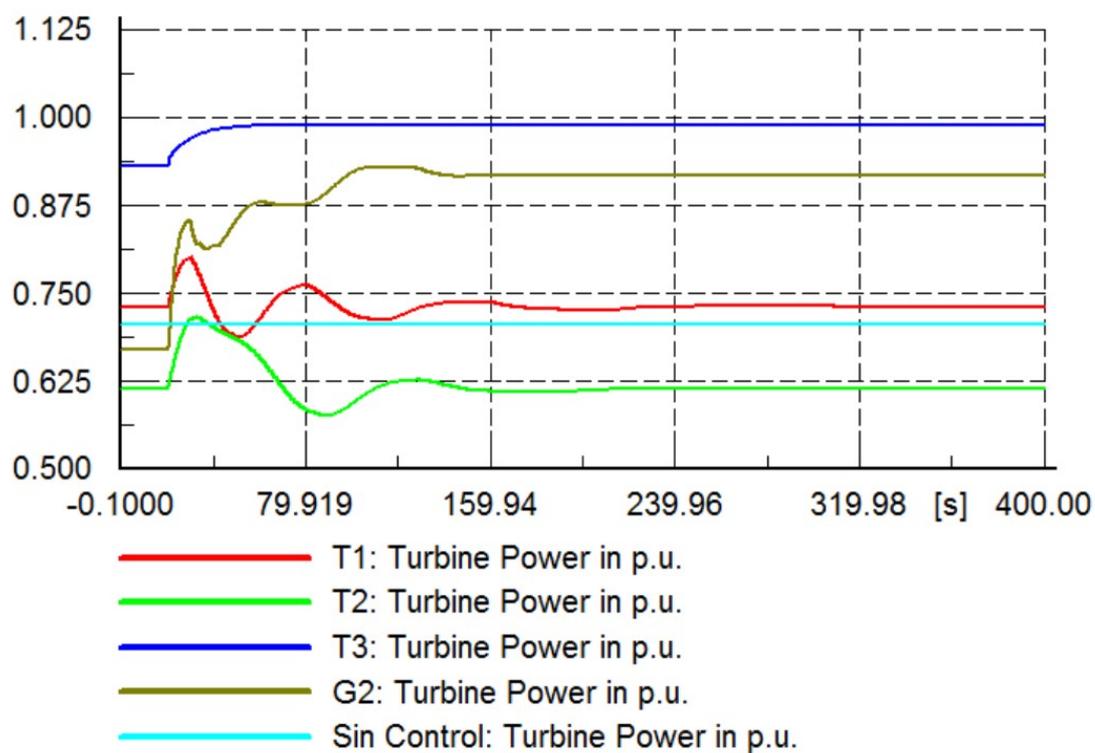
Elemento	Dispara	P(MW)	Q(MVAR)	Factor de carga
T1	no	534.9	86.6	72.83%
T2	no	300.3	118.1	61%
T3	no	875.7	171.1	98.67%
SM	si	0	0	-
G2	no	142.4	13.2	96.27%
Sin Control	no	100.6	116.1	70%
Batería	no	36.6	-	61%

Tabla 3.5 Generación de potencia para el sistema con almacenamiento y estatismo de R=0.02

Elemento	Dispara	P(MW)	Q(MVAR)
AM	no	1083.6	473.6
Carga1	no	889	-
Carga2	no	10	-
Carga3	si	0	-
Carga4	si	0	-

Tabla 3.6 Consumo de potencia para el sistema con almacenamiento y estatismo de $R=0.02$

El aporte de potencia de cada generador durante la simulación es el siguiente:

Ilustración 3.8 Aporte de potencia para el sistema con almacenamiento con $R=0.02$

La figura 3.9 muestra la variación de la frecuencia en este caso, el resultado es peor en general que en el caso anterior, pues el pico de frecuencia en régimen transitorio es 49.08 Hz y la estabilidad se alcanza en 49.39 Hz.

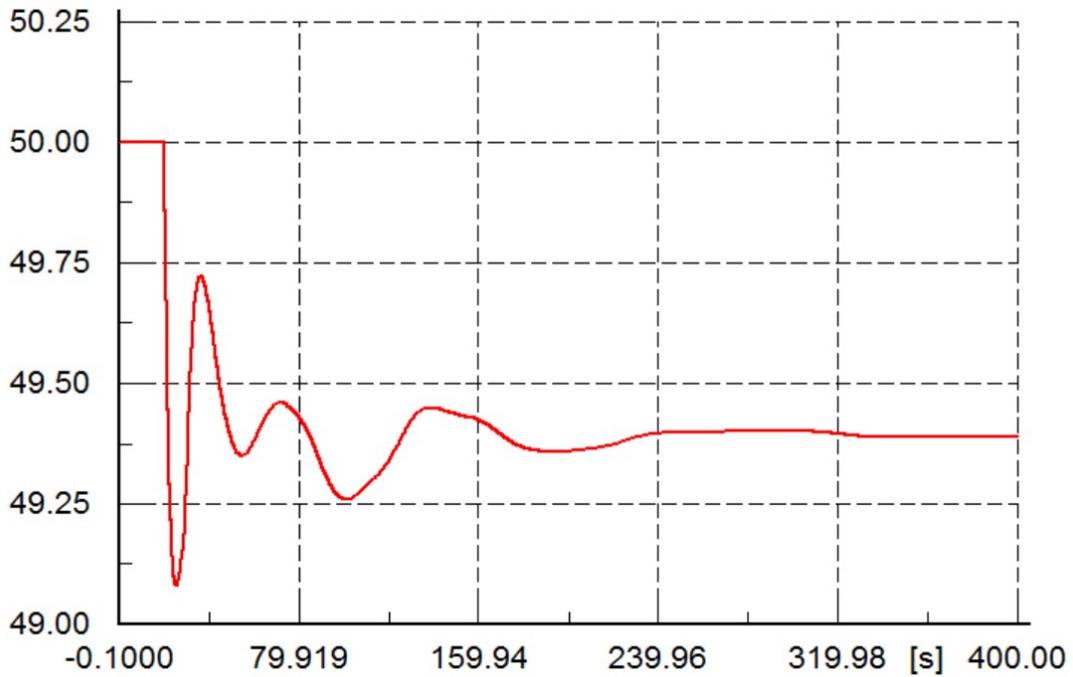


Ilustración 3.9 Evolución de la frecuencia para el sistema con almacenamiento con $R=0.02$

Tal y como se esperaba, la batería tiene un comportamiento más relajado, trabajando al 60% de su capacidad al alcanzarse la estabilidad de la frecuencia. El máximo valor que alcanza es 0.91 p.u. que corresponde a 54.7 MW. La siguiente figura muestra la variación de la potencia cedida por la batería durante los 400s.

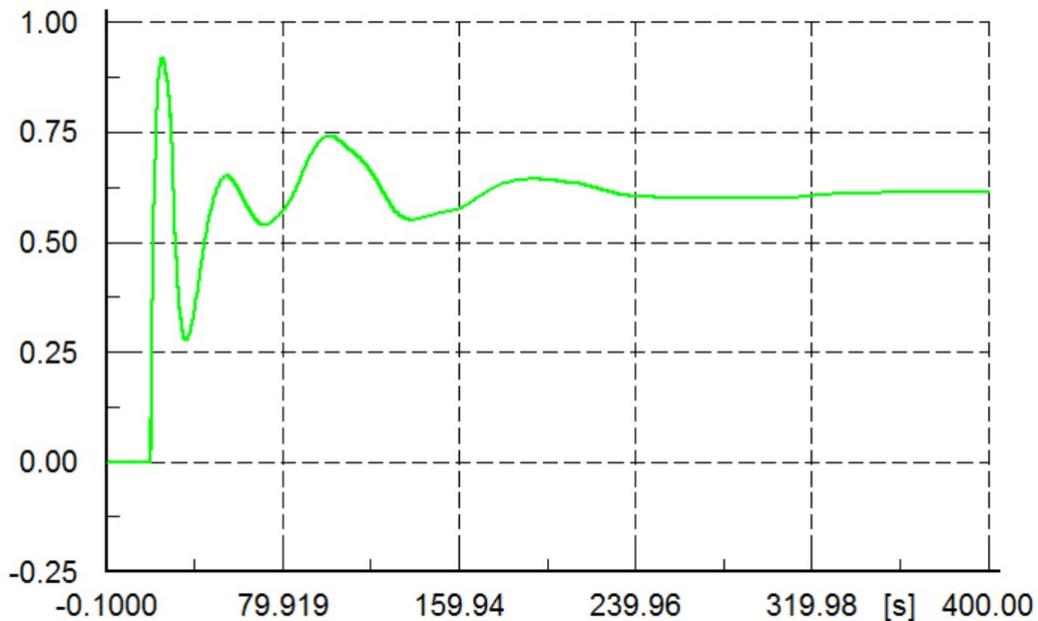


Ilustración 3.10 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.02$

3.1.4 Batería con rampa $R=0.01$, banda muerta y límites de saturación en $\Delta P=1$

Se abordará esta y la siguiente subsección, realizando acciones de control complementarias para el caso con una constante de regulación igual a 0.01, ya que como se ha mencionado, la estabilidad de la frecuencia se alcanza en un valor mejor que para el caso con el estatismo del 2%, y la caída de frecuencia es menor.

En este caso, se incluirá una banda muerta del 1% de la frecuencia. La banda muerta es un rango de frecuencia en el cual se inhibe la actuación del regulador de velocidad ya que su aporte a la calidad de la frecuencia es mínimo. Al ser el rango de la banda muerta ± 0.01 , hasta que la variación de frecuencia no sea menor que 49.5 Hz o mayor que 50.05 Hz no actuará el control de la batería.

La constante de regulación, como se ha dicho es 0.01, es decir la pendiente de la ley de control sigue siendo la misma, el límite de saturación de potencia se mantiene en $\Delta P=1$ y el incremento de la potencia de referencia en cero ($\Delta p_{ref}=0$)

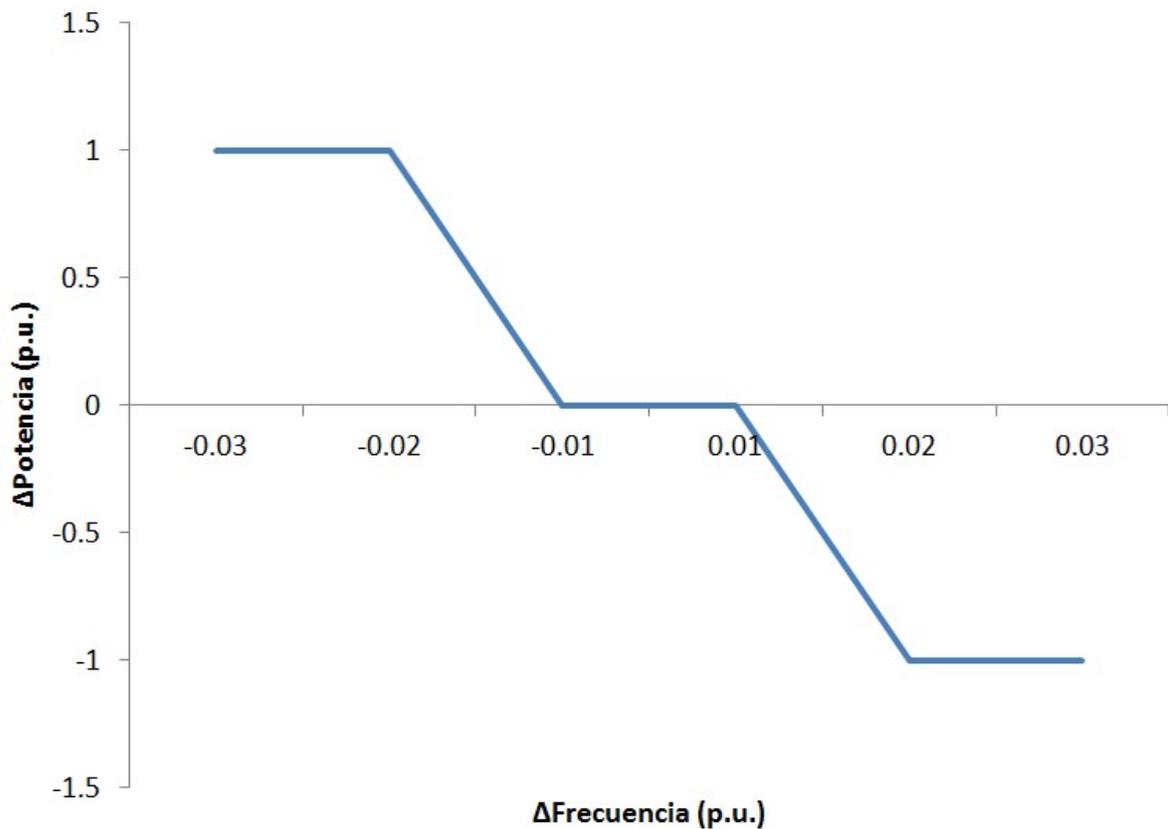


Ilustración 3.11 Característica estatismo $R=0.01$ y Banda Muerta 1%

Se muestra como en los casos anteriores las tablas 3.7 y 3.8 que resumen los valores de potencia aportada al sistema, en el caso de las unidades generadoras, o absorbida, en el caso de las cargas del sistema. Y la figura 3.12, la cual muestra la variación de las unidades generadoras de forma gráfica. Con la banda muerta el comportamiento de las unidades generadoras es muy similar. El elemento que trabaja menos es la batería (figura 3.14), esto supone peores resultados en cuanto a frecuencia respecto al caso sin banda muerta, los cuales se observan en la figura 3.13, el pico del transitorio se da a 49.05 Hz, y la estabilidad se alcanza 49.3 Hz

Elemento	Dispara	P(MW)	Q(MVAR)	Factor de carga
T1	no	536.2	86.4	73.01%
T2	no	299.6	118.2	61.35%
T3	no	875.7	171.1	98.67%
SM(3)	si	0	0	0.00%
G2	no	140.8	13.5	95.19%
Sin Control	no	100.6	115.9	70.33%
Batería	no	23.8	-	39.67%

Tabla 3.7 Generación de potencia para el sistema con almacenamiento, estadismo de $R=0.01$ y Banda Muerta 1%

Elemento	Dispara	P(MW)	Q(MVAR)	Factor de carga
AM	no	1077.8	472.2	95.80%
Carga1	no	889	-	100%
Carga2	no	10	-	100.00%
Carga3	si	0	-	0%
Carga4	si	0	-	0.00%

Tabla 3.8 Consumo de potencia para el sistema con almacenamiento, estadismo de $R=0.01$ y Banda Muerta 1%

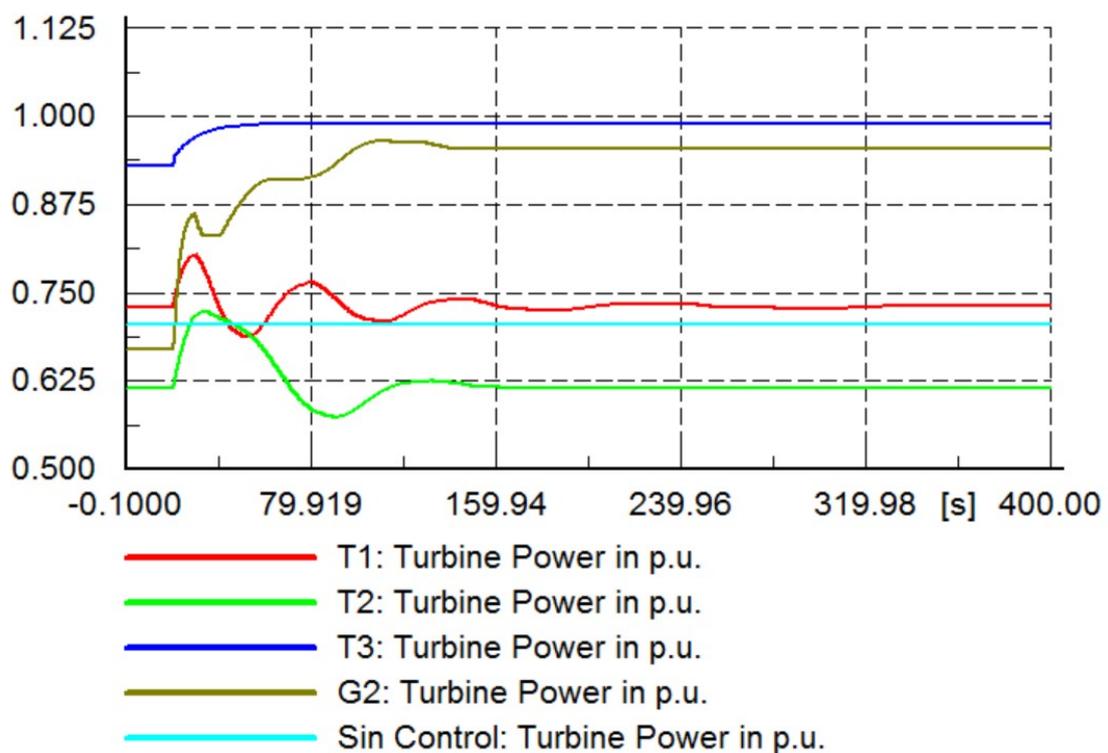


Ilustración 3.12 Aporte de potencia para el sistema con almacenamiento con $R=0.01$ y Banda Muerta 1%

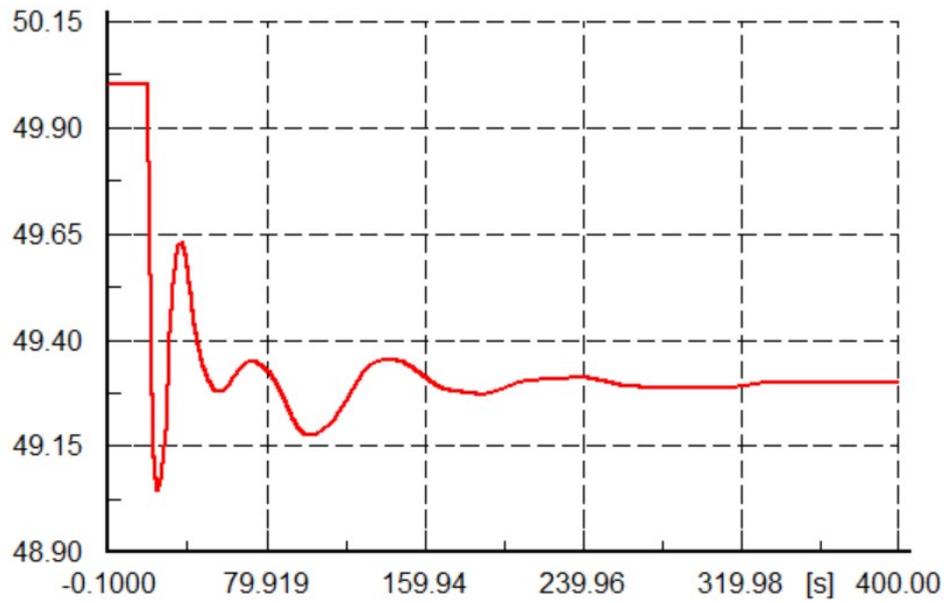


Ilustración 3.13 Evolución de la frecuencia para el sistema con almacenamiento, estadismo de $R=0.01$ y Banda Muerta 1%

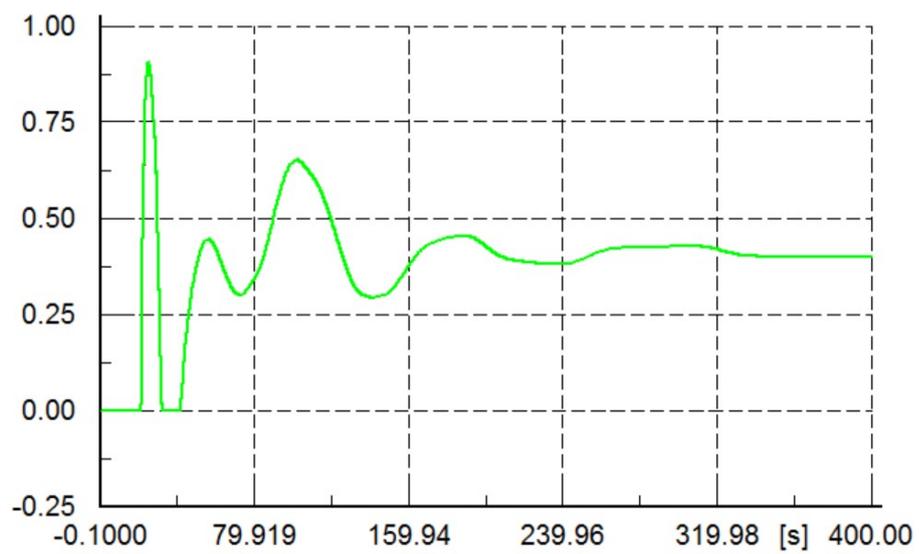


Ilustración 3.14 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$ y Banda Muerta 1%

3.1.5 Batería con rampa $R=0.01$, banda muerta y límites de saturación en $\Delta P=0.5$

En este último caso de estudio, se añade al control una variación a los límites de saturación. De esta forma se limita el funcionamiento de la batería a variaciones de potencia menores del 50%.

La pendiente de la curva de control se mantiene igual que en el caso anterior, con una constante de regulación igual a 0.01, se mantiene también los valores de la banda muerta en frecuencia al 1% y el incremento en la potencia e referencia cero.

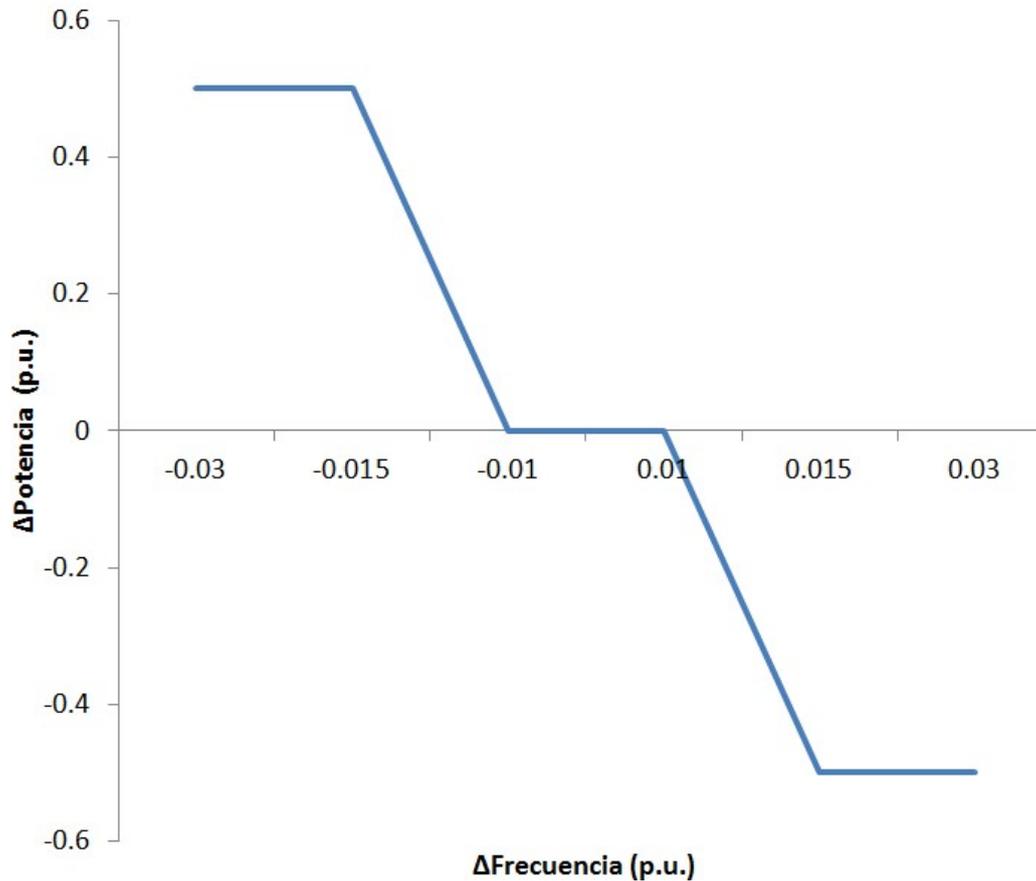


Ilustración 3.15 Característica estadístico $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5

La tabla 3.9 muestra los resultados de potencia activa y reactiva cedida y factor de utilización del elemento en cuestión durante una simulación de 400 segundos después de la falla.

Elemento	Dispara	P(MW)	Q(MVAR)	Factor de carga
T1	no	536.2	86.5	73.01%
T2	no	300.7	118.2	62%
T3	no	875.7	171.1	98.67%
SM(3)	si	0	0	0%
G2	no	141.4	13.4	95.59%
Sin Control	no	100.6	115.9	70%
Baterías	no	23.8	-	39.67%

Tabla 3.9 Resultados obtenidos de potencia cedida con almacenamiento para $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5

La tabla 3.10 muestra los resultados de potencia activa y reactiva absorbida y factor de utilización del elemento en cuestión durante una simulación de 400 segundos después de la falla.

Elemento	Dispara	P(MW)	Q(MVAR)	Factor de carga
AM	no	1078.4	472.4	95.86%
Carga1	no	889	-	100%
Carga2	no	10	-	100.00%
Carga3	si	0	-	0%
Carga4	si	0	-	0.00%

Tabla 3.10 Resultados obtenidos de potencia absorbida con almacenamiento para $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5

La siguiente gráfica muestra la producción de energía en el dominio del tiempo de los generadores del sistema, se observa que estos siguen manteniendo un comportamiento similar para todos los casos en el que se implementa el control

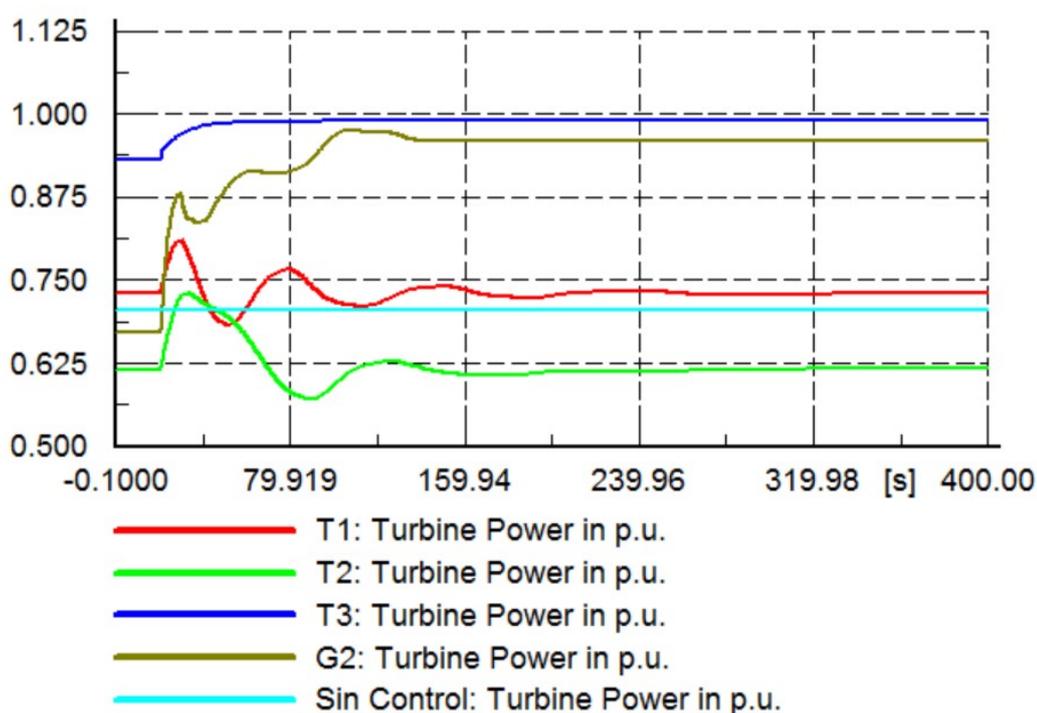


Ilustración 3.16 Aporte de potencia para el sistema con almacenamiento con $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5

La siguiente figura representa la evolución de la frecuencia, se alcanza un valor transitorio más bajo, 48.97 Hz, concluyéndose así que es el valor más desfavorable de los controles estudiados. Es lógico el valor pico que alcanza la frecuencia durante el transitorio, ya que este control limita el aporte de potencia de la batería, se deduce entonces que en este caso no se inyecta la potencia necesaria para frenar la caída de frecuencia del sistema. La estabilidad se alcanza aproximadamente en el mismo valor que en el caso anterior.

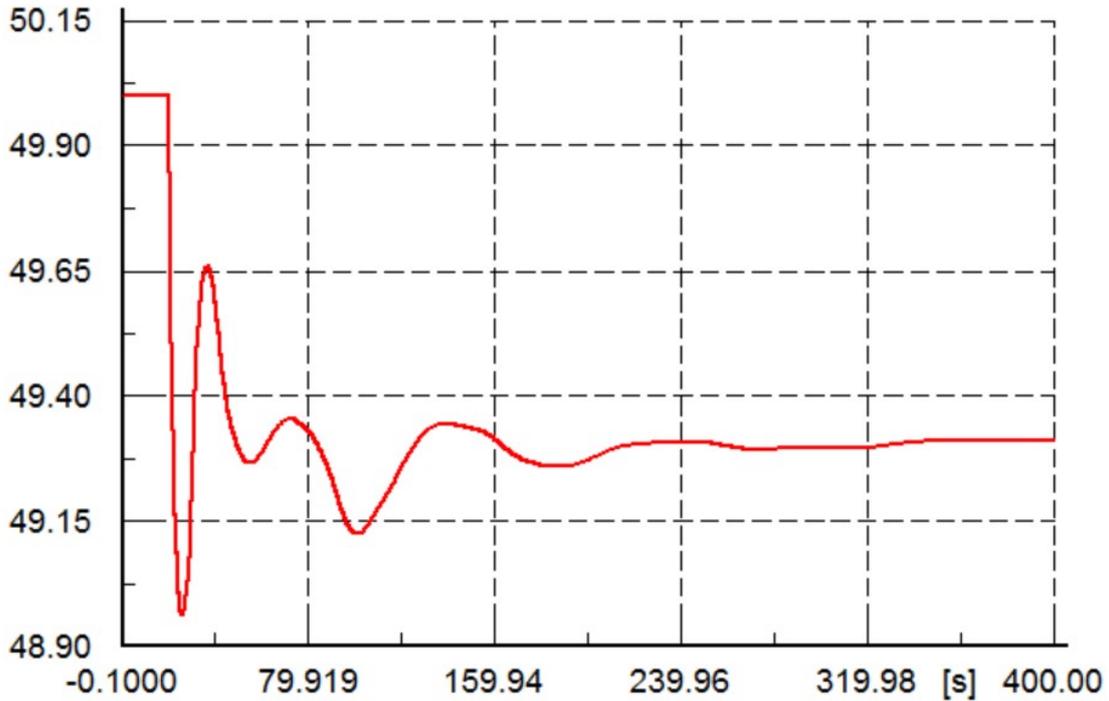


Ilustración 3.17 Evolución de la frecuencia para el sistema con almacenamiento, $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5

En la figura 3.18 se observa que el esfuerzo de la batería es mucho menor en este último caso por la limitación de la generación de la batería. Sin embargo, este límite de saturación favorece la vida útil de la batería, ya que como se comentará en la siguiente sección, cuanto menos profundos sean los ciclos de carga/descarga de la batería, más años durará.

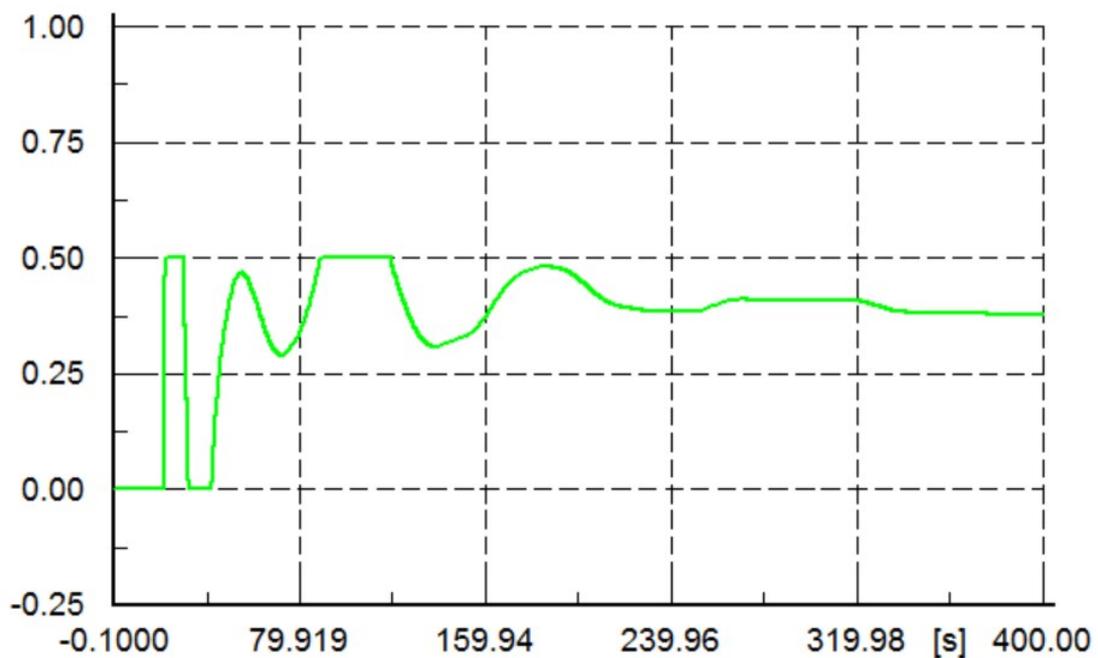


Ilustración 3.18 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5

3.2 Análisis de la vida de una batería

Un factor muy importante a tener en cuenta a la hora de seleccionar la batería, es la vida de la misma. Se define vida útil como el tiempo que la batería puede mantener sus prestaciones por encima de unos límites mínimos predeterminados. Definido también como el número de veces que la batería puede ser recargada, para recobrar su capacidad completa después de su uso. De poco sirve que se establezca la frecuencia en un valor muy cercano a la frecuencia nominal si su vida es demasiado corta.

La profundidad de los ciclos de carga y descarga de la batería limitarán la vida de esta y por tanto determinaran el coste de la batería.

La figura 3.19 muestra la curva de los ciclos de vida de una batería de Ion-Litio basada en la profundidad de cada ciclo. En este caso las pruebas han sido realizadas a 25°C. Esta curva ha sido extraída del *paper* de la IEEE “*Recommended Practice for the Characterization and Evaluation of Emerging Energy Storage Technologies in Stationary Applications*”

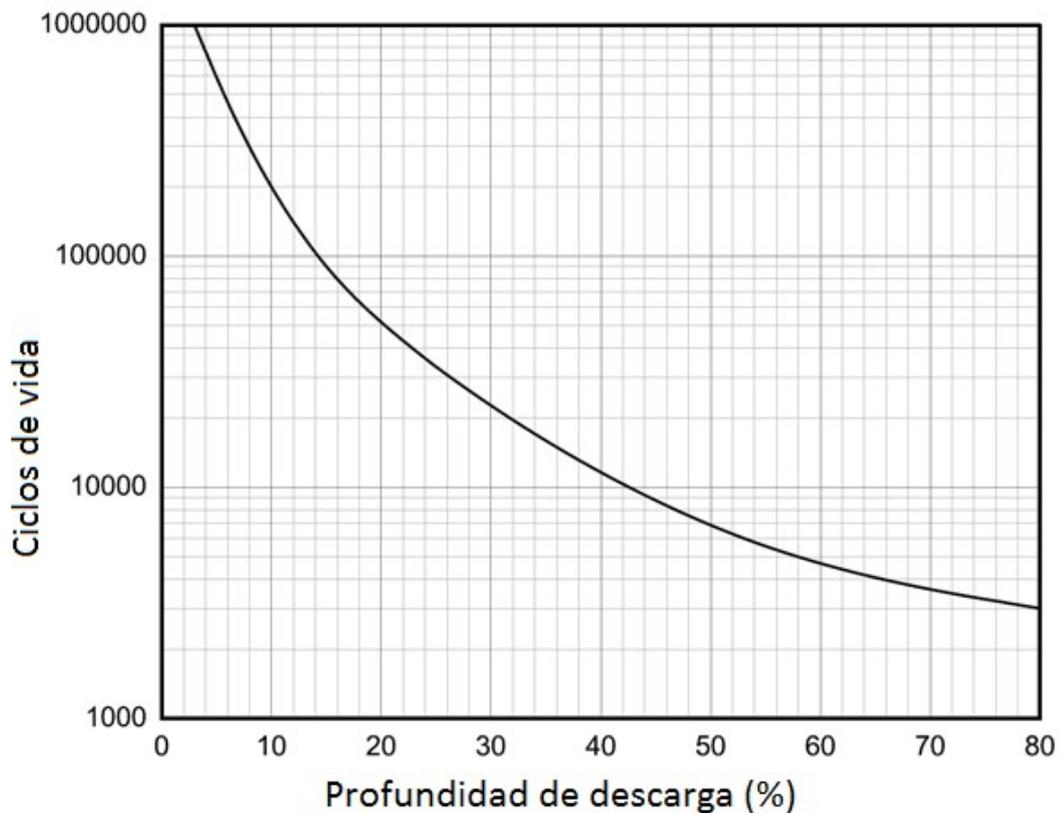


Ilustración 3.19 Ciclos de vida de una batería

Según esta gráfica, para una profundidad del 80% d descarga, la batería soportaría 3000 ciclos.

3.2.1 Metodología usada para el cálculo del envejecimiento

En la sección anterior se ha simplificado el estudio suponiendo que la señal de frecuencia es un valor fijo. Pero realmente la frecuencia está constantemente cambiando, en este apartado se va a realizar el estudio de la vida de una de las baterías del modelo (1.5 MW) simulando el comportamiento de la batería frente a un perfil de frecuencias de un día completo.

El mencionado análisis se realizará para los diferentes controles tratados en la sección anterior, de este modo podremos hacer una comparación entre ellos, y ver qué control es el más interesante. En la siguiente figura se muestran los diferentes controles utilizados.

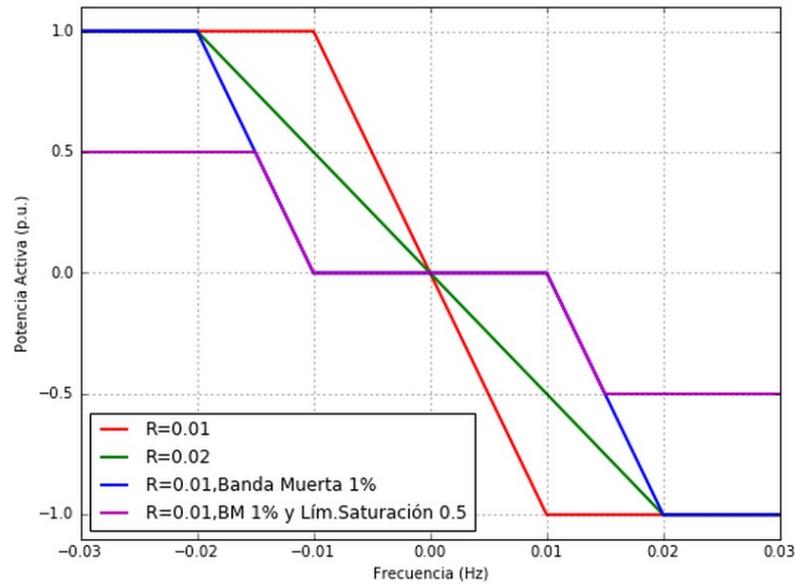


Ilustración 3.20 Comparación distintas características de estatismo.

Para cada tipo de control se analizará la repuesta al mandar el siguiente perfil de frecuencia, que simula la variación a lo largo de un día según el PJM, que es la organización regional de transmisión (RTO) que coordina el movimiento de la electricidad al por mayor en la totalidad o partes de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pensilvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia.

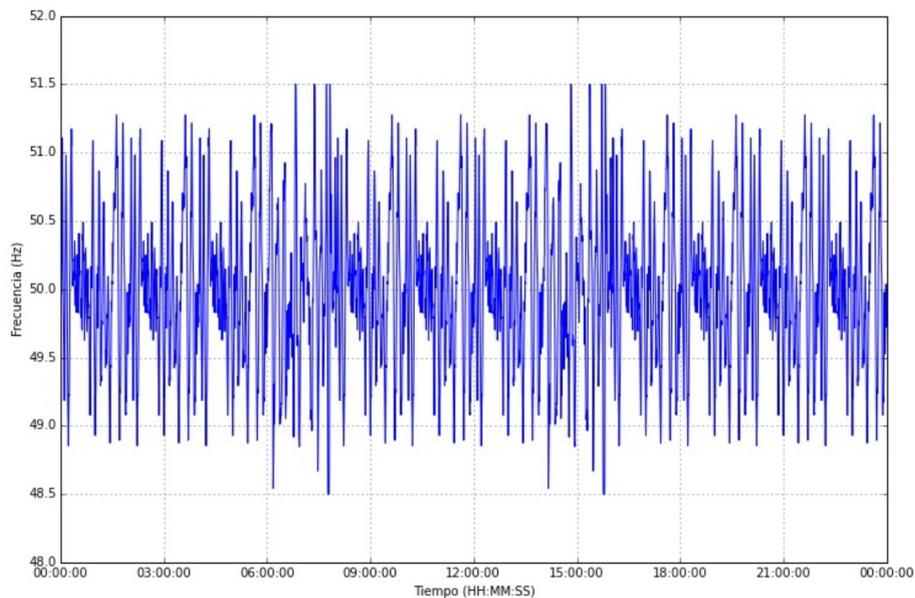


Ilustración 3.21 Perfil de frecuencia durante 24 horas.

3.2.2 Potencia cedida

Tras recibir la señal de frecuencia, se muestra en las siguientes figuras, la potencia instantánea de la batería para los distintos tipos de controles, desde el caso 1 hasta el 4:

Caso 1:

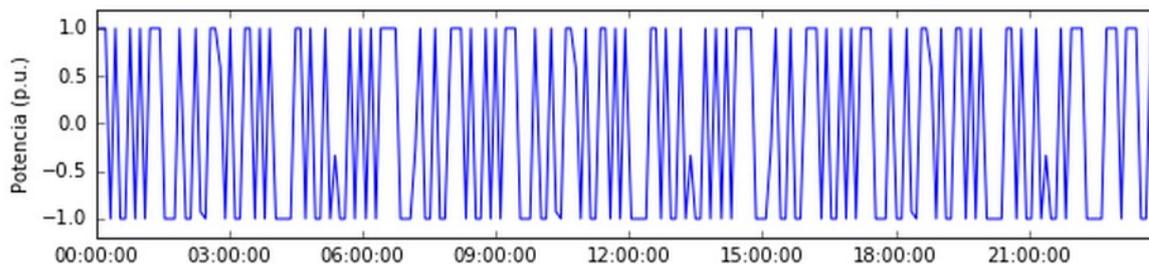


Ilustración 3.22 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$

Caso 2:

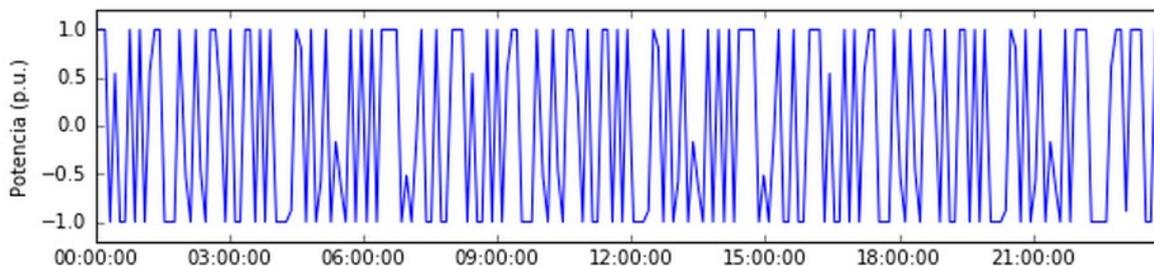


Ilustración 3.23 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.02$

Caso 3:

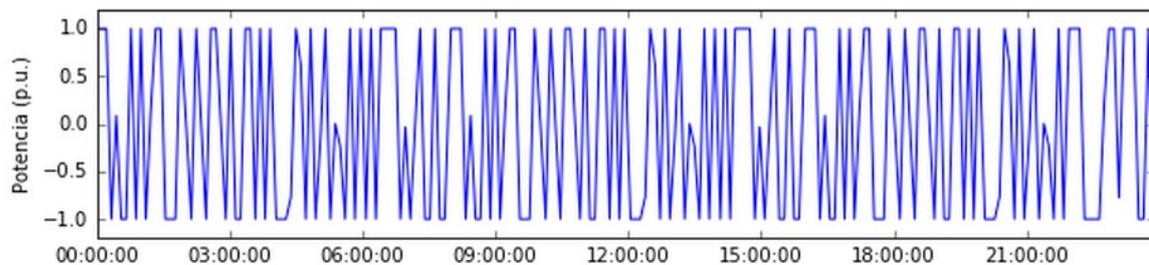


Ilustración 3.24 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$ y Banda Muerta 1%

Caso 4:

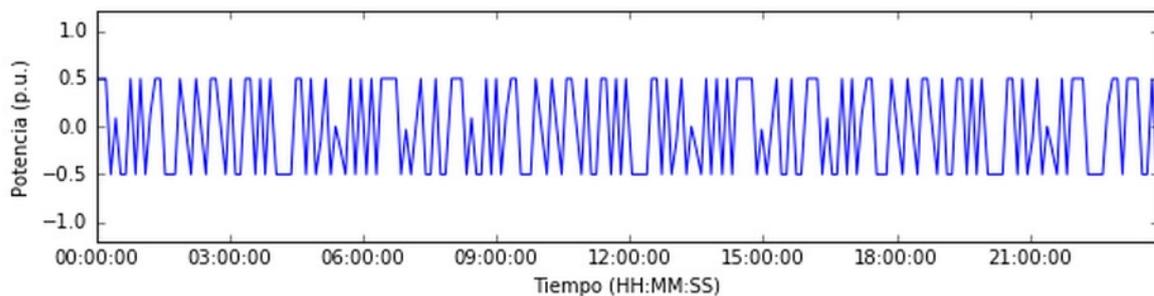


Ilustración 3.25 Potencia cedida por la batería cuando $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5

3.2.3 Energía de la batería

Reduciendo al mínimo el consumo de energía de la batería, se prolongaría el tiempo de uso de esta. Para ver la variación de la energía al recibir el perfil de frecuencias, sólo tenemos que integrar la Potencia para los distintos casos.

$$E(t) = \int_0^t P(t)dt$$

Caso 1:

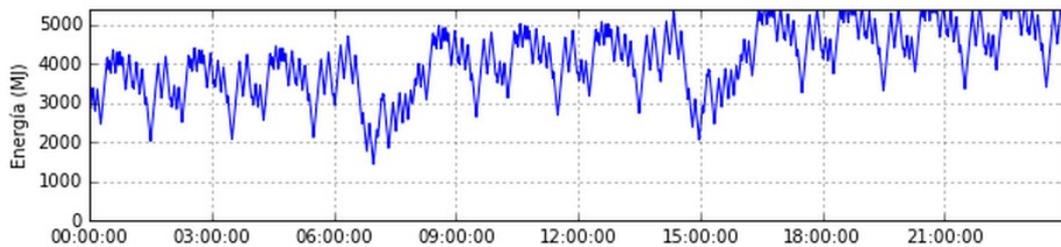


Ilustración 3.26 Energía cedida por la batería cuando R=0.01

Caso 2:

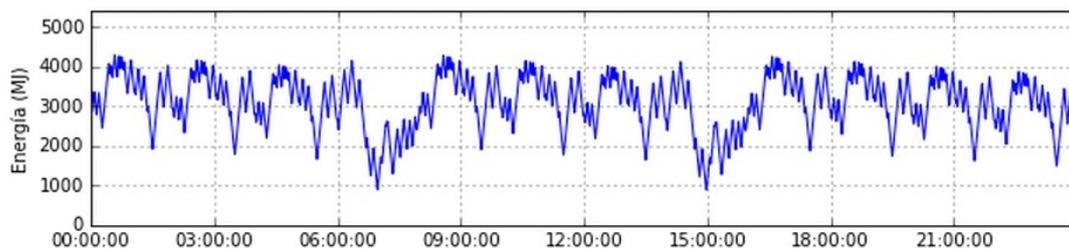


Ilustración 3.27 Energía cedida por la batería cuando R=0.02

Caso 3:

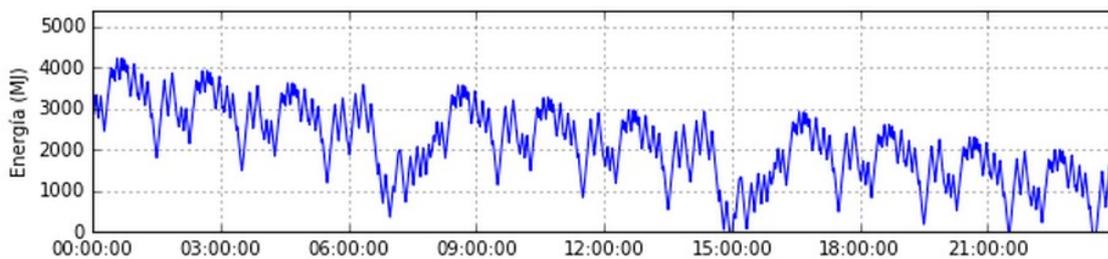


Ilustración 3.28 Energía cedida por la batería cuando R=0.01 y Banda Muerta 1%

Caso 4:

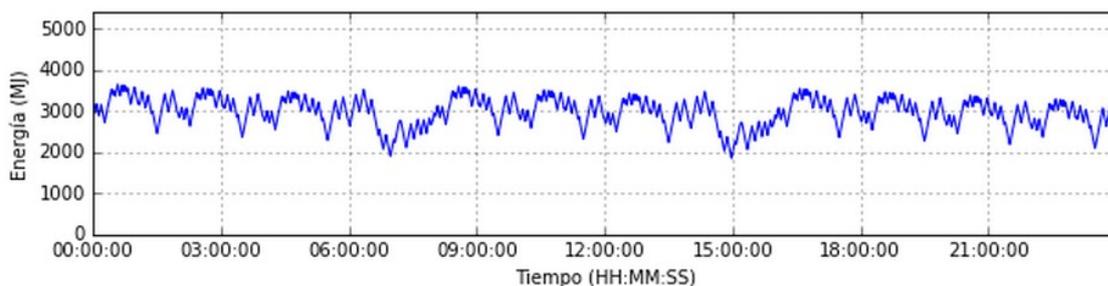


Ilustración 3.29 Energía cedida por la batería cuando R=0.01, Banda Muerta 1% y Lím. Saturación 0.5

3.2.4 Estado de carga (*State of Charge*)

El estado de carga (SOC) es el nivel de carga de la batería, expresado como un porcentaje del total de la capacidad máxima que tiene.

La indicción del SOC se usa para determinar el final de la carga y descarga, ya que el exceso de carga y descarga es la principal causa del fracaso de una batería.

El Estado de Carga es necesario no sólo para conocer el tiempo de autonomía, también analiza el estado individual de cada celda para comprobar si se cargan o descarga de manera uniforme, a fin de verificar que las células no realicen esfuerzos excesivos. El SOC es particularmente importante para las baterías de litio. Son las únicas que necesitan obligatoriamente un sistema electrónico de gestión de baterías para mantener la batería dentro de un marco de seguridad y garantizar un ciclo de vida largo.

A continuación se muestra la evolución del estado de carga para los diferentes casos estudiados:

Caso 1:

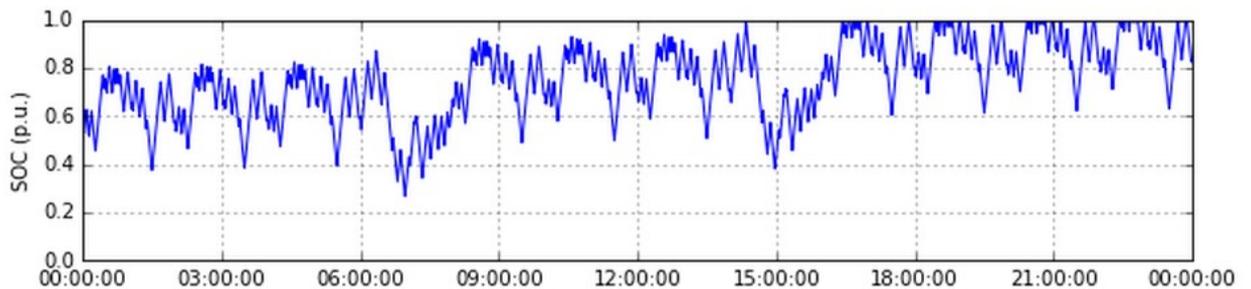


Ilustración 3.30 Estado de carga cuando $R=0.01$

Caso 2:

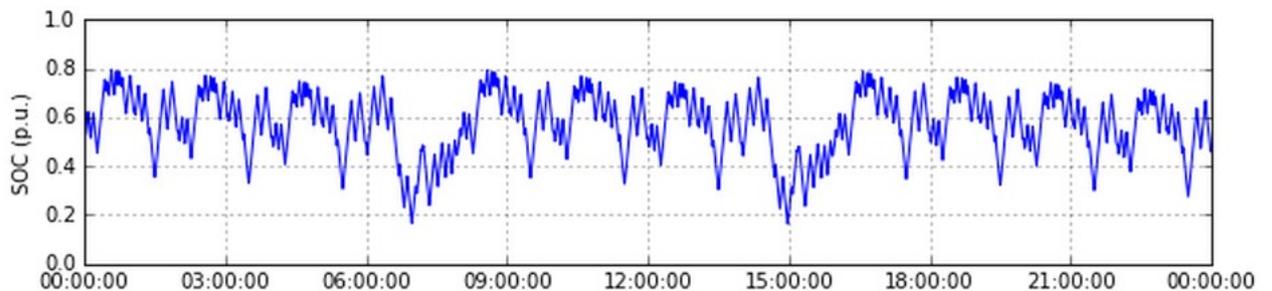


Ilustración 3.31 Estado de carga cuando $R=0.02$

Caso 3:

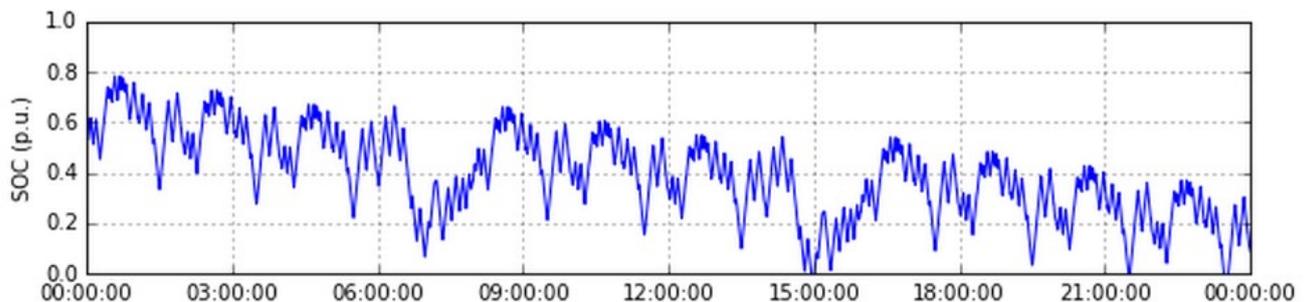


Ilustración 3.32 Estado de carga cuando $R=0.01$ y Banda Muerta 1%

Caso 4:

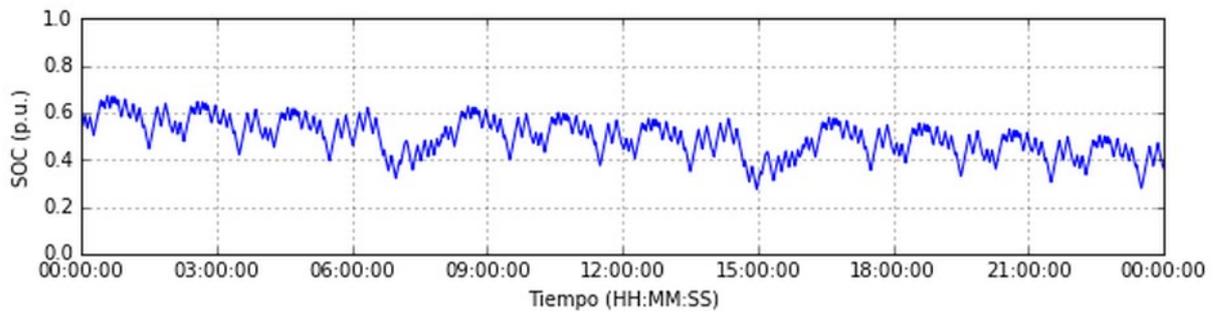


Ilustración 3.33 Estado de carga cuando $R=0.01$, BM 1% y Lím. Saturación 0.5

3.2.5 Ciclos de carga y descarga. Algoritmo de Rainflow

La profundidad de descarga (DOD, *Depth Of Discharge*) es la relación entre la capacidad en amperios-hora (Ah) entregada por una batería durante su descarga y la capacidad nominal de la misma.

Los ciclos (un ciclo es igual a una carga más una descarga) son el factor más influyente para el cálculo del envejecimiento de la batería. Al descargarse una batería de Litio, esta se oxida liberando energía eléctrica, el óxido de Litio es menos denso que el Litio, por lo cual su volumen es mayor y tiende a separar los componentes laminares de la celda. Esto puede provocar una pérdida de contacto entre las láminas haciendo que el electrolito no esté en contacto con cátodo y ánodo. Además las expansiones y contracciones físicas del elemento van produciendo micro grietas y micro-obturaciones en el cátodo y ánodo lo cual hace que paulatinamente según el paso de ciclos la batería vaya perdiendo propiedades.

Lo que se busca conseguir que las cargas y las descargas sean más suaves para que la vida de la batería sea mayor.

Mediante el uso del algoritmo "Rainflow" se realiza el siguiente histograma, que hace un recuento del número de ciclos dependiendo de la profundidad de la descarga. A grandes rasgos, este algoritmo se basa en recorrer el historial de la carga localizando los picos y contando los ciclos completos.

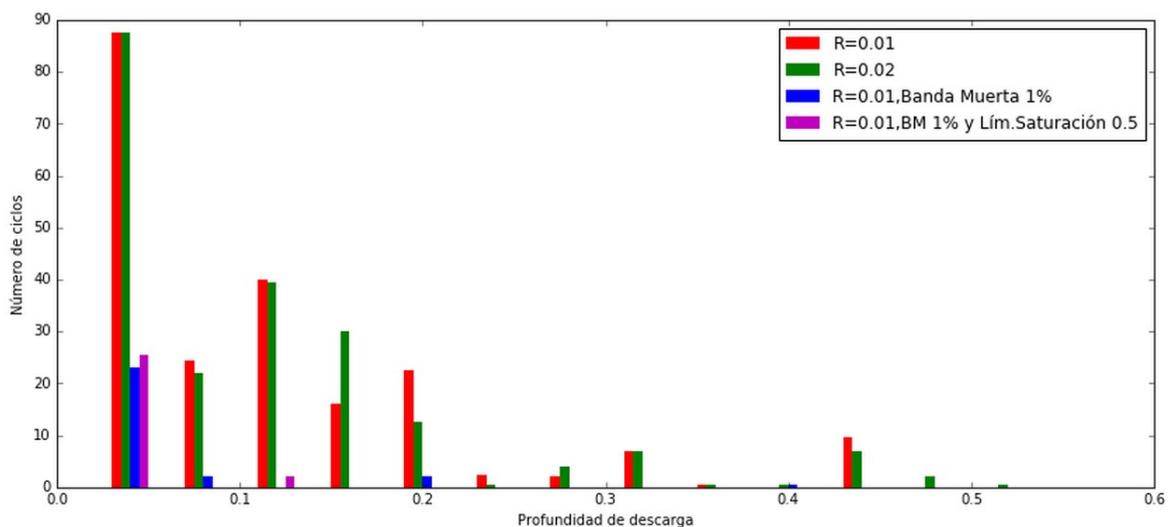


Ilustración 3.34 Histograma Profundidad descarga – Número de ciclos

3.2.6 Cálculo de la vida de la batería. Regla de Miner

Para calcular la vida de la batería se ha procedido de la siguiente forma:

1. Para cada grupo de profundidad de descarga se busca en la figura 3.20 el número de ciclos que duraría la batería. (ciclos esperados)
2. El porcentaje de vida que ha consumido la batería se calcula dividiendo el número de ciclos con esa profundidad entre los ciclos esperados para esa profundidad.

$$Vida\ consumida\ (\%) = N^{\circ}\ ciclos_i / N^{\circ}\ ciclos\ esperados_i$$

Siendo i las distintas profundidades que aparecen en el histograma.

3. La vida total se calculará como la inversa de los totales de la vida consumida.

$$Vida\ Total\ (días) = 1 / \sum_i Vida\ consumida$$

Con este procedimiento implementado en Python se obtienen los siguientes resultados:

- **Caso 1: 0.975 años**
- **Caso 2: 0.844 años**
- **Caso 3: 23.30 años**
- **Caso 4: 58.015 años**

Se observa que el último caso es el que presenta el envejecimiento más tardío, como se dijo anteriormente, esto es porque es el que presenta menor profundidad en la carga/descarga, lo cual se ha conseguido gracias a la aplicación de un límite de saturación de la potencia en ± 0.5 p.u., que limita el funcionamiento de esta.

3.3 Comparación de Resultados

En este apartado se recogerán los resultados obtenidos durante la realización de este documento de frecuencia, aportes y consumos de potencia, y vida útil de la batería para poder elegir el control que más se ajuste a las necesidades del sistema.

Se presenta en la tabla 4.1 un resumen de los datos más relevantes obtenidos en el presente trabajo, donde las simulaciones se han realizado para la misma falla, la pérdida de 240 MW con el consiguiente deslastre de 73.2 MW.

	Constante de regulación	Límites de saturación de Potencia	Banda muerta	Estabilidad del sistema tras la falla 3777-2015	Vida de la batería
Caso 1	0.01 p.u.	1 p.u.	No	49.556 Hz	0.975 años
Caso 2	0.02 p.u.	1 p.u.	No	49.387 Hz	0.844 años
Caso 3	0.01 p.u.	1 p.u.	0.01	49.301 Hz	23.30 años
Caso 4	0.01 p.u.	0.5 p.u.	0.01	49.311 Hz	58.015 años

Tabla 3.11 Comparativa para los distintos tipos de controles

Las respuestas de estabilidad de frecuencia y Potencia cedida por la batería se comparan superponiendo las respuestas en las siguientes gráficas 3.35 y 3.36 respectivamente. Siendo la gráfica roja el caso donde la constante de regulación del control vale 0.01, la verde para el caso con constante de regulación 0.02, la azul se representa el control con banda muerta y límites de saturación en 1 p.u., por último en lila, el control con banda muerta pero con límite de saturación en 0.5.

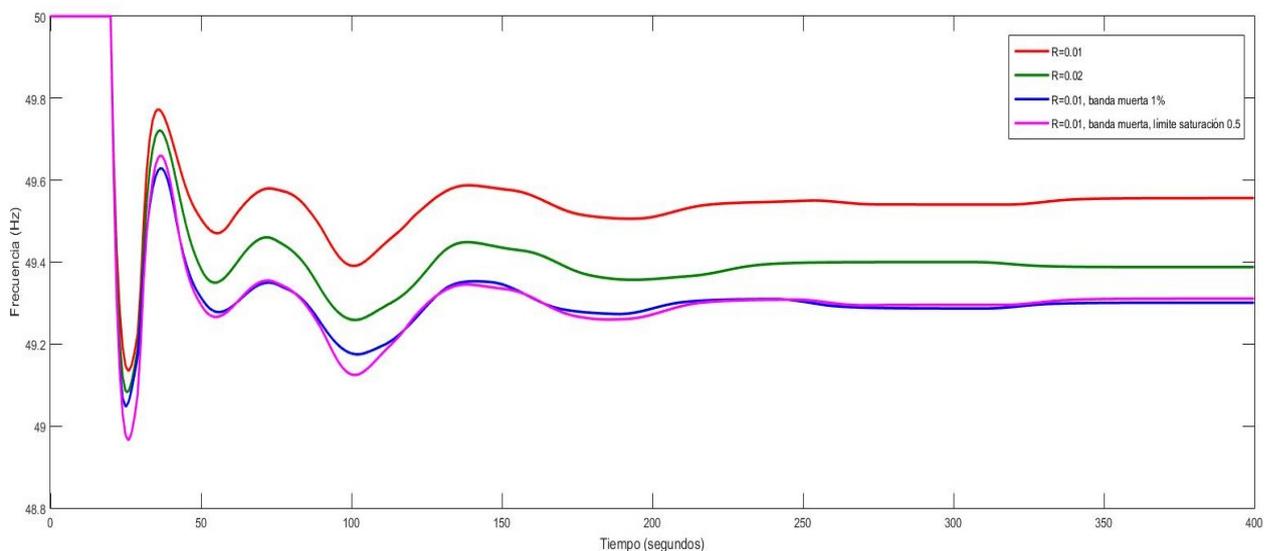


Ilustración 3.35 Superposición resultados estabilidad frecuencia

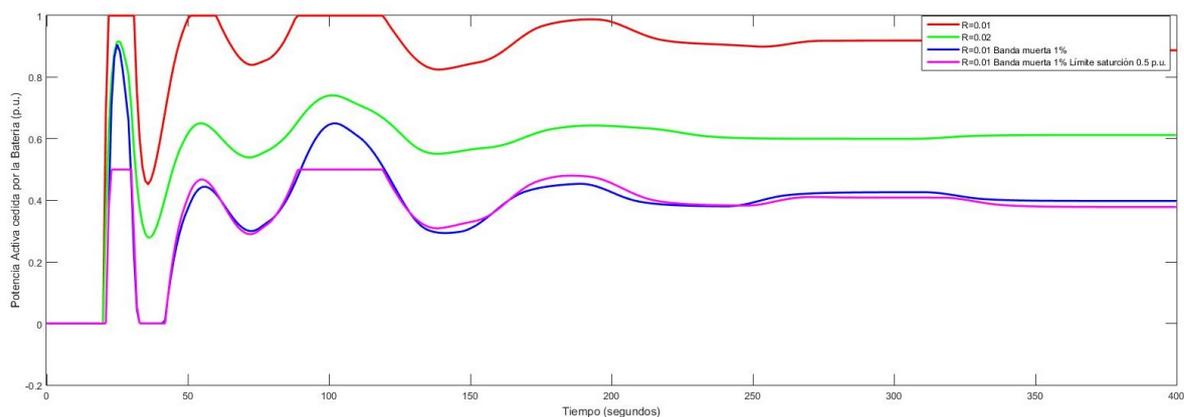


Ilustración 3.36 Superposición resultados potencia activa cedida por la batería

Se ve en la ilustración 3.35, que el mejor comportamiento lo tiene el primer control, puesto que tiene el valor más alto durante el transitorio y además la estabilidad se alcanza en un valor más cercano al nominal, sin embargo la batería iría demasiado forzada, como puede observarse en la figura 3.36 y su vida sería menos de un año, un periodo demasiado corto para una batería de estas características, por este motivo tampoco sería buena idea implementar un control con una constante de regulación de 0.02, pues la vida de esta batería sería incluso menor.

La peor respuesta en términos de frecuencia, la da el último control, los límites de saturación de potencia a 0.5 imposibilitan la actuación de la batería para evitar la caída de frecuencia inicial, sin embargo al incluir un límite de saturación menor a la unidad se observa que mejora mucho la vida de la batería, ya que se evitan descargas más profundas. La respuesta respecto a estabilidad de frecuencia en el tercer y cuarto caso no es muy significativa, sí siendo significativa la caída inicial de frecuencia que es menor para el caso donde el límite de saturación vale 1 p.u., la vida de la batería, en este caso son 23 años, siendo por tanto el caso más favorable de todos. Se concluye que la mejor opción de las estudiadas es aquella que **incluye banda muerta en frecuencia del 1% y unos límites de saturación de potencia de 1 p.u.**

4 CONCLUSIÓN

El que quiere algo conseguirá un medio, el que no, una excusa.

- Stephen Dolley -

Legado a este punto, se está en disposición de resumir y depurar lo obtenido durante la realización de este documento.

Tras los resultados obtenidos en las diferentes simulaciones se concluye que la batería contribuye a la mejora del sistema para cualquiera de los controles implementados durante este proyecto. Frenando la caída de frecuencia durante el transitorio y alcanzándose la estabilidad en valores más cercanos al nominal que en el caso descrito en el informe de falla. Al tener en todos los casos una respuesta del control altamente satisfactoria, se puede decir que la característica del estatismo permite contribuir a una respuesta más estable de frecuencia en el sistema Norte de Chile.

Tal y como se concluyó en el capítulo anterior, la mejor opción de los casos estudiados es la tercera, que corresponde a un control con constante de regulación igual a 0.01, banda muerta de 1% y límite de saturación de potencia en 1 p.u., en este caso se obtiene una vida útil de 23 años, el valor más bajo de frecuencia es 49.05 Hz y la estabilidad se alcanza a 49.3 Hz.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Kundur. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, Inc, New York, USA, 1993
- [2] Barrero, Fermín. Sistemas de Energía Eléctrica. Thomson
- [3] J.Ducan Glover, Mulukutla S. Sarma. Sistemas de potencia: análisis y diseño. Ciencias Ingenierías
- [4] <http://web.ing.puc.cl/power/alumno12/efectorsernc/Html/index.htm> Marzo 2016
- [5] http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_sing.sp_pagina?p_id=1 Marzo 2016
- [6] Creus Sole, Antonio. Energía termosolar. Editorial Técnica Cano Pina
- [7] NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS MEDIANOS. Gobierno Chile, Comisión nacional de Energía. Enero 2006, Santiago de Chile
- [8] www.saftbatteries.com
- [9] <http://es.sandc.com/products/energy-storage/default.asp>
- [10] IEEE Recommended Practice for the Characterization and Evaluation of Emerging Energy Storage Technologies in Stationary Applications.
- [11] <http://www.mpoweruk.com/soc.htm> , “Stat of Charge (SOC) Determination”, Abril 2016
- [12] <http://www.cdec-sic.cl/> , Esquema de Regulación Distribuida de frecuencia en el SIC 2009
- [13] Pablo Ledema. Regulación de frecuencia y potencia. Universidad Carlos III de Madrid, Septiembre 2008
- [14] J.M. Mauricio. Tesis Doctoral. Control de Convertidores en Fuente de Tensión y Sistemas de Potencia con Generación Renovable. Sevilla, Febrero de 2009.
- [15] Iván Nieto Campaña, Proyecto Fin de Carrera. Modelado, Control y Simulación de la interconexión HVDC entre el Norte y el Centro de Chile, Noviembre 2015.
- [16] A New Thermal Governor Modeling, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 18, NO. 2, MAY 2003
- [17] http://web.mit.edu/evt/summary_battery_specifications.pdf “A Guide to Understanding Battery Specificationsen” Abril 2016.
- [18] Nuria Galindo Martín, Proyecto Fin de Carrera: Impacto de la incorporación del vehículo eléctrico en la integración de energías renovables en el sistema eléctrico. Leganés, Mayo 2010
- [19] https://www.teslamotors.com/en_GB/powerwall?redirect=noa, Mayo 2016

