



Disertación

Maestría en Ingeniería Electrotécnica – rama de Energía y
Automatización

***Control de huecos de tensión mediante la incursión
de un sistema de inyección de energía basado en
volante de inercia en un sistema de distribución de
energía eléctrica***

CARLOS MAURICIO ORELLANA UGUÑA

Leiria, Octubre de Año 2017



Disertación

Maestría en Ingeniería Electrotécnica – rama de Energía y
Automatización

***Control de huecos de tensión mediante la incursión
de un sistema de inyección de energía basado en
volante de inercia en un sistema de distribución de
energía eléctrica***

CARLOS MAURICIO ORELLANA UGUÑA

Disertación de Maestría realizado bajo la orientación del Doctor Filipe Tadeu Soares Oliveira y del Doctor Nuno José de Abreu e Sousa Cabete Gil, Profesores de la Escuela Superior de Tecnología y Gestión del Instituto Politécnico de Leiria-Portugal y la co-orientación del Doctor Luis Gerardo González Morales, Profesor del Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad de Cuenca-Ecuador

Leiria, Octubre de Año 2017

Dedicatoria

La presente tesis dedico primeramente a Dios y a la Virgen por darme las fuerzas necesarias en los momentos difíciles que a transcurrido en mi vida, a mi madrecita Gloria por darme el apoyo incondicional, por los consejos que me a brindado y ser un pilar fundamental en mi vida porque sin ella no hubiera cumplido esta meta importante, a mi hermana Jesica la cual me apoyo en los momentos más difícil y sobre todo por no dejar de confiar en mí, a mi padre José que me supo brindar su confianza, a mis hermanos José, Tania y Alberto y a mi esposa Gabriela que me supo apoyar desde el inicio de los estudios y por brindarme un regalo tan especial que es mi hijo Sebastián.

Agradecimientos

Agradezco a la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación (SENESCYT) de la República del Ecuador por la beca financiada de cuarto nivel, a mis tutores de maestría y al Ing. Marco Toledo por brindarme su apoyo incondicional.

Resumen

La presente tesis abarca el diseño de un sistema de control de huecos de tensión mediante sistemas de inyección de energía basado en el almacenamiento en volantes de inercia y supercondensadores, para esto se realiza un estudio comparativo de estos sistemas, tomando en consideración que uno de los tantos fenómenos que producen los huecos de tensión, son producto del arranque de máquinas eléctricas con tiempos en el orden de segundos, donde estos están conectados a una red de distribución que está conformada por conductores con características eléctricas conocidas. El estudio se basa en una comprobación mediante herramientas computacionales, de igual manera se estudia los dispositivos de potencia que se utiliza para conformar el puente trifásico bidireccional tomando en cuenta el rendimiento en términos de tensión, corriente y frecuencia de trabajo.

El sistema de inyección de energía en estudio se basó en las regulaciones CONELEC 004/01 (aplicado en el Ecuador) y NP EN 50160-2010 (norma Portuguesa) para determinar la formación de huecos de tensión y así poder inyectar energía hacia la red de distribución.

En la presente tesis se muestra el procedimiento aplicado para encontrar las relaciones existen entre las variables de salida con respecto a las variables de entrada conocido como función de transferencia, tomando en cuenta las características dinámicas de las máquinas síncronas de imanes permanentes y las características eléctricas de la red de distribución con el fin de sintonizar los lazos de control de corriente, tensión y velocidad con la mejor respuesta dinámica posible tanto del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia como el banco de supercondensadores, de igual forma se muestra el procedimiento de diseño de un sistema de sincronización de fase para poder tener un control de energía activa o reactiva conocido como PLL (Phase Locked Loop), también se detallan pautas que deben ser consideradas al momento del diseño y sintonización del sistema de control.

Palabras-clave: Volante de inercia, Convertidores de potencia (AC/DC, DC/AC), Supercondensadores, Huecos de tensión.

Abstract

The present thesis covers the design of a system of control of voltage sags through of systems of energy injection based on the storage in flywheels and supercapacitors, for this is realized a comparative study of these systems, taking into account that one of the many phenomena that produce the voltage sags, are the product of the start of electric machines with times in the order of seconds, where these are connected to a distribution network which are formed by conductors with known electrical characteristics. The study is based on a verification using computational tools, also it is studied the power devices used to form the three-phase bidirectional bridge taking into account the performance in terms of voltage, current and working frequency

The energy injection system under study was based on the regulations CONELEC 004/01 (applied in Ecuador) and NP EN 50160-2010 (Portuguese standard) to determine the formation of voltage sags and thus be able to inject energy into the distribution network.

This thesis shows the procedure applied to find the relationships between the output variables with respect to the input variables known as transfer function, taking into consideration the dynamic characteristics of the permanent magnet synchronous machines and the electrical characteristics of the distribution network, to tune the loops of control of current, voltage and speed with the best possible dynamic response of both power injection system based in flywheels and supercapacitor bank, is also indicated the design procedure of a phase synchronization system to be able to have an active or reactive energy control known as PLL (Phase Locked Loop), also are guidelines detailed that should be considered when designing and tuning the control system.

Keywords: Flywheels, Power converters (AC/DC, DC/AC), Supercapacitors, Voltage sags.

Lista de figuras

Figura 1.1, Algunas topologías usadas para mejorar la calidad de energía	1
Figura 1.2, Sistema de inyección de energía basado en volante de inercia conectado a la red eléctrica	4
Figura 1.3, Supercondensadores conectados a la red eléctrica	5
Figura 2.1, Primer criterio para la determinación del hueco de tensión	12
Figura 2.2, Segundo criterio para la determinación del hueco de tensión	12
Figura 2.3, Interrupción momentánea	14
Figura 2.4, Sag producido por una falla línea-tierra	14
Figura 2.5, Sag producido por el arranque de motores	15
Figura 2.6, Swell producido por una falla fase a tierra	15
Figura 2.7, Indicadores de calidad del servicio eléctrico en el Ecuador	22
Figura 2.8, Cobertura del servicio eléctrico en el Ecuador	23
Figura 2.9, Evolución del nivel de pérdidas técnicas (%) en el Ecuador	23
Figura 2.10, Evolución del nivel de pérdidas no técnicas (%) en el Ecuador	24
Figura 3.1, Estructura de un sistema de inyección de energía	27
Figura 3.2, Componentes de un volante de inercia	30
Figura 3.3, Estructura del sistema de almacenamiento por aire comprimido	35
Figura 3.4, Estructura del sistema de almacenamiento por bombeo	36
Figura 4.1, Estructura de la red de distribución	40
Figura 4.2, Ruta del alimentador 1424	44
Figura 4.3, Carga elegida para modelar el segmento del alimentador 1424	45
Figura 4.4, Sección de los conductores para el alimentador 1424	46
Figura 4.5, Representación de una línea corta	47
Figura 4.6, Modelo completo de la red de distribución	49
Figura 4.7, Nivel de tensión al momento del ingreso de los motores en la fase "A"	50
Figura 4.8, Comportamiento de la corriente en el PCC ante la conexión del motor 1 y 2 (fase "A")	51
Figura 4.9, Conexión del sistema de inyección de energía en la red de distribución	51
Figura 4.10, Configuración de la red de distribución para medir corrientes rms, tensiones rms y el factor de potencia	52
Figura 4.11, Corriente, tensión de la fase "A" y factor de potencia	53
Figura 5.1, Estructura del sistema estabilizador de energía basado en volante de inercia interconectado a la red de distribución	55
Figura 5.2, Característica de tensión vs corriente del IGBT	62

Figura 5.3, Característica de temperatura vs corriente del IGBT	62
Figura 5.4, Señal de modulación y portadora	63
Figura 5.5, Modulación lineal y sobre modulación	64
Figura 6.1, Modelo de control para el nivel de tensión de la red de distribución y del $V_{DC-link}$	68
Figura 6.2, Flujograma para la activación de los lazos de control de la tensión de la red de distribución y del $V_{DC-link}$	69
Figura 6.3, Convertidor de potencia bidireccional trifásico	70
Figura 6.4, Circuito equivalente del rectificador	71
Figura 6.5, Diagrama de bloque del rectificador trifásico bidireccional en el eje síncrono	73
Figura 6.6, Modelo para la función de transferencia, que relaciona la tensión en el punto de conexión común (PCC) con la inyección de corriente en fase	75
Figura 6.7, Nivel de tensión de la fase "A" antes y después de inyectar energía desde la fuente auxiliar	76
Figura 6.8, Nivel de corriente de la fase "A" antes y después de inyectar energía desde la fuente auxiliar	76
Figura 6.9, Cálculo de la constante de tiempo	77
Figura 6.10, Esquema de transferencia de energía al bus $V_{DC-link}$	78
Figura 6.11, Lazo de control de la corriente para el eje d	79
Figura 6.12, Lazo de control de la corriente para el eje q	79
Figura 6.13, Modelado de los lazos de corriente y tensión	80
Figura 6.14, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de corriente	82
Figura 6.15, Modelo del lazo de control de corriente para el eje d (color rojo) y q (color azul)	82
Figura 6.16, Funcionamiento del lazo de corriente	83
Figura 6.17, Modelo del capacitor de $6000 \mu F$	84
Figura 6.18, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo abierto de tensión ($V_{DC-link}$)	84
Figura 6.19, Modelo del lazo de tensión del $V_{DC-link}$	85
Figura 6.20, Funcionamiento del lazo de tensión del $V_{DC-link}$	85
Figura 6.21, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de tensión de la red de distribución	86
Figura 6.22, Modelo del lazo de tensión de la red de distribución	86
Figura 6.23, Funcionamiento del lazo de tensión de la red de distribución	87
Figura 6.24, (a) PMSM con imanes superficiales, (b) PMSM con imanes en el interior del rotor	88
Figura 6.25, Circuito de equivalente del PMSM a) modo motor, b) modo generador	94

Figura 6.26, Modelo del motor de corriente continua (DC) con excitación separado	95
Figura 6.27, Control de velocidad del PMSM y control de la tensión del VDC-link	97
Figura 6.28, Flujograma para la activación de los lazos de control de la tensión del $V_{DC-link}$ y la velocidad de la máquina síncrona	98
Figura 6.29, Lazo de control de la tensión del VDC-link y velocidad del PMSM	99
Figura 6.30, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de corriente del PMSM	101
Figura 6.31, Modelo del lazo de control de corriente para el eje d (color rojo) y q (color azul)	102
Figura 6.32, Funcionamiento del lazo de corriente del PMSM	102
Figura 6.33, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de control de velocidad del PMSM	103
Figura 6.34, Modelo del lazo de control de velocidad del PMSM	104
Figura 6.35, Respuesta ante escalon en el lazo de control de velocidad del PMSM	104
Figura 6.36, Diagrama de bloque de un SRF-PLL	105
Figura 6.37, Diagrama de bloque de un SRF-PLL normalizado	105
Figura 6.38, Diagrama de bloques para la sintonización del PI	105
Figura 6.39, Respuesta en frecuencia de la ganancia del SRF-PLL	106
Figura 6.40, Diagrama de bloques del SRF-PLL	106
Figura 6.41, Cálculo de la magnitud del ángulo a partir del SRF-PLL para una entrada de 170 V	107
Figura 6.42, Cálculo de la magnitud del ángulo a partir del SRF- PLL con la señal de entrada normalizada	107
Figura 7.1, Sistema de inyección de energía basado en volante de inercia para el control de huecos de tensión	109
Figura 7.2, Flujograma para la activación de los lazos de control del sistema de inyección basado en volante de inercia	110
Figura 7. 3, modelo de simulación del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia conectado a la red de distribución para el control de huecos de tensión	112
Figura 7.4, Señal de referencia de la tensión en el eje de cuadratura: a) con filtro, b) sin filtro	112
Figura 7.5, Comportamiento de tensión en PCC al momento del arranque de los motores en la red de distribución sin el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia	113
Figura 7.6, Comportamiento de corriente en la fase "A" en PCC al momento del arranque de las máquinas eléctricas en la red de distribución sin el sistema de inyección de energía basado en volantes de inercia	114

Figura 7.7, Nivel de tensión con la incursión del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia ante la presencia de huecos de tensión	114
Figura 7.8, Nivel de tensión del $V_{DC-link}$ y velocidad de la máquina síncrona	115
Figura 7.9, Corriente de referencia del sistema de inyección de energía basado en volantes de inercia	116
Figura 7.10, Corriente de referencia para la máquina síncrona	116
Figura 7.11, Corriente que consume el sistema basado en volante de inercia en modo stand-by	117
Figura 7.12, Corriente que consume la máquina síncrona como motor en modo stand-by	117
Figura 7.13, Corriente inyectada desde el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia hacia la red de distribución	117
Figura 7.14, Potencia en modo carga, stand-by y descarga del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia	118
Figura 7.15, Tiempo de demora para que el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia ingrese en modo stand-by después de una descarga para el control de un hueco de tensión	118
Figura 7.16, Nivel de THD en la corriente de la carga	119
Figura 7.17, Nivel de THD en la tensión de la carga	119
Figura 7.18, Nivel de THD en la corriente del sistema de inyección de energía	120
Figura 7.19, Nivel de THD en la tensión de la red de distribución	120
Figura 7.20, Nivel de THD en la corriente que circula en el lado de alta tensión del transformador	120
Figura 7.21, Nivel de THD en la corriente que circula en el lado de baja tensión del transformador	121
Figura 8.1, Control de huecos de tensión mediante supercondensadores	123
Figura 8.2, Flujograma para la activación de los lazos de control del banco de supercondensadores	124
Figura 8.3, Modelo para el cálculo de la integral de la corriente	125
Figura 8.4, Integral de la corriente de la fuente de tensión DC al momento del arranque del motor	126
Figura 8.5, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de tensión de la red de distribución	127
Figura 8.6, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de tensión del banco de supercondensadores	128
Figura 8.7, Modelo del banco de supercondensadores conectados a la red de distribución	129

Figura 8.8, Nivel de tensión con la incursión del sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores para el control de huecos de tensión	130
Figura 8.9, Nivel de tensión del banco de supercondensadores	130
Figura 8.10, Corriente de referencia del sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores	131
Figura 8.11, Corriente que consume el banco de supercondensadores en modo stand-by	132
Figura 8.12, Corriente inyectada desde el sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores hacia la red de distribución	132
Figura 8.13, Potencia en modo carga, stand-by y descarga del sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores	132
Figura 8.14, Nivel de THD en la corriente de la carga	133
Figura 8.15, Nivel de THD en la tensión de la carga	133
Figura 8.16, Nivel de THD en la corriente del banco de supercondensadores	134
Figura 8.17, Nivel de THD en la tensión de la red de distribución	134
Figura 8.18, Nivel de THD en la corriente que circula en el lado de alta tensión del transformador	134
Figura 8.19, Nivel de THD en la corriente que circula en el lado de baja tensión del transformador	134
Figura A1.1, Representación del sistema a,b,c en el sistema de referencia α, β	147
Figura A1.2, Sistema de referencia a,b,c referido al sistema de referencia α, β	148
Figura A2.1, Representación del sistema a,b,c en el sistema d,q	149
Figura B1.1, Características del condensador de acoplamiento	151
Figura C1.1, Modelo del convertidor trifásico bidireccional	153
Figura C1.2, Corriente que puede soportar el inversor trifásico bidireccional	153
Figura C1.3, Voltaje de saturación (V_{CE}) del convertidor trifásico bidireccional	154
Figura C1.4, Resistencia del diodo del puente rectificador trifásico bidireccional	154
Figura D1.1, Confirmación de recepción del documento sobre volante de inercia en la revista de la Escuela Politécnica Nacional de Quito-Ecuador	155
Figura E1.1, Confirmación de recepción del documento sobre supercondensadores en la revista de la Universidad de San Francisco de Quito-Ecuador	165

Lista de tablas

Tabla 2.1, Rango permisible para la variación de la frecuencia en baja tensión	10
Tabla 2.2, Valores de tensiones armónicas en el punto de entrega de energía para baja tensión	11
Tabla 2.3, Valores de tensiones armónicas en el punto de entrega de energía para alta tensión	13
Tabla 2.4, Categoría y características de los fenómenos electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia	16
Tabla 2.5, Rango permisible de la variación de tensión	18
Tabla 2.6, Rango permisible para los armónicos	19
Tabla 2.7, Límite de distorsión de tensión	20
Tabla 2.8, Duración y magnitud de las variaciones en los niveles de tensión	20
Tabla 3.1, Comparación de las características de los sistemas de almacenamiento	37
Tabla 3.2, Comparación de las características de los sistemas de almacenamiento en función de la potencia, duración de descarga y tiempo de respuesta	38
Tabla 4.1, Niveles de tensión del alimentador 1421	42
Tabla 4.2, Nivel de tensión del Alimentador 1424	43
Tabla 4.3, Características eléctricas de los conductores	47
Tabla 4.4, Parámetros eléctricos de los conductores	48
Tabla 4.5, Parámetros eléctricos de los conductores del alimentador en estudio	48
Tabla 4.6, Parámetros eléctricos del motor de inducción	49
Tabla 5.1, Comparación de las máquinas PMSM e IM	57
Tabla 5.2, Aspectos a considerar para la elección del material que conforma el volante de inercia	59
Tabla 5.3, Características de los dispositivos de potencia	60
Tabla 5.4, Características de los dispositivos de potencia en términos de tensión, corriente y frecuencia de conmutación	61
Tabla 6.1, Nivel de tensión de acuerdo a las posiciones de los interruptores	70
Tabla 6.2, Parámetros de la máquina síncrona de imanes permanentes	100

Lista de siglas

E	Energía almacenada
J	Momento de Inercia
PMSM	Permanent Magnet Synchronous Machine (Máquina síncrona de imanes permanentes)
IM	Induction machine (Máquina de inducción)
C	Capacitancia del supercondensador
S	Segundos
V_1	Tensión inicial del supercondensador antes de producirse una descarga
V_2	Tensión final del supercondensador después de producirse una descarga
THD	Distorsión armónico total
ΔV_k	Variación de tensión en el punto de medición de la red eléctrica
V_k	Tensión eficaz de la red eléctrica
V_n	Tensión nominal en el punto de medición en la red eléctrica
P_{st}	Índice de severidad de flicker de corta duración
FMIK	Frecuencia media de interrupción
TTIK	Tiempo total de interrupción
ESS	Sistemas de almacenamiento
EEST	Tecnología de almacenamiento de energía eléctrica
CS	Almacenamiento de energía mediante condensadores
SCES	Almacenamiento de energía mediante supercondensadores
CEST	Tecnologías de almacenamiento de energía química
r_s	Resistencia asociada a los supercondensadores
FESS	Almacenamiento de energía mediante volante de inercia
LA	Batería de plomo ácido
NiCd	Batería de níquel-cadmio
NaS	Batería de sulfuro de sodio
HPT	Turbina de alta presión
LPT	Turbina de baja presión
R	Zona rural
U	Zona urbana
Límite DV	Rango permisible en el que se debe encontrar el nivel de tensión
AT	Alta tensión
BT	Baja tensión
SE	Subestación eléctrica

Z	Impedancia total de la línea
k	Impedancia por unidad de longitud
l	Longitud de la línea
R_s'	Resistencia estatórica de la máquina de inducción
R_r	Resistencia rotórica de la máquina de inducción
L_s	Inductancia estatórica de la máquina de inducción
L_r	Inductancia rotórica de la máquina de inducción
L_m	Inductancia de magnetización de la máquina de inducción
ω_{r_max}	Velocidad máxima del rotor
ω_{r_min}	Velocidad mínima del rotor
m	Masa del volante de inercia
r	Radio del volante de inercia
L_{ex}	Inductancia externa
SCR	Rectificador controlado por silicio
BJTs	Transistor de unión bipolar
MOSFETs	Transistor de efecto de campo metal-óxido-semiconductor
GTO	Tiristor apagable por gate
IGTB	Transistor bipolar de puerta aislada
PWM	Modulación de ancho de pulso
$V_{señal\ sinusoidal}$	Amplitud de la señal de modulación
$V_{señal\ triangular}$	Amplitud de la señal portadora
m_a, D_q	Índice de modulación
ΔV_{dc}	Variación de tensión del DC-link
V_{dc}	Tensión del DC-link
min	Minutos
h	Horas
T_{sw}	Periodo de la frecuencia de conmutación, $f_{sw} = \frac{1}{T_{sw}}$
i_{load}	Corriente que circula a través del condensador
P_{load}	Potencia de la carga de que debe soportar el bus de continua $V_{DC-link}$
φ	Desfase entre la tensión y corriente de línea
$[C]$	Matriz de clarke normalizada
θ	Ángulo de rotación entre el marco de referencia rotatorio y estacionario
$[\vec{q}(\theta)]$	Vector de rotación
$[T]$	Transformada de park
V_o	Tensión instantánea a través del condensador,

L	Inductancia del filtro de entrada
R_s	Asociado a las pérdidas de los elementos pasivos y semiconductores que existe en el convertidor
mS	Milisegundo
w	Velocidad angular variables eléctricas
$[\vec{V}_{a,b,c}]$	Vector de tensiones de fase en el sistemas de referencia abc
$[\vec{I}_{a,b,c}]$	Vector de corrientes de línea en el sistemas de referencia abc
$[\vec{D}_{a,b,c}]$	Vector de ciclos de trabajo en el sistemas de referencia abc
$[\vec{V}_0]$	Vector de tensión instantánea a través del condensador
s	Operador en el espacio de Laplace
$\frac{Y(s)}{U(s)}$	Función de transferencia de primer orden
$V_{DC-link}$	Tensión del bus de continua del condensador DC-link
I_0	Corriente suministrada por el rectificador hacia el condensador
I_c	Corriente que circula por el bus de continua $V_{DC-link}$
I_{dc}	Corriente que se suministra al inversor
B_d, B_q	Ganancias sensado de corriente reactiva y activa
G_{cd}, G_{cq}	Ganancias de lazo de control para corriente reactiva y activa
G_{PWM}	Ganancia del PWM
B_{Red-q}	Ganancia sensado de tensión activa de la red de distribución
$B_{VDC-link}$	Ganancia sensado de tensión activa del bus de continua $V_{DC-link}$
$G_{VDC-link}$	Ganancia de lazo de control para tensión activa del bus de continua $V_{DC-link}$
G_{RED}	Ganancia de lazo de control para tensión activa de la red de distribución
G_{velo}	Ganancia de lazo de control de la velocidad de la máquina síncrona
$\vec{\lambda}_{a,b,c}$	Vector de flujo electromagnético en el sistemas de referencia abc
R_{ss}	Resistencia estatórica de la máquina eléctrica
P_e	Potencia eléctrica de la máquina síncrona de imanes permanentes
λ_m	Amplitud del flujo magnético creado por los imanes permanentes del rotor
w_r	Velocidad del rotor
p	Número de polos de la máquina síncrona
T_e	Par eléctrico de la máquina síncrona
B	Coeficiente de fricción
E_{af}	Fuerza electromotriz inducida en el generador síncrono
R	Resistencia del devanado de la máquina síncrona
L'	Inductancia de la máquina síncrona

ESR	Resistencia en serie del capacitor
PCC	Point of common coupling (Punto de conexión común)

Sub índice

α, β	Sistema de referencia estacionaria α, β
d, q	Sistema de referencia síncrono d, q
a, b, c	Sistema de referencia trifásico a, b, c

Índice

1. Generalidades.....	1
1.1.- Introducción.....	1
1.1.1.- Sistemas de inyección de energía basado en volante de inercia.....	3
1.1.2.- Supercondensadores.....	4
1.2.- Objetivos.....	5
1.2.1.- Objetivo General.....	5
1.2.2.- Objetivos Específicos.....	5
1.3.- Alcance.....	6
1.4.- Justificaciones.....	6
1.5.- Estructura de la tesis.....	6
2. Regulaciones enfocadas en los niveles de tensión.....	9
2.1.- Introducción.....	9
2.2.- Norma Portuguesa (NP EN 50160-2010).....	9
2.2.1.- Características de alimentación en baja tensión.....	9
2.3.- Regulación IEEE STANDAR 1159-1995.....	13
2.4.- Regulación estándar en Ecuador “CONELEC 004/01”.....	17
2.4.1.- Introducción.....	17
2.4.2.- Calidad del producto.....	18
2.4.3.- Calidad del servicio técnico.....	21
2.4.4.- Calidad del servicio comercial.....	21
2.4.5.- Ejemplo de calidad de energía en Ecuador.....	21
3. Sistemas de inyección de energía eléctrica.....	25
3.1.- Introducción.....	25
3.2.- Supercondensadores.....	27
3.3.- Volantes de Inercia.....	29
3.4.- Baterías Electroquímicas.....	31
3.4.1.- Plomo Ácido (LA).....	31
3.4.2.- Níquel – Cadmio (NiCD).....	31
3.4.3.- Sulfuro de Sodio (NaS).....	32
3.4.4.- Ion-Litio.....	32
3.4.5.- Polímero-Litio.....	33
3.4.6.- Sodio-Níquel-Cloro (Zebra).....	34
3.5.- Almacenamiento por Aire comprimido.....	34
3.6.- Almacenamiento por Bombeo.....	36

3.7.- Comparación de los sistemas de almacenamiento de energía.....	37
4. Modelado de la red de distribución y del sistema de inyección de energía.....	39
4.1.- Introducción.....	39
4.2.- Modelado de la red de distribución.....	40
4.2.1.- Justificación de la elección del alimentador.....	40
4.2.2.- Procedimiento para la elección del segmento del alimentador a modelar.....	44
4.2.3.- Determinación de los calibres de los conductores.....	45
4.2.4.- Justificación de la elección del modelo de la red de distribución.....	46
4.2.5.- Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea.....	47
4.2.6.- Modelo final de la red de distribución.....	48
4.2.7.- Comportamiento del sistema de distribución con las cargas emuladas....	49
4.3.- Dimensionamiento y diseño de la capacidad energética (potencia, energía) del sistema de inyección de energía	51
4.3.1.- Determinación de la capacidad energética del sistema de inyección de energía.....	52
5. Estructura del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia.....	55
5.1.- Introducción.....	55
5.2.- Elección del tipo de máquina eléctrica.....	56
5.2.1.- Máquina síncrona de imanes permanentes.....	56
5.2.2.- Motor de Inducción.....	57
5.2.3.- Comparación entre los PMSM e IM.....	57
5.3.- Volante de Inercia.....	58
5.4.- Inductancias externas (Lex).....	59
5.5.- Electrónica de potencia.....	60
5.5.1.- IGTB.....	61
5.5.2.- Modulación por ancho de pulso (PWM).....	63
5.6.- Capacitor.....	64
6. Modelado del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia utilizando el sistema de referencia síncrono.....	67
6.1.- Introducción.....	67
6.2.1- Modelo del convertidor de potencia trifásico bidireccional.....	69
6.2.2- Ecuaciones del convertidor de potencia trifásico bidireccional en el marco de referencia síncrono.....	72
6.2.3- Función de transferencia para la tensión de la red de distribución.....	75
6.2.4- Función de transferencia para la tensión del $V_{dc-link}$	77

6.2.5.- Modelado de los lazos de control para la corriente, tensión de la red de distribución y tensión del $V_{DC-link}$	78
6.3.- Sintonización del PI para los lazos de control de la corriente, tensión de la red de distribución y tensión del $V_{DC-link}$	80
6.3.1.- Sintonización del control del lazo de corriente.....	81
6.3.2.- Sintonización del control del lazo de tensión del $V_{DC-link}$	83
6.3.3.- Sintonización del control del lazo de tensión de la red de distribución.....	85
6.4.- Modelo de la máquina síncrona de imanes permanentes (Permanent Magnet Synchronous Machine-PMSM).....	87
6.4.1.- Ecuaciones de la máquina síncrona de imanes permanentes en el sistema de referencia síncrono.....	91
6.4.2.- Circuito equivalente de la máquina síncrona de imanes permanentes.....	94
6.4.3.- Control de campo orientado “FOC” para el control de velocidad de la máquina síncrona de imanes permanentes.....	95
6.5.- Modelo de control de la tensión del $V_{DC-link}$ y control de la velocidad de la máquina síncrona de imanes permanentes.....	96
6.5.1- Modelado de lazos de control para la tensión del $V_{DC-link}$ y control de la velocidad de la máquina síncrona de imanes permanentes.....	98
6.6.- Sintonización del PI para los lazos de control de la corriente, tensión del $V_{DC-link}$ y velocidad de la máquina síncrona.....	100
6.6.1.- Sintonización del control del lazo de corriente en la máquina síncrona de imanes permanentes.....	101
6.6.2.- Sintonización del control del lazo de velocidad de la máquina síncrona de imanes permanentes.....	103
6.7.- PLL (Phase Locked Loop).....	104
7. Acoplamiento del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia a la red de distribución.....	109
7.1.- Introducción.....	109
7.2.- Acoplamiento del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia a la red de distribución.....	111
7.3.- Desempeño del sistema de inyección de energía ante la presencia de huecos de tensión.....	112
8. Acoplamiento del banco de supercondensadores con la red de distribución.....	123
8.1.- Introducción.....	123
8.2.- Sintonización del control de corriente, tensión de la red de distribución y tensión del banco de supercondensadores.....	126
8.2.1.- Sintonización el PI para el lazo de tensión de la red de distribución.....	127

8.2.2.- Sintonización del PI para el lazo de tensión del banco de supercondensadores.....	128
8.3.- Acoplamiento del banco de supercondensadores a la red de distribución.....	128
8.4.- Desempeño del banco de supercondensadores ante la presencia de huecos de tensión.....	129
9. Conclusiones.....	135
10. Bibliografía.....	137
11.- Anexos.....	145
A.- Transformación de coordenadas.....	147
A1.- Transformada de Clarke.....	147
A2.- Transformada de Park.....	148
B.- Características del capacitor de acoplamiento.....	151
C.- Características de los dispositivos de potencia IGBT/diodo.....	153
D.- Revista sobre: “Control de un sistema de energía basado en volantes de inercia para mitigar los huecos de tensión en el punto de conexión común”, enviada a la Escuela Politécnica Nacional de Quito-Ecuador.....	155
E.- Revista sobre: “Control de un sistema de energía basado en supercondensadores para mitigar los huecos de tensión en el punto de conexión común”, enviado a la Universidad San Francisco de Quito-Ecuador.....	165

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

1.1.- Introducción

La empresa distribuidora de energía eléctrica, al ser entidad que suministra energía a cambio de un valor económico a los consumidores finales (empresas públicas, privadas, domicilios, etc...), basándose en normas establecidas tiene la obligación de mantener un factor de calidad a la energía que suministran, la que se puede estimar mediante la continuidad de servicio, calidad de onda de tensión y calidad comercial.

Para llevar a cabo este objetivo bajo algunas consideraciones, se han implementado diferentes sistemas de inyección de energía en los sistemas eléctricos de potencia para mejorar la calidad y estabilidad de la energía eléctrica [1] en donde no es posible la renovación o repotenciación del tendido eléctrico, estos sistemas de inyección de energía están indicados en la figura 1.1.

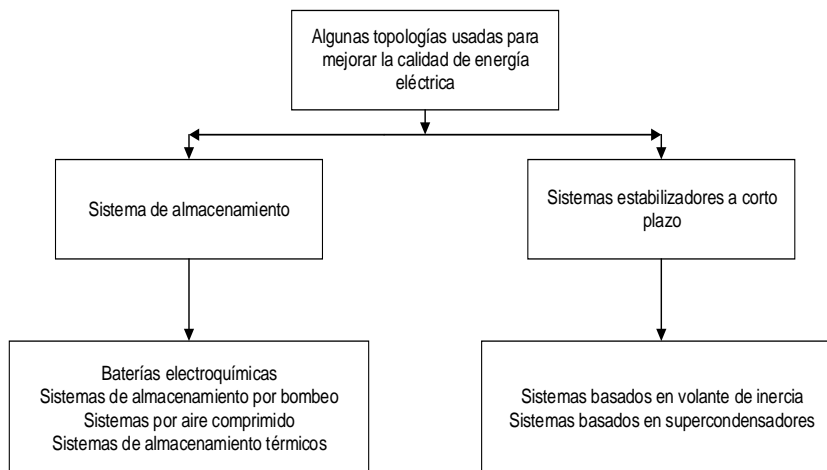


Figura 1.1, Algunas topologías usadas para mejorar la calidad de energía

De igual forma estos pueden ser clasificados de acuerdo a su tiempo de duración de descarga [2].

- Tiempo de descarga de segundos a minutos: son usados para mejorar la calidad de energía debido a los requisitos de generación de energía no distorsionada y de suministro de tensiones aceptables a los usuarios finales, generalmente los tiempos de descarga son de aproximadamente 10 min., con respuestas de mS., en este tipo se encuentra los supercondensadores con potencias de hasta 1 MW y los volantes de inercia con potencias 10 kW y 1 MW.

- Tiempo de descarga de minutos a una hora: son usados como puentes de potencia, es decir, aseguran la confiabilidad de la fuente de alimentación a los clientes, requieren una respuesta rápida de S. a min. con tiempo de descarga de hasta 1 h., con potencias entre 1 KW y 10 MW, en este tipo se encuentran las baterías electroquímicas entre ellas la batería de plomo ácido, baterías de ion de litio y baterías de níquel-cadmio.
- Tiempo de descarga de horas: se utiliza para gestión de la energía, es decir, la energía puede ser utilizada en diferentes horas al día como por ejemplo en horas picos y no pico, en este tipo se encuentran el almacenamiento hidráulico por bombeo y por aire comprimido con potencias entre 100 MW y 1 GW y el almacenamiento de energía térmica con capacidades de almacenamiento entre 10 MW y 100 MW.

Independientemente de la tecnología del sistema de inyección a utilizar se debe considerar aspectos importantes como: gastos operativos y constructivos, tecnologías maduras, tiempo de vida útil, tiempo de respuesta ante una perturbación en la red, limitaciones geográficas y propiedades físicas del mismo [3].

Si se consideran aspectos como las limitaciones geográficas se descartan los sistemas de almacenamiento por bombeo, pues requiere de dos depósitos que se encuentren a diferentes niveles debido a que la energía almacenada es proporcional al volumen del líquido y la diferencia de alturas entre los depósitos limitando así su instalación solo a lugares con características no planas, el aire comprimido debido a que requiere cavernas subterráneas con características muy resistentes pues va albergar aire a gran presión además requiere del consumo de combustibles fósiles involucrando de forma directa generación de emisiones contaminantes de sus procesos de combustión y el almacenamiento de energía térmica debido a que el principio de funcionamiento de cada uno de ellos depende de la temperatura ambiente en la cual va a trabajar, quedando como resultado las baterías electroquímicas, los volantes de inercia y los supercondensadores [2].

En el caso de las baterías presentan desventajas como: al finalizar su vida útil y al no poseer una infraestructura adecuada de reciclaje provoca contaminación al medio ambiente y la salud [4], su vida útil depende del ambiente de trabajo y del número de cargas/descargas y el principal inconveniente que posee este sistema es que no se puede cargar ni descargar rápidamente debido a que posee una resistencia interna grande [5], mientras los volantes de inercia presentan ventajas como: tiene un mayor ciclo de cargas/descargas con potencia media a alta (kW a MW) durante cortos periodos (S.) sin afectar su vida útil [6], alta capacidad de respuesta, es amigable con el medio ambiente pues no requiere de reacciones

químicas, no necesita de condiciones geográficas especiales para su construcción [7]; el principal competidor en términos comparativos que tiene los volantes de inercia son los supercondensadores, los cuales de igual manera tiene ventajas sobre las baterías: pueden cargarse/descargarse en periodos cortos (S.), pueden proporcionar corrientes de cargas altas que en comparación con las baterías las deteriora, poseen ciclo de vidas del orden de millones de veces, trabajan en condiciones de temperaturas muy duras, no poseen en su estructura elementos tóxicos como las baterías [2], es por ello que los sistemas convenientes son los volantes de inercia y los supercondensadores.

1.1.1.- Sistemas de inyección de energía basado en volante de inercia

Los sistemas de inyección basados en volantes de inercia almacenan la energía eléctrica en términos de la energía cinética rotacional expresada por la ecuación (1.1), cuando es necesario esta energía es transformada en energía eléctrica mediante un motor/generador y convertidores de potencia conectados a la red.

$$E = \frac{1}{2} J \omega_r^2 \quad (1.1)$$

Donde: E representa la energía almacenada en (MJ), J representa el momento de inercia en (kgm^2) y ω_r representa la velocidad angular del rotor en (rad/S).

El motor/generador es una máquina eléctrica y puede ser una máquina síncrona de imanes permanentes (PMSM) o una máquina de inducción (IM) [8], teniendo en cuenta que el PMSM en comparación con la IM conjuntamente con el volante de inercia posee una eficiencia neta del 93.7% comparado con una eficiencia del 90% con la utilización de la IM [9]. Se ha utilizado como ejemplo de aplicación para esta investigación una máquina síncrona de imanes permanentes.

Un ejemplo de aplicación de los sistemas basados en volante de inercia fue realizado por la planta Beacon Power en Stephentown-New York con el objetivo de mejorar la operación y la fiabilidad de la red, esta planta cuenta con 200 volantes de inercia con una potencia y energía individual de 100 kW y 25 kWh respectivamente, está diseñada para absorber la energía eléctrica cuando la generación es mayor que la carga y para suministrar en el caso contrario [10].

El esquema de conexión entre la red eléctrica y el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia está indicado en la figura 1.2.

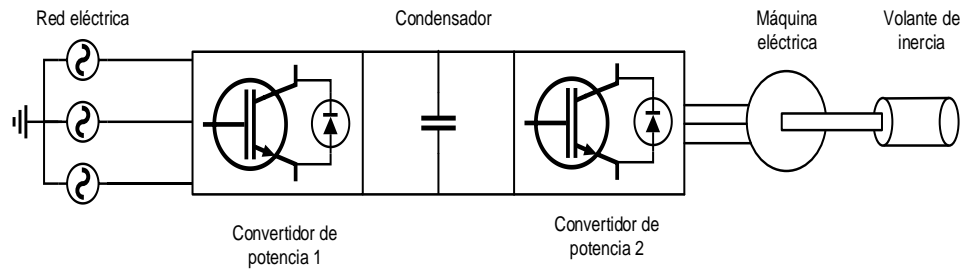


Figura 1.2, Sistema de inyección de energía basado en volante de inercia conectado a la red eléctrica

1.1.2.- Supercondensadores

Los supercondensadores son dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica en forma de carga electrostática confinada en pequeños dispositivos, formados por pares de placas conductoras separadas por un medio dieléctrico, para utilizar dicha energía almacenada en aplicaciones de tensión alterna se hace uso de inversores [10].

La capacidad de almacenamiento de los supercondensadores es proporcional al área de la superficie de los electrodos, poseen una vida útil en el orden de los millones en comparación con las baterías, pueden operar en rangos amplios de temperaturas, son capaces de suministrar grandes potencias durante cortos periodos [10], posee un rango de tensión entre 1 V a 500 V [11].

La cantidad de energía almacenada viene expresada por la ecuación (1.2).

$$E = \frac{1}{2}C(V_1^2 - V_2^2) \quad (1.2)$$

Donde: E energía almacenada en (J), C la capacitancia del supercondensador en (F) y V_1, V_2 las tensiones que marcan la profundidad de descarga.

Los materiales con los cuales son fabricados los electrodos de los supercondensadores son [11]:

- Óxido metálico: con este tipo de material se consiguen valores de capacidades muy altas, pero poseen la desventaja en cuanto al aspecto económico por lo que son utilizados únicamente en aplicaciones militares y aeroespaciales.

- Polímeros conductores: dan lugar a grandes capacidades, pero presentan el problema de que sufren hinchamiento dando lugar a la degradación de los electrodos durante el proceso de carga/descarga.
- Materiales de carbono: poseen un bajo costo económico por ello son los que se comercializan, pero al mismo tiempo presentan un problema poseen porosidades irregulares en tamaño y forma involucrado una reducción en su eficiencia.

Un ejemplo de aplicación de los supercondensador fue realizada por Maxwell, HECO & Electric Company en Hawaii (EE.UU) con una potencia de 500 kW con duración de 7 S., realizada en el año de 2006 con el objetivo de la estabilización de generación eólica [10].

El esquema de conexión de los supercondensadores a la red eléctrica está indicado en la figura 1.3.

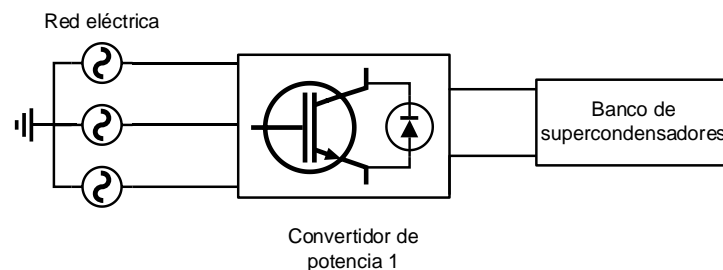


Figura 1.3, Supercondensadores conectados a la red eléctrica

1.2.- Objetivos

1.2.1.- Objetivo General

Diseño de un sistema de control de huecos de tensión mediante la incursión de sistemas de inyección de energía basado en volante de inercia y banco de supercondensadores en un sistema de distribución de energía eléctrica.

1.2.2.- Objetivos Específicos

- Modelar un segmento de un sistema de distribución de energía eléctrica en media y baja tensión con las cargas habituales.
- Realizar el estudio del arte de sistemas de inyección de energía mediante volante de inercia y supercondensadores.
- Determinar las necesidades energéticas del sistema de inyección de energía.

- Diseñar el sistema de gestión de conversión de energía en función de las necesidades de la carga.
- Evaluar el desempeño de los sistemas estudiados.

1.3.- Alcance

El estudio contempla un estudio de ingeniería conceptual a sistemas de inyección de energía aplicado a una red de distribución que permita contribuir a mantener los niveles de tensión según los estándares técnicos aplicados en Ecuador.

1.4.- Justificaciones

Debido al incremento de cargas conectadas al punto de conexión común (PCC) perteneciente a la zona con vocación minera y agrícola de estudio, la calidad del suministro de energía disminuye, dado que las características del sistema de distribución existente y a la continua puesta en marcha de máquinas eléctricas de gran capacidad sin contar con sistemas de arranque suave contribuyen a la formación de huecos de tensión.

Una solución para este inconveniente es el uso de sistemas de inyección de energía debido a que actúan tan pronto se identifique la disminución de los niveles de tensión además deben cumplir con la finalidad de absorber energía desde la red de distribución en horas no pico y suministrar la misma cuando la carga conectada a la red provoque disminuciones transitorias en los niveles de tensión.

1.5.- Estructura de la tesis

La estructura para la presente tesis se conforma de la siguiente manera:

- En el capítulo 2, se describe las regulaciones aplicadas sobre los niveles de tensión.
- En el capítulo 3, se describe los diferentes sistemas de inyección de energía y a partir de ello se realiza un análisis comparativo de las principales características.
- En el capítulo 4, se modela la red de distribución y a partir de las necesidades de las cargas se calcula la capacidad energética del sistema de inyección de energía, para modelar la red de distribución se considera los siguientes aspectos: el transformador reductor posee un nivel de tensión de 22 kV_{f-f} en el lado de alta tensión y 460 V_{f-f} en el lado de baja tensión, las características eléctricas de los

conductores se obtiene del portal de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, las cargas instaladas son generalmente motores eléctricos, además el modelo del sistema de inyección de energía conjuntamente con la electrónica de potencia se basa en datos comerciales existentes.

- En el capítulo 5, se describe la estructura del sistema basado en volante de inercia, además se realiza un análisis comparativo de las diferentes máquinas eléctricas para determinar cuál es la óptima para el sistema.
- En el capítulo 6, se establece las ecuaciones en el eje síncrono del sistema basado en volante de inercia.
- En el capítulo 7, se analiza el comportamiento del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia conectado a la red de distribución ante la presencia de huecos de tensión
- En el capítulo 8, se analiza el comportamiento del banco de supercondensadores conectados a la red de distribución ante la presencia de huecos de tensión.
- En el capítulo 9, se establece las conclusiones.

CAPÍTULO 2. REGULACIONES ENFOCADAS EN LOS NIVELES DE TENSIÓN

2.1.- Introducción

Las presentes regulaciones tienen como objetivo establecer los niveles de tensión que la empresa distribuidora debe suministrar al cliente, involucrando así la satisfacción por el suministro de energía.

A continuación, se describen algunas de las regulaciones asociadas a los estándares permisibles para considerar que se han producido huecos de tensión o sobretensiones, tema muy importante debido a que el sistema de inyección de energía se diseña con el objetivo de mantener los niveles de tensión dentro de los estándares recomendados.

2.2.- Norma Portuguesa (NP EN 50160-2010)

Esta norma define, describe y especifica en el punto de entrega de los consumidores de la red, las características principales de tensión como: frecuencia, amplitud, forma de onda y simetría de tensiones en las líneas entregadas por la red de distribución pública en baja, media y alta tensión de corriente alterna en condiciones normales de operación.

Esta norma no se aplica en condiciones anormales descritas a continuación [12]:

- En condiciones de alimentación eventual.
- En situaciones como: condiciones climáticas y catástrofes naturales, perturbaciones provenientes de terceros, casos de fuerza mayor e interrupciones debido a causas externas.

2.2.1.- Características de alimentación en baja tensión

Los niveles considerados como baja tensión son: para sistemas trifásicos a 4 conductores 230 V entre fase-neutro y para sistemas trifásicos a tres conductores 230 V entre fase.

Las principales características que abarca este punto se dividen en:

- Frecuencia: en condiciones de funcionamiento normal el valor medido de la frecuencia fundamental en periodos de 10 S. debe estar comprendido como se indica en la tabla 2.1 [12].

Tabla 2.1, Rango permisible para la variación de la frecuencia en baja tensión

Para sistemas con conexión de neutro		
50 Hz \pm 1%	entre 49.5 Hz y 50.5 Hz	durante 99.5% de un año
50 +4% y -6%	entre 47 Hz y 52 Hz	durante 100 del tiempo
Para sistemas sin conexión de neutro		
50 Hz \pm 2%	entre 49 Hz y 51 Hz	durante 95% de una semana
50 Hz \pm 15%	entre 42.5 Hz y 57.5 Hz	durante 100% del tiempo

- Variación de la tensión de alimentación: en condiciones normales excluyendo los periodos de interrupción, las variaciones de tensión no deben exceder \pm 10% de la tensión nominal, las mediciones se realizan durante cada periodo de una semana, donde el 95% de los valores eficaces medidos en intervalos de 10 min. deben poseer el porcentaje de variación indicado anteriormente.
- Variación rápida de tensión: proviene de las variaciones de cargas en las instalaciones, si la tensión durante una variación atraviesa los límites de los huecos de tensión o sobretensiones, el acontecimiento es considerado como un hueco de tensión o sobretensión en vez de ser una variación rápida de tensión.
- Severidad de flicker (denominado parpadeo de tensión): en condiciones normales, durante cada periodo de una semana, la severidad de larga duración causada por fluctuaciones de tensiones debe ser menor o igual a 1 para el 95% del tiempo.
- Desequilibrio de la tensión de alimentación: en condiciones normales de funcionamiento, durante cada periodo de una semana, el 95% de los valores eficaces medido en intervalos de 10 min. deben estar dentro del rango de 0% a 2% con respecto a la tensión nominal.
- Tensiones armónicas: en condiciones normales de funcionamiento, durante cada periodo de una semana, el 95% de los valores eficaces medidos en intervalos de 10 min. cada tensión armónica individual debe ser menor o igual a los valores indicados en la tabla 2.2 [12], de igual forma el valor de THD de la tensión de alimentación debe ser menor al 8% con respecto al fundamental.

Tabla 2.2, Valores de tensiones armónicas en el punto de entrega de energía para baja tensión

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplo de 3		Múltiples de 3		Orden	Amplitud (%)
Orden	Amplitud (%)	Orden	Amplitud (%)		
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.5	6.....24	0.5
13	3	21	0.5		
17	2				
19	1.5				
23	1.5				
25	1.5				

No se indicada el valor para el armónico de orden 25 por poseer una reducida amplitud.

- Huecos de tensión: para un sistema trifásico de 4 conductores se considera las tensiones fase-neutro, para el caso de sistemas trifásicos a 3 conductores se considera las tensiones fase-fase, en el caso de una conexión monofásica se considera la tensión de alimentación fase-fase o fase-neutro [12].

La presencia de un hueco de tensión puede ser establecida por los siguientes criterios: a) el inicio ocurre cuando en un determinado punto de la red el valor eficaz de la tensión de una o más fases se reduce repentinamente para un valor situado entre el 90% y 10% de la tensión declarada y termina cuando la tensión retorna a un valor por encima del 90% de la tensión nominal (figura 2.1), b) el inicio ocurre cuando en un determinado punto de la red el valor eficaz de tensión de una o más fases se reduce repentinamente para un valor situado entre el 90% y 10% de la tensión deslizante (es el valor eficaz de tensión existente inmediatamente antes del inicio del hueco) y termina cuando la tensión retorna a un valor por encima del 90% de la tensión de referencia (figura 2.2) [13].

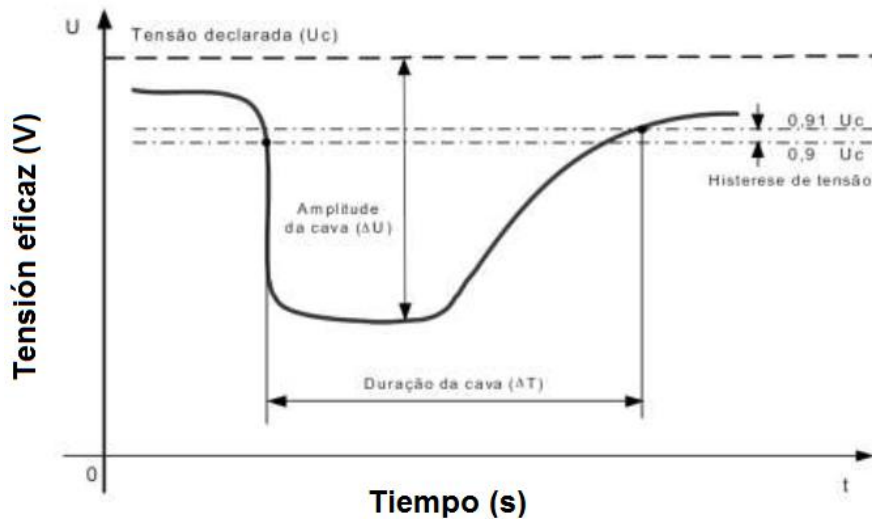


Figura 2.1, *Primer criterio para la determinación del hueco de tensión*
 Fuente: ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS (ERSE)

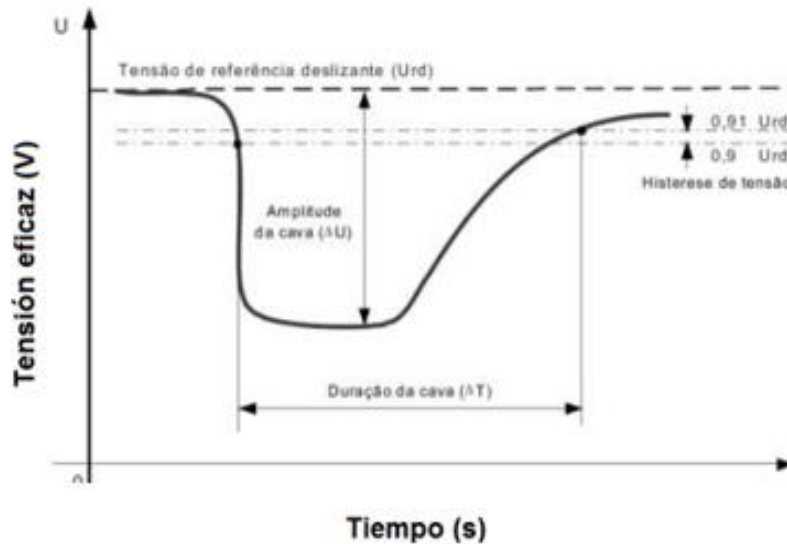


Figura 2.2, *Segundo criterio para la determinación del hueco de tensión*
 Fuente: ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS (ERSE)

Si un hueco de tensión ocurre en el mismo instante en más de una fase será contabilizado como un único evento.

El caso contrario de un hueco de tensión es una sobretensión que se origina por la operación de conmutación o desconexión de cargas y se origina cuando la tensión alcanza un valor del 110% de la tensión nominal.

Las características indicadas en baja tensión sobre frecuencia, variación rápida de tensión, severidad de flicker, desequilibrio de la tensión de alimentación y huecos de tensión son aplicables tanto a media (entre 1 kV y 36 kV) y alta (entre 36 kV y 150 kV) tensión.

La variación de tensión de alimentación indicada en baja es aplicable a media tensión pero en alta no lo es debido a que esta norma no especifica ningún límite, de igual forma las características indicadas en la tabla 2.2 sobre valores de tensiones armónicas en el punto de entrega de energía para baja tensión es aplicable a media tensión pero para alta tensión está indicado en la tabla 2.3.

Tabla 2.3, Valores de tensiones armónicas en el punto de entrega de energía para alta tensión

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplo de 3		Múltiples de 3			
Orden	Amplitud (%)	Orden	Amplitud (%)	Orden	Amplitud (%)
5	5	3	3	2	1.9
7	4	9	1.3	4	1
11	3	15	0.5	6.....24	0.5
13	32.5	21	0.5		
17	en consideración				
19	en consideración				
23	en consideración				
25	en consideración				

2.3.- Regulación IEEE STANDARD 1159-1995

Esta regulación abarca aspectos relacionados con la calidad de energía que está directamente involucrado a una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos los cuales pueden afectar a las características normales de la tensión y corriente [14].

Las variaciones de corta duración se pueden dividir en instantáneas, momentáneas y temporales dependiendo de su tiempo de duración, se originan por condiciones de falla que pueden estar alejadas o cercanas al punto de conexión, por la activación de grandes cargas que requieren altas corrientes de arranque y mala conexión entre conductores [14].

Las variaciones de corta duración se pueden dividir en [14]:

- Interrupciones: se origina cuando la tensión de alimentación o corriente disminuye a menos de 0.1 pu durante un periodo menor a 1 min., pueden ocurrir por fallas en el sistema eléctrico y por fallas en equipos, esta se mide por su tiempo de duración ya que casi siempre cuando se produce este fenómeno la tensión es inferior al 10% de la nominal. Algunas interrupciones pueden estar precedidas por huecos de tensión, es decir, el hueco de tensión ocurre entre el momento en que el fallo inicia y el dispositivo de protección actúa. La duración de la interrupción depende de la

capacidad de cierre del dispositivo de protección, dependiendo del tiempo que se encuentre abierto el dispositivo de protección puede originarse una interrupción momentánea, en la figura 2.3 se indica una interrupción momentánea.

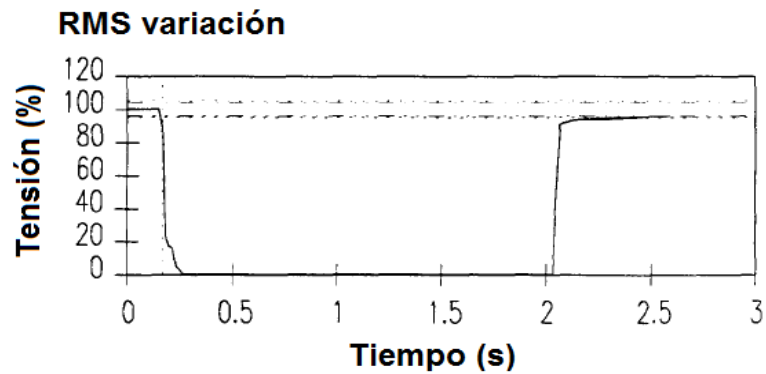


Figura 2.3, Interrupción momentánea

Fuente: IEEE Standards Coordinating Committee 22 on Power Quality.

- Huecos de tensión (Sag): se origina cuando el valor de tensión se reduce entre un rango de 0.1 pu y 0.9 pu de la tensión nominal, durante 0.5 ciclos a 1 min., se origina por fallos en el sistema eléctrico, por la conmutación de cargas pesadas o por el arranque de motores grandes. En la figura 2.4 se indica un sag debido a una falla entre fase y tierra.

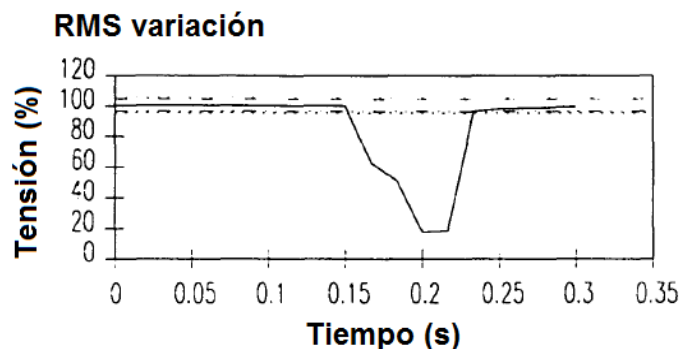


Figura 2.4, Sag producido por una falla línea-tierra

Fuente: IEEE Standards Coordinating Committee 22 on Power Quality

Los “sags” también pueden originarse por arranque de máquinas eléctricas, por ejemplo la corriente de arranque de un motor de inducción que puede ser de 6 a 10 veces su corriente nominal involucrado así una caída de tensión en el PCC, esta consideración está indicado en la figura 2.5.

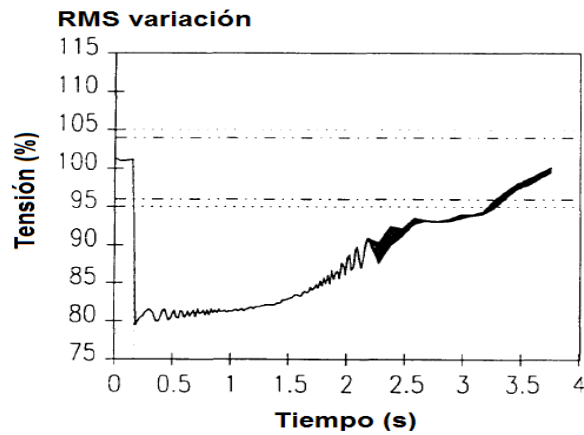


Figura 2.5, Sag producido por el arranque de motores

Fuente: IEEE Standards Coordinating Committee 22 on Power Quality

Las subtensiones que duran por más de 1 min., pueden ser controladas por equipos de regulación de tensión.

Los “sags” se dividen en: instantáneas, momentáneas y temporales que coinciden con las categorías de las interrupciones.

- Elevación de tensión (*Swell*): se define como el incremento de la tensión eficaz o corriente durante 0.5 ciclos a 1 min., la magnitud típica se ubican entre 1.1 pu y 1.8 pu, se origina por las fallas de los sistema eléctrico pero con menor ocurrencia en comparación con los “sags”, un ejemplo de los “swell” se produce por un fallo línea a tierra involucrando un incremento de tensión temporal en las fases no defectuosas, también puede ser originado por la desconexión de grandes cargas o por la conexión de grandes bancos de condensadores, en la figura 2.6 se indica un “swell” causado por una falla fase a tierra.

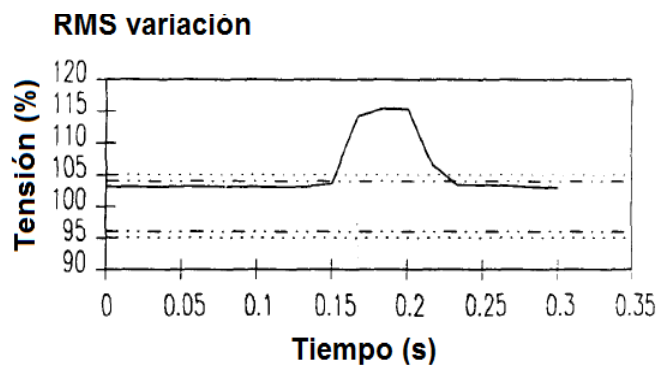


Figura 2.6, Swell producido por una falla fase a tierra

Fuente: IEEE Standards Coordinating Committee 22 on Power Quality

Los “swells” se caracterizan por su magnitud y su duración. En un sistema sin puesta a tierra al producirse una falla fase a tierra el nivel de tensión puede ser de 1.73 pu.

Las variaciones de larga duración son consideradas cuando la duración del fenómeno excede 1 min., estas pueden ser baja tensión o sobretensión. Las bajas tensiones o sobretensiones son originadas por las variaciones de carga o por la conmutación de equipos en el sistema eléctrico [14].

Las variaciones de larga duración se pueden dividir en [14]:

- **Sobretensiones:** se originan por la desconexión de grandes cargas o por la conexión de bancos de condensadores, de igual modo un mal ajuste en la relación de transformación (Taps) de los transformadores también pueden dar origen a sobretensiones. Los dispositivos electrónicos pueden experimentar un fallo inmediato durante las condiciones de sobretensiones [15].

Las sobretensiones repetitivas en los transformadores, conductores y máquinas eléctricas pueden ocasionar disminución de su vida útil [15].

- **Bajas tensiones:** se puede originar por el encendido de una carga o por el apagado de una batería.

Las bajas tensiones pueden involucrar un mal funcionamiento en dispositivo electrónico como ordenadores y controlador [15].

- **Interrupciones sostenidas:** se considera que se ha originado una interrupción sostenida cuando el nivel de tensión de alimentación cae a cero por más de 1 min. Las interrupciones con duración de más de 1 min. generalmente se producen por fenómenos de la naturaleza y requieren de intervención manual para su restauración.

En la tabla 2.4 se indica un resumen de las categorías y características de los fenómenos electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia.

Tabla 2.4, Categoría y características de los fenómenos electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia

	Duración típica	Magnitud típica de la tensión
Variaciones de corta duración		
Instantáneas		
Sag	0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9 pu
Swell	0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8 pu
Momentáneas		
Sag	30 ciclos - 3 S.	0.1 - 0.9 pu
Swell	30 ciclos - 3 S.	1.1 - 1.4 pu
Interrupción	0.5 ciclos - 3 S.	< 0.1 pu

Temporal		
Sag	3 S. - 1 min.	0.1 - 0.9 pu
Swell	3 S. - 1 min.	1.1 - 1.2 pu
Interrupción	3 S. - 1 min.	< 0.1 pu
Variaciones de larga duración		
Interrupción sostenida	> 1 min.	0 pu
Bajo tensión	> 1 min.	0.8 - 0.9 pu
Sobretensión	> 1 min.	1.1 - 1.2 pu

2.4.- Regulación estándar en Ecuador “CONELEC 004/01”

2.4.1.- Introducción

La regulación de la calidad de energía eléctrica es responsabilidad del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), que es el organismo regulador y de control del sector eléctrico ecuatoriano, cumple con la finalidad de regular el sector eléctrico a través de normas, reglamentos, resoluciones, supervisión y control de actividades velando por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas por parte de las empresas involucradas en el sector eléctrico, además otorga permisos, licencias y concesiones para la instalación de nuevas unidades de generación.

Según el Art. 5 del Reglamento de Suministro del Servicio Eléctrico, el CONELEC controlará el cumplimiento por parte del distribuidor y del consumidor de las disposiciones legales y reglamentarias de la establecida en las regulaciones complementarias que emita el CONELEC.

EL CONELEC tiene la misión de asegurar que el consumidor reciba un servicio eléctrico eficiente a precios justos, estableciendo los límites aceptables para el suministro eléctrico y que son perceptibles por el consumidor, como son las interrupciones de servicio, variaciones de tensión, así como los diversos servicios comerciales brindados por las distribuidoras de energía del país.

Para cumplir con las funciones mencionadas anteriormente mediante la Resolución No. 0116/01, el CONELEC aplica la norma para la evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico, para ello emitió la Regulación No. CONELEC 004/01, la cual abarca tres aspectos importantes de calidad: servicio técnico, calidad del producto y servicios comerciales.

En la actualidad el CONELEC se conoce como ARCONEL que es la Agencia de Control y Regulación de Electricidad, el cual es el ente regulador y controlador, a través del cual el estado ecuatoriano delega las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a empresas concesionarias.

2.4.2.- Calidad del producto

La calidad del producto se determina en función de los aspectos siguientes:

- Nivel de tensión: se considera como la variación de los valores eficaces de tensión (rms), medidos en intervalos de 10 min. y determinado por la ecuación (2.1).

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} 100 \quad (2.1)$$

Donde: ΔV_k es la variación de tensión en el punto de medición, V_k es la tensión eficaz (rms) medida en intervalos de 10 min. y V_n es la tensión nominal en el punto de medición.

La variación del nivel de tensión debe ubicarse dentro de un rango establecido indicado en la tabla 2.5 [16].

Tabla 2.5, Rango permisible de la variación de tensión

	Subetapa 1 (%)	Subetapa 2 (%)
Alta Tensión	± 7	± 5
Media Tensión	± 10	± 8
Baja Tensión (Urbana)	± 10	± 8
Baja Tensión (Rurales)	± 13	± 10

Subetapa 1: redes eléctricas en operación de menos de 24 meses.

Subetapa 2: aplica a redes eléctricas en operación después de la finalización de la subetapa 1 con una duración indefinida.

Se debe considerar que el nivel de tensión suministrado por la empresa distribuidora no es el adecuado cuando durante un 5% o más del periodo de mediciones de 7 días continuos, no se encuentran en los límites establecidos en la tabla 2.5.

- Perturbaciones: dentro del cual se encuentra ubicado el flicker de corta duración y los armónicos, medidos en intervalos de 10 min.

Para determinar el valor del flicker se utiliza la ecuación (2.2).

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \quad (2.2)$$

Donde: P_{st} es el índice de severidad de flicker de corta duración y $P_{0.1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$ son los niveles de efecto Flicker que sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10% y 50% del tiempo total del periodo de observación.

De igual modo para el cálculo de los armónicos se utiliza las ecuaciones (2.3) y (2.4).

$$V_i' = \frac{V_i}{V_n} 100 \quad (2.3)$$

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} 100 \quad (2.4)$$

Donde: V_i' es el factor de distorsión armónica, THD es el factor de distorsión total del armónico, V_i es el valor eficaz (rms) de la tensión armónica expresado en (V) y V_n es la tensión nominal en el punto de medición.

Los límites permisibles de los armónicos son indicados en la tabla 2.6 [16].

Tabla 2.6, Rango permisible para los armónicos

Orden del armónico y THD	Tolerancia $ V_i $ o $ THD $ (% respecto a la tensión nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V <= 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de tres		
5	2	6
7	2	5
11	1.5	3.5
13	1.5	3
17	1	2
19	1	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	$0.1 + 0.6*25/n$	$0.2 + 1.3*25/n$
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5
9	1	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.3
Mayores de 21	0.2	0.3
Pares		
2	1.5	2

4	1	1
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	3	8

Cabe mencionar que existe una Norma IEEE 519 titulado “Prácticas recomendadas y requerimientos para control de armónicas en sistemas de potencia”, que menciona los niveles de distorsión de tensión aceptables en sistemas de distribución, especificados en la tabla 2.7.

Tabla 2.7, Límite de distorsión de tensión

Tensión de Barra (kV)	THD (%)
≤ 69	5
69 < V _{barra} ≤ 161	2.5
> 161	1.5

- Factor de potencia: principalmente relacionado con el consumidor, el cual no debe disminuir de un nivel establecido por la empresa distribuidora, que en el caso de Ecuador es el 0.92, de igual forma las mediciones del factor de potencia se las realizará en periodos de 10 min. por un tiempo no menor a 7 días continuos.
- Sags y Swells: producen variaciones de tensión, pero se diferencia de los armónicos debido a que estos no distorsionan la onda, en la tabla 2.8 se indican dichos fenómenos.

Tabla 2.8, Duración y magnitud de las variaciones en los niveles de tensión

Variaciones de corta duración	Duración	Magnitud (pu)
Huecos de tensión (sag)		
Instantáneos	0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9
Momentáneos	30 ciclos – 3 S.	0.1 - 0.9
Temporales	3 S. - 1 min.	0.1 - 0.9
Elevación de tensión (swell)		
Instantáneos	0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8
Momentáneos	30 ciclos – 3 S.	1.1 - 1.8
Temporales	3 S. – 1 min.	1.1 - 1.8
Variaciones de larga duración		
Subtensión	> 1 min.	0.8 - 1
Sobretensión	> 1 min.	1 - 1.2
Interrupciones		
Momentáneas	< 3 S.	0

Temporales	3 S. – 1 min.	0
Colapso	> 1 min.	0

2.4.3.- Calidad del servicio técnico

Está enfocada principalmente en el nivel de frecuencia y duración total de interrupción, considerando que una interrupción puede clasificarse de acuerdo a los siguientes parámetros [16].

- a) Por su duración.
 - * Breves, consideradas que son menor o igual a 3 min.
 - * Largas, mayores a 3 min.
- b) Por su origen.
 - * Externa al sistema de distribución: en el nivel de generación.
 - * Internas al sistema de distribución: programadas y no programadas.
- c) Por su causa.
 - * Programadas: por mantenimiento, expansión, maniobras.
 - * No programadas: climáticas, ambientales.
- d) Por la tensión nominal.
 - * Baja tensión (en el Ecuador menor a 600 V).
 - * Media tensión (en el Ecuador entre 600 V y 40 kV).
 - * Alta tensión (caso de Ecuador mayor a 40 kV).

2.4.4.- Calidad del servicio comercial

Su objetivo es mantener una buena interrelación entre la empresa distribuidora y el cliente, se consideran como índices de calidad del servicio comercial al consumidor a los asociados con:

- Conexión del servicio eléctrico y del medidor: se refiere al número de días que debe transcurrir para que un cliente cuente con el servicio de energía eléctrica luego de haber realizado el depósito de garantía por consumo de energía, por el medidor y el uso de acometida [16].

2.4.5.- Ejemplo de calidad de energía en Ecuador

Para poseer una calidad de energía satisfactoria en el Ecuador se han realizado inversiones en la distribución de electricidad involucrando de forma directa un reforzamiento

de las redes eléctricas, la construcción y operación de nuevas subestaciones así como la instalación de modernos sistemas de control, lo cual ha redundado en una mejora sustancial de la calidad del servicio eléctrico y una significativa reducción de las pérdidas de energía [17], con esta inversión de igual forma se ha reducido la frecuencia media de interrupción (FMIK) que representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio y el tiempo total de interrupción (TTIK) que representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio, estos datos están indicados en la figura 2.7.

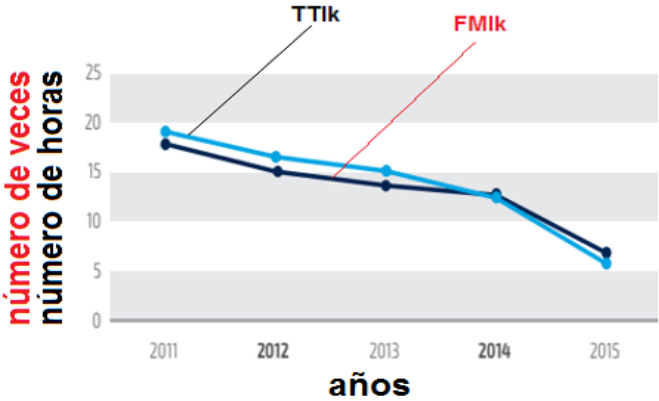


Figura 2.7, Indicadores de calidad del servicio eléctrico en el Ecuador
 Fuente: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos

Otro aspecto que involucra la calidad de energía es la cobertura del suministro de energía eléctrica por parte de las empresas distribuidoras, este aspecto está indicado en la figura 2.8, en donde se observa que el suministro de energía a nivel nacional con el transcurso de los años se ha incrementado ya sea por la repotenciación de las redes eléctricas o por la incorporación de nuevos sistemas de distribución de energía, estas mejoras que se realizan en las redes eléctricas involucran de forma directa aspectos relacionados con las pérdidas técnicas de energía, en la figura 2.9 se observan las metas que cumplieron y tienen que cumplir las empresas distribuidoras [18], donde se puede destacar que hasta el año 2016 las empresas que poseen valores de pérdidas menor al 6% son: Empresa Eléctrica Azogues, Empresa Eléctrica Centro Sur, Empresa Eléctrica Cotopaxi, Empresa Eléctrica Norte y Empresa Eléctrica Galápagos, de igual forma en la figura 2.10 se puede observar las pérdidas no técnicas las cuales pueden originarse por hurto de energía por parte de los clientes, en esta figura se observa que las empresas con mayores pérdidas hasta el año 2016 son: CNEL Bolívar, CNEL Esmeraldas, CNEL Los Ríos, CNEL Manabí y CNEL Milagro.

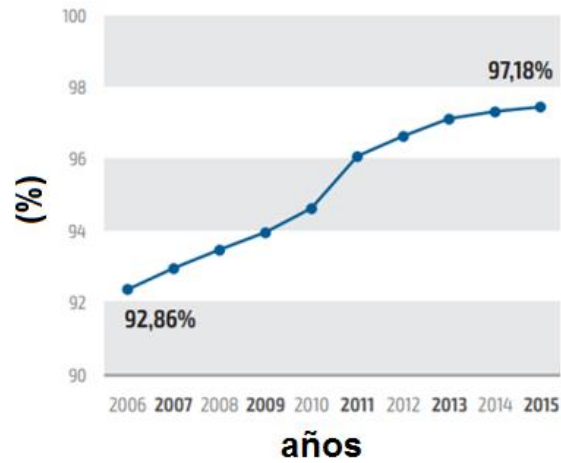


Figura 2.8, Cobertura del servicio eléctrico en el Ecuador
Fuente: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos

Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	10,00	9,87	9,45	9,03	8,61	8,19	7,77	7,34	6,92	6,50
CNEL-Ei Oro	8,89	8,62	8,36	8,09	7,83	7,56	7,30	7,03	6,77	6,50
CNEL-Esmeraldas	11,39	10,85	10,30	9,76	9,22	8,67	8,13	7,59	7,04	6,50
CNEL-Guayas Los Ríos	11,01	10,51	10,01	9,51	9,01	8,51	8,00	7,50	7,00	6,50
CNEL-Los Ríos	11,27	10,74	10,21	9,68	9,15	8,62	8,09	7,56	7,03	6,50
CNEL-Manabí	11,41	10,87	10,32	9,78	9,23	8,68	8,14	7,59	7,05	6,50
CNEL-Milagro	7,82	7,68	7,53	7,38	7,24	7,09	6,94	6,79	6,65	6,50
CNEL-Sta. Elena	9,34	9,03	8,71	8,39	8,08	7,76	7,45	7,13	6,82	6,50
CNEL-Sto. Domingo	8,73	8,48	8,23	7,98	7,74	7,49	7,24	6,99	6,75	6,50
CNEL-Sucumbios	12,15	11,53	10,90	10,27	9,64	9,01	8,38	7,76	7,13	6,50
E.E. Ambato	6,58	6,57	6,57	6,56	6,55	6,54	6,53	6,52	6,51	6,50
E.E. Azogues	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
E.E. Centro Sur	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70
E.E. Cotopaxi	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74
E.E. Norte	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08
E.E. Quito	6,20	6,66	6,64	6,62	6,60	6,58	6,56	6,54	6,52	6,50
E.E. Riobamba	8,16	7,97	7,79	7,60	7,42	7,24	7,05	6,87	6,68	6,50
E.E. Sur	8,31	8,10	7,90	7,70	7,50	7,30	7,10	6,90	6,70	6,50
Eléctrica de Guayaquil	8,43	8,22	8,00	7,79	7,57	7,36	7,14	6,93	6,71	6,50
E.E. Galápagos	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21

Figura 2.9, Evolución del nivel de pérdidas técnicas (%) en el Ecuador
Fuente: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, Ministerio de Electricidad y Energías Renovables

Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	0,50	1,36	1,32	1,27	1,23	1,18	1,14	1,09	1,05	1,00
CNEL-El Oro	6,11	2,87	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Esmeraldas	8,61	7,01	5,01	3,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Guayas Los Ríos	5,99	3,76	1,76	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Los Ríos	7,73	12,87	10,87	8,87	6,87	4,87	2,87	1,00	1,00	1,00
CNEL-Manabí	10,09	10,77	8,77	6,77	4,77	2,77	1,50	1,50	1,50	1,50
CNEL-Milagro	9,18	8,83	6,83	4,83	2,83	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Sta. Elena	4,16	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Sto. Domingo	0,77	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Sucumbios	4,85	2,89	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Ambato	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Azogues	0,50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Centro Sur	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Cotopaxi	1,78	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Norte	3,72	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Quito	0,40	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
E.E. Riobamba	1,84	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Sur	1,29	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Eléctrica de Guayaquil	4,27	2,88	1,88	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Galápagos	2,39	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Figura 2.10, Evolución del nivel de pérdidas no técnicas (%) en el Ecuador
Fuente: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, Ministerio de Electricidad y Energías Renovables

CAPÍTULO 3. SISTEMAS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1.- Introducción

El incremento la demanda de energía ha impulsado a la creación de nuevas fuentes de generación tomando en cuenta que no produzcan contaminación al medio ambiente por lo que la opción más fiable es la utilización de energías renovables.

Las fuentes renovables contribuyen al desempeño de la gestión de energía y presentan ventajas como: mejora la calidad de potencia, mejora el perfil de tensión e incrementa la confiabilidad del sistema eléctrico, pero como todo sistema de generación también presenta desventajas: depende de las condiciones climáticas, si la energía generada no se almacena debe ser usada tanto pronto como se genere [19], amenaza la estabilidad de los sistemas eléctricos pues su producción depende de los recursos naturales existentes considerados como volátiles e inciertos [20], en ciertos casos cuando se excede con la conexión de fuentes renovables a la red esta no es capaz de despachar toda la generación y al no contar con sistemas de almacenamiento la energía excedida es desperdiciada produciendo un sistema de generación ineficiente [19].

Una solución para estos problemas es la utilización de los sistemas de almacenamiento de energía (*ESS*) que son capaces de actuar como sistemas de respaldo auxiliar y estabilizadores a corto plazo de energía cumpliendo la función de absorber la energía durante periodos no picos de consumo cuando el costo de generación es bajo o cuando la generación es excedente [19] y abastecer la demanda durante los periodos de carga máxima [21] cuando los costos son altos o cuando no se disponga de otro medio de generación [22].

Los sistemas de almacenamiento energía están empezando a convertirse en una opción realista para [19, 23, 24, 25, 26, 27]:

- Almacenar la energía eléctrica en horas no picos cuando el costo es bajo y venderlo cuando exista mayor demanda en donde el costo es alto.
- Nivelación de cargas: es la utilización de la energía almacenada en los periodos picos reduciendo así el número de generadores a utilizar.

- Aplazamientos de inversiones: implica el uso de almacenamiento para diferir la inversión en las infraestructuras de transmisión y distribución.
- Trabajar como sistemas de respaldo: podrían reducir la necesidad de uso de generadores dedicados asumir cualquier falla repentina producida por la falla de un generador importante.
- Integrar recursos renovables con las redes de distribución.
- Mejora la calidad de energía.
- Un cambio hacia la energía distribuida.
- Ayuda a la red a operar bajo requisitos ambientales más estrictos.

Sin embargo, la comercialización de los sistemas de almacenamiento de energía se ha quedado estancado por los siguientes motivos [28]:

- Falta de experiencia: pues al considerar los usuarios como sistemas nuevos y en desarrollo prefieren utilizar el suministro clásico de energía que es a través de la conexión a redes eléctricas existentes.
- Beneficios: no se da a conocer a los consumidores los beneficios que se presenta con la utilización de los sistemas en términos de ahorro y calidad de energía.
- Costos de capital de inversión: este problema se presenta al no tener claramente los dos puntos mencionados anteriormente.

Un sistema de inyección de energía eléctrica está compuesto por 4 etapas que se indican en la figura 3.1 y se pueden categorizar de la siguiente manera [29]:

- Tecnología de almacenamiento de energía eléctrica (*electrical energy storage technologies-EEST*): están incluidos los almacenamientos mediante condensadores (*capacitor storage-CS*), mediante supercondensadores (*supercapacitor energy storage-SCES*).
- Tecnologías de almacenamiento de energía mecánica (*mechanical energy storage technologies*): están incluidos los almacenamientos con volantes de inercia (*flywheel energy storage*), por aire comprimido (*compressed air energy storage*) y el almacenamiento hidráulico bombeado (*pumped hydro storage*).
- Tecnologías de almacenamiento de energía química (*chemical energy storage technologies-CEST*): están incluidos las baterías (*battery energy storage*).
- Tecnologías de almacenamiento de energía térmica (*thermal energy storage technologies*): están incluidos los almacenamientos de energía térmica acuífera (*aquiferous thermal energy storage*) y el almacenamiento de energía térmica caliente (*hot thermal energy storage*).

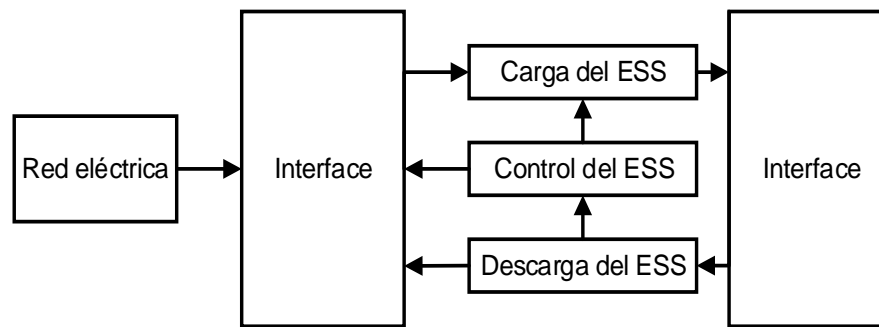


Figura 3.1, Estructura de un sistema de inyección de energía

A continuación, se menciona algunos tipos de estos sistemas que se utiliza para almacenar la energía procedente de la misma red de distribución.

3.2.- Supercondensadores

Son dispositivos electroquímicos que tienen una alta densidad de energía y potencia, lo que permite absorber y suministrar corrientes altas en periodos de tiempos cortos, la velocidad de carga es 60% - 80% en 30 S. – 60 S. [22]

La potencia y el rendimiento energético depende del valor de capacitancia, de la tensión de funcionamiento y de la resistencia interna la cual viene definida por el material del cual está fabricado el electrodo, el material aislante y la solución electrolítica.

Presentan algunas ventajas como: rápida carga y descarga, posee una vida útil aproximadamente de $1 * 10^6$ ciclos (15 a 20 años), con una eficiencia del 95%, robustez, puede almacenar una potencia menor a 100 kW, larga vida frente a los perfiles severos de descarga/carga, gran profundidad de descarga sin ninguna degradación en la vida útil, no necesita mantenimiento, resistencia a condiciones adversas de temperatura, en comparación con las baterías muestran una degradación menor debido a las descargas profundas, no se recalientan y al finalizar su vida de trabajo no producen sustancias peligrosas [30], de igual forma presentan desventajas: su tiempo de descarga es menor a 1 min., son pesados y voluminosos comparados con las batería, posee una baja tensión de cada módulo por lo que se requiere una serie de conexiones implicando costos de capitales altos para aplicaciones a grandes escalas, altos costos por vatio, si una celda individual comienza a fallar podría resultar en la rápida descomposición de las demás celdas del módulo, carencia de lugares de reciclaje al finalizar su vida de trabajo y preocupación por la probabilidad de explosión [31].

Su baja resistencia interna y su alta capacidad permite utilizarla conjuntamente con las baterías, cumpliendo con la siguiente función:

- El supercondensador se utiliza para suavizar las fluctuaciones de energía y las baterías proporcionarían la capacidad de almacenamiento para interrupciones más largas [29].

La tensión de un supercondensador y la energía almacenada están regidos por la ecuación (3.1) y (3.2) respectivamente.

$$V_c = \frac{1}{C_T} \int I_c dt - r_s I_c \quad (3.1)$$

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \quad (3.2)$$

Donde: E es la energía almacenada en (J), V es la tensión aplicado, C es la capacitancia, I_c corriente que circula por el supercondensador y r_s resistencia serie asociada al supercondensador.

Despejando “C” y asumiendo que r_s asociado con el supercondensador es muy pequeña ($r_s=0$), se obtiene la capacitancia necesaria en función de la corriente y la tensión, expresada en la ecuación (3.3).

$$C = I_c \frac{\Delta t}{\Delta V_c} \quad (3.3)$$

Los supercondensadores pueden ser utilizados para aplicaciones en redes eléctricas:

- A nivel de transmisión: se utiliza para añadir estabilidad al sistema de transmisión mediante la disminución de la oscilación entre la potencia generada y la absorbida, otras aplicaciones permiten mejorar el factor de potencia de desplazamiento.
- A nivel de consumo: pueden cumplir compensaciones transitorias, inyectando de manera inmediata la potencia suficiente para que la variación de frecuencia no provoque la pérdida de suministro de energía eléctrica.

Los supercondensadores cuestan aproximadamente entre \$12960/kWh y \$28000/kWh, sin embargo, para grandes aplicaciones no son económicos [30].

3.3.- Volantes de Inercia

Los volantes de inercia (*FESS*) son aquellos que se basan en la inercia mecánica de un volante, se componen de un eje central que contiene un rotor acoplado a un volante, todo el sistema se encuentra dentro de un ambiente al vacío para reducir las pérdidas aerodinámicas, la estructura de un sistema basado en volante de inercia está indicado en la figura 3.2.

Los volantes de inercia pueden obtener velocidades altas o bajas dependiendo si están funcionando en modo motor o generador respectivamente [32], la energía cinética almacenada se puede calcular mediante la ecuación (1.1).

Las capacidades de potencia y energía no están acopladas, por lo que si se requiere una potencia mayor se debe mejorar el motor/generador y la electrónica de potencia [30] o si se requiere mayor energía almacenada se tiene que incrementar el tamaño o la velocidad del rotor/volante.

Los sistemas *FESS* avanzados tienen rotores de fibras de carbono de alta resistencia suspendidos por campos magnéticos y encapsulados en el vacío para así evitar pérdidas por rozamiento. Estos volantes pueden llegar a su velocidad máxima en cuestión de minutos mucho más rápido que alguna otra forma de almacenamiento de energía [32] tomado en cuenta que la relación carga a descarga es 1:1 debido a que son dispositivos mecánicos [30].

Los volantes de inercia pueden dividirse en dos grupos [30, 32]:

- Sistemas de rotor metálico convencional de baja velocidad: habitualmente entre 5 – 10000 rpm, pueden proporcionar hasta 1650 kW por un tiempo comprendido entre segundos a unos pocos minutos.
- Sistemas de alta velocidad: giran sobre un rotor más ligero, pueden alcanzar velocidades entre 10000 – 50000 rpm, pueden proporcionar energía hasta una hora, pero con potencias máximas de 750 kW.

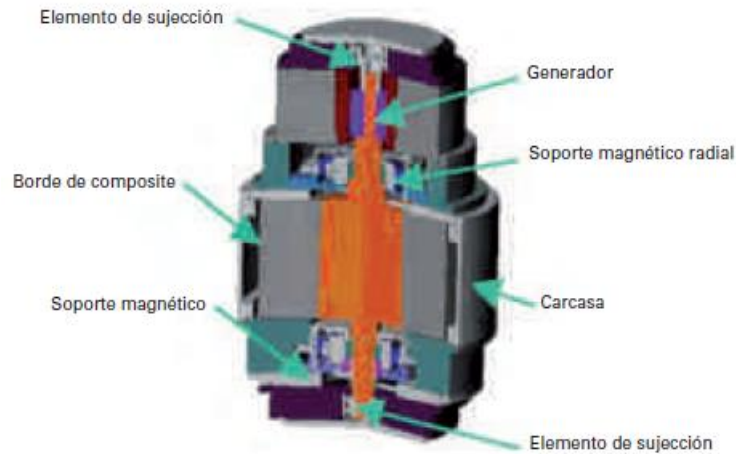


Figura 3.2, Componentes de un volante de inercia

Fuente: ClimateTechWiki, <http://www.climatechwiki.org/>

Los FESS con capacidad de MW se pueden utilizar para la regulación de tensiones, objetivo muy importante en instalaciones de comunicaciones y centro de servidores de computadoras [33], se puede utilizar para mejorar la calidad de la energía como fuente de alimentación ininterrumpida (UPS) [30].

Presentan algunas ventajas como: requieren menos mantenimiento que las baterías, poseen una carga/descarga rápida, tienen una larga vida útil (aproximadamente 15 años), con una eficiencia para bajas velocidades del 90% y para altas velocidades del 93%, son capaces de proporcionar miles ciclos de carga/descarga completa en comparación con las baterías [32], no requiere de espacios grandes para su conexión pues son modulares, no tiene efectos dañinos con el medio ambiente pues el material del cual está fabricado puede reutilizarse, los costos de construcción no dependen del sitio en el que va a trabajar [34]; de igual forma presenta desventajas: una deficiencia estructural podría provocar grande ruidos al momento de estar girando o en casos extremos provocar que el rotor se desprenda causando daños tanto materiales como humanos [35], tienen altas pérdidas por auto descarga y fricción, poseen un sistema de enfriamiento debido a que no se puede transferir el calor fuera del sistema pues los volantes se encuentran en vacío durante su funcionamiento, por ende, una falla del sistema de refrigeración podría involucrar un sobrecalentamiento deteriorando su vida útil, presentan pérdidas de marcha en vacío, es decir, cuando los volantes giran en modo stand-by la energía se pierde debido a la fricción o a las fuerzas magnéticas [30].

Los costos de los FESS para bajas velocidades oscilan entre \$200/kWh a \$300/kWh y para altas de \$25000/kWh debido a que son tecnologías en etapas de desarrollo [28].

3.4.- Baterías Electroquímicas

Está conformado por dos electrodos, los cuales están sumergidos en un electrolito, sus principales desventajas tienen que ver con sus ciclos de trabajo y su vida útil que depende de las cargas/descargas [10].

Existen diferentes tipos de baterías entre las cuales destacan:

3.4.1.- Plomo Ácido (LA)

Es la batería más antigua y comúnmente utilizada por los usuarios como baterías recargables, consiste de celdas conectadas en serie, un electrolito y electrodos positivos y negativos. Este tipo de batería presenta algunas ventajas como: posee un rango de potencia menor a 50 MW, posee un costo bajo, posee una respuesta rápida, de igual forma presenta desventajas: su tiempo de carga oscilan entre horas, posee una eficiencia entre el 75% - 80% (otro autor define la eficiencia de 70% - 90%), posee una vida útil de 5 años o 1000 ciclos (otro autor define una vida útil de 5 – 15 años o 2000 - 2500 ciclos) [2,30], su vida útil depende de la profundidad de descarga, una tasa baja de autodescargas, se puede utilizar para aplicaciones de tiempo corto (S.) y en aplicaciones a largo plazo (hasta 8 h.), la potencia y la energía se basan en el tamaño y la geometría de los electrodos, su funcionamiento depende de la temperatura del sitio en la cual va hacer instalada [30].

Para incrementar la potencia hay que incrementar el área de cada electrodo lo que involucra un número mayor de electrodos delgados y para incrementar la capacidad de almacenamiento hay que incrementar el grosor de cada electrodo lo que involucra menos placas, pero con mayor grosor [30].

Los costos oscilan entre los \$200/kWh a \$300/kWh, pero en otras regiones puede oscilar entre los \$300/kWh y \$600/kWh [30, 33].

3.4.2.- Níquel – Cadmio (NiCd)

Este tipo de baterías son usadas en dispositivos electrónicos como por ejemplo en un control remoto donde el peso ligero, la portabilidad y la energía recargable son importantes, también se utiliza en aplicaciones de transporte ferroviario, telecomunicaciones, su tensión bajo condiciones nominales es de 1.2 V, este tipo de baterías presenta ventajas como: puede operar en un amplio rango de temperatura sin afectar su funcionamiento, de igual forma presenta desventajas: posee una baja eficiencia de 60% - 70%, posee una vida útil de 10 a

15 años, posee una bajo ciclo de cargas/descargas que oscilan entre los 1000 y 3500 ciclos (otro autor define el ciclo de carga/descarga entre 2000 - 2500), su tiempo de descarga es menor a 8 h., posee un rango de potencia menor a 10 MW, al finalizar su vida útil produce contaminación al medio ambiente pues el cadmio es un metal pesado tóxico, involucra una serie de problemas para la eliminación de estas baterías, para tomar cargas completas la batería tiene que descargarse completamente, son más costosas que las baterías LA [2,30].

Los costos de estas baterías son altas que los LA y se ubica en \$600/kWh otro autor ubica el precio en \$1000/kWh debido al costoso proceso de fabricación [30, 36].

3.4.3.- Sulfuro de Sodio (NaS)

Los materiales activos de este tipo de batería son el azufre fundido como cátodo y el sodio fundido como ánodo, dichos electrodos se encuentran separados por un material cerámico en estado sólido que sirve de electrolito, a través de este pasan únicamente los iones de sodio con carga positiva, este tipo de baterías presenta ventajas como: los materiales para la fabricación de este tipo de batería son abundantes y baratos, el 99% de estas baterías son reciclables, poseen una vida útil de 5 - 15 años con menor mantenimiento, posee una eficiencia entre 75% - 86% (otro autor define la eficiencia entre 75% - 90%) [30,2], de igual forma presenta desventajas: para poseer una conductividad adecuada en el electrolito la batería se debe mantener en una temperatura mayor a 270°C, posee una bajo ciclo de cargas/descargas aproximadamente de 2500 ciclos, su tiempo de descarga es menor a 4 h., posee un rango de potencia menor a 1 MW [30].

Los costos de estas baterías son de \$810/kWh pero se espera que estos precios disminuyan cuando la fabricación se incremente [2].

3.4.4.- Ion-Litio

Este tipo de baterías fue descubierta en 1960 cuando Bell Labs desarrolló un ánodo de grafito para proporcionar una alternativa al litio metálico, las primeras baterías de este tipo se comercializaron en el año de 1990 por Sony, este tipo de baterías presentan ventajas como: no tienen el efecto de memoria, poseen una autodescarga del 8% al mes, posee un rango de potencia que oscila entre 1 - 100 MW [31], posee una baja pérdida de autodescarga, están selladas herméticamente por lo que no necesitan mantenimiento con respecto al electrolito, tensión de descarga estable, amplio rango de temperatura (entre -20° C a 70° C) [37], posee una eficiencia aproximada al 100% (otro autor define la eficiencia entre 87% - 92%), en comparación con las baterías de LA, NiCd tiene una tensión de 3.6 V

en comparación a 2 V y 1.2 V respectivamente, de igual modo presenta desventajas: posee aproximadamente 1000 ciclos de descarga/carga (otro autor define aproximadamente a 500 ciclos) [2,38], posee una duración de 0.25 h. - 1 h. [31], por el proceso de fabricación cada batería tiene características diferentes por lo que hacen que las baterías en serie se carguen y descarguen inconsistentemente lo que puede reducir la capacidad del sistema de almacenamiento de energía y puede acortar rápidamente su vida útil [37], debe poseer un circuito preciso de monitorización de tensión al momento de cargarse la batería, debe poseer un circuito de protección que detecte sobrecorrientes para que de forma inmediata suspenda la carga de la batería protegiendo así a la batería y al cargador, el nivel de tensión de la batería no debe ser nunca inferior a un límite establecido porque disminuye su vida útil, de igual forma debe trabajar dentro de los límites permisibles de temperatura por razones de seguridad [39], posee una vida útil de 5 a 10 años, posee un tiempo de carga entre los 10 min. y 60 min., con el pasar de los años se requiere más tiempo para cargar la batería debido a que la resistencia interna se incrementa [38], posee una eficiencia de reciclaje del 50%, si tomamos como referencia el precio de esta batería en [33] se puede comparar que el precio es costoso en comparación con las batería de Níquel-Hidruro metálico que a su vez es más caro que NiCd.

Este tipo de baterías comúnmente son utilizadas en: vehículos eléctricos híbridos, sistemas de reserva de energía, en la industria de la tecnología de la información y comunicación debido a su larga vida, peso ligero y reducido tamaño [39].

Posee un precio referencial entre \$4340/kWh - \$6200/kWh [33].

3.4.5.- Polímero-Litio

Este tipo baterías se caracterizan por ser ligeras y por poder almacenar una gran cantidad de energía, normalmente están compuestas por multitudes de celdas, cada celda posee una tensión máximo entre 3.7 V y 4.2 V, son utilizadas en la telefonía móvil, cámaras digitales, GPS, bicicletas eléctricas, este tipo de baterías presentas ventajas como: son más resistentes a las sobrecargas, poseen una alta eficiencia energética del 95% a temperaturas entre +20° C y +40° C en comparación a las batería de plomo, níquel cadmio que poseen entre el 80% y 85% , poseen alta capacidad de energía, son ligeras, altas capacidades de corriente, posee una autodescarga de aproximadamente el 5% al mes en comparación con las de Níquel-Hidruro metálico y las de Níquel-Cadmio que posee el 30% y 20% respectivamente al mes, poseen un amplio rango de temperatura para el modo carga/descarga (entre -20° C a 60° C), de igual modo presenta desventajas: solo pueden

descargarse hasta el 80% de su valor nominal, para obtener un eficiencia mayor de esta batería la temperatura debe estar entre $+20^{\circ}\text{C}$ y $+40^{\circ}\text{C}$, a bajas temperaturas (menor a 0°C) este tipo de batería necesita de algún medio para calentar el ambiente que lo rodea para que no pierda su eficiencia (puede ser menor al 90%) y capacidad de almacenamiento, posee un ciclo de descarga/carga superior a 1000 ciclos, son peligrosas debido a que si se perforan producen humo y fuego, posee una vida útil de 5 a 10 años [40].

Este tipo de batería posee un precio referencial superior a \$5000/kWh [40].

3.4.6.- Sodio-Níquel-Cloro (ZEBRA)

Esta batería fue inventada en 1985 por el grupo Zeolite Battery Research África Project (ZEBRA) liderado por Johan Coerzer en el consejo de investigación científica e industrial de Pretoria-Sudáfrica. Los elementos primarios que conforman son el sodio, cloro y aluminio. Presenta ventajas: el tiempo de descarga puede durar de S. a h., posee una vida útil mayor a los 10 años, puede operar en un alto rango de temperaturas que oscila entre -40°C a $+70^{\circ}\text{C}$, de igual forma presentan desventajas: poseen baja densidad de energía comparada con las baterías NaS, existe solo una empresa en todo el mundo que produce este tipo de baterías y se llama Beta R&D (Ucrania) [33], posee un ciclo de carga/descarga entre 1000 a 2500 ciclos, su funcionamiento está influenciado por las condiciones climáticas, posee una eficiencia que oscila entre el 80% a 85% [41].

Este tipo de batería posee un precio referencial que oscila entre los \$100/kWh - \$200/kWh [33].

3.5.- Almacenamiento por aire comprimido

Este tipo de sistema de almacenamiento está conformado por una máquina eléctrica la cual hace girar a un compresor que cumple la función de comprimir el aire en espacios confinados, en algunas oportunidades se utilizan espacios naturales como las cavernas, este sistema consta además de una turbina de alta presión (HPT), una turbina de baja presión (LPT) y un generador eléctrico, la estructura de este sistema está indicado en la figura 3.3 [30].

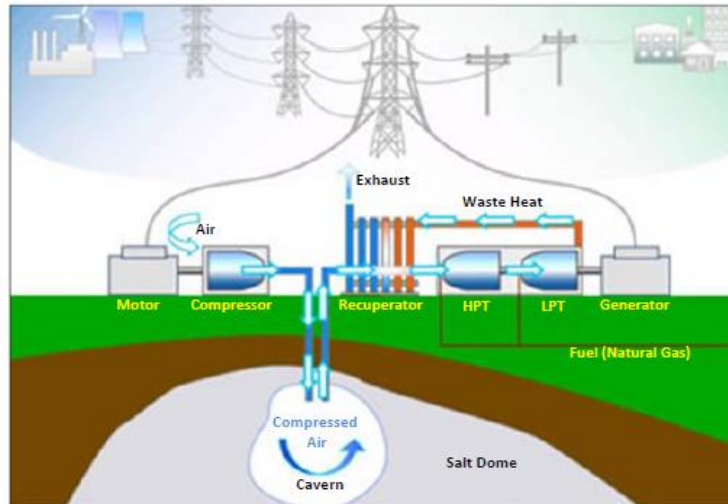


Figura 3.3, Estructura del sistema de almacenamiento por aire comprimido

Fuente: David Connolly, "A Review of Energy Storage Technologies"

El aire cuando es liberado necesita ser mezclado con una pequeña cantidad de gas antes de ingresar a la turbina, caso contrario la presión del aire no será capaz para mover las turbinas.

Las cavernas utilizadas para albergar el aire pueden dividirse en los siguientes tipos [30]:

- Caverna de sal: el proceso consiste en bombear agua dulce hacia la caverna con sal se deje hasta que la sal se disuelva y sature el agua dulce, una vez cumplido este proceso se bombea el agua hacia la superficie y se vuelve a repetir el ciclo mencionada hasta que la caverna posee el volumen y la rigidez requerida, este proceso es costoso y puede durar hasta 2 años.
- Cavernas de roca dura: son caras en comparación con las cavernas de sal, aproximadamente un 60% mayor.
- Acuífero: presentan un problema pues no pueden albergar aire a gran presión en comparación a las anteriores, por lo tanto, poseen una capacidad energética baja.

Su eficiencia energética oscila entre el 68% al 75%, con capacidades entre los 50 MW a 300 MW, la relación carga/descarga depende del tamaño del compresor y del tamaño y presión del depósito.

Los costos del sistema de aire comprimido oscila entre \$425/kW y \$450/kW con un precio de mantenimiento que oscila entre \$3/kWh y \$10/kWh, otra consideración que afecta de forma directa en los gastos constructivos de este tipo de sistema de almacenamiento es

la construcción de la caverna, además del precio presentan algunas desventajas como: dependencia de la ubicación geográfica, difícil detección de los depósitos subterráneos, utilizan combustibles fósiles, es una tecnología en desarrollo, presentan grandes costos constructivos, poseen eficiencias que oscilan entre 64% y 85%, poseen tiempos de respuestas altas ante la presencia de un disturbio en la red eléctrica, posee pérdidas por evaporación, no pueden ser utilizadas con objetivos de estabilización y regulación en redes de transmisión y distribución [30].

3.6.- Almacenamiento por Bombeo

Este tipo de almacenamiento de energía está formado por dos depósitos que se encuentran a diferentes niveles de altura con varias unidades de bombas y generadores eléctricos, la estructura de este sistema está indicado en la figura 3.4.

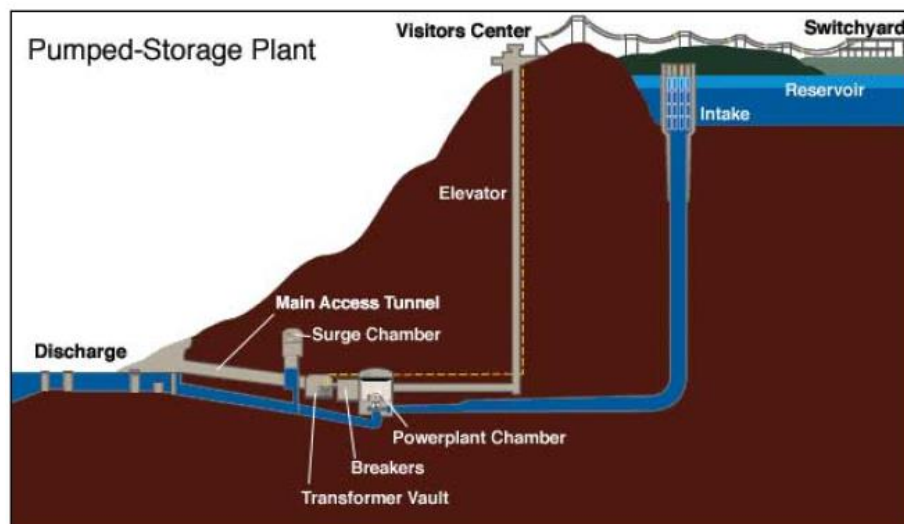


Figura 3.4, Estructura del sistema de almacenamiento por bombeo
Fuente: David Connolly, "A Review of Energy Storage Technologies"

Durante las horas no pico el agua que se encuentra en el depósito inferior es bombeado hacia el depósito superior mediante bombas eléctricas, una vez requerido el agua que se encuentra en el depósito superior se libera haciendo girar a las turbinas que se encuentran acopladas a generadores eléctricos.

Este tipo de sistema posee una eficiencia que oscila entre el 70% y 80%.

Los costos del sistema por bombeo oscilan entre \$600/kW a más de \$2000/kW, estos precios pueden variar dependiendo de algunos factores como: el tamaño de la instalación, la ubicación y conexión a la red eléctrica.

Este tipo de sistema de almacenamiento presentan algunas desventajas como: dependen de la ubicación geográfica pues requieren que los depósitos se encuentren a diferentes alturas, generalmente estas características geográficas se encuentran en lugares montañosos, para que sea viable este tipo de sistema de almacenamiento se debe construir a gran escala.

3.7.- Comparación de los sistemas de almacenamiento de energía

En la tabla 3.1 y 3.2 se compara las características principales de los sistemas mencionados anteriormente para determinar cuál de ellos son factibles para el control de huecos de tensión con tiempos de duración menor a los S.

Tabla 3.1, Comparación de las características de los sistemas de almacenamiento

Sistema de Almacenamiento	Ciclo de carga/descarga	Tiempo de Vida (años)	Eficiencia (%)	Costo (\$/kWh)
Supercondensadores	1000000	15-20	95	12960-28000
Volante de inercia a bajas velocidades	200000	15	90	200-300
Volante de inercia altas velocidades	200000	15	93	25000
Batería de Plomo-Ácido	1000 2000-2500	5 5-15	75-80 70-90	200-300 300-600
Batería de Níquel-Cadmio	1000-3500 2000-2500	10-15	60-70	600 1000
Batería de Sulfuro de Sodio	2500	5-15	75-86 75-90	810
Batería de Ion-Litio	1000 500	5-10	100 87-92	600
Batería de Polímero-Litio	> 1000	5-10	95	> 5000
Batería de Cloruro de Sodio-Níquel	1000-2500	> 10	80-85	100-200
Por aire comprimido	10000-30000	30	70-85	0-20
Por bombeo	20000-50000	30	57-64	50

Tabla 3.2, Comparación de las características de los sistemas de almacenamiento en función de la potencia, duración de descarga y tiempo de respuesta

Sistema de Almacenamiento	Potencia	Duración de Descarga	Tiempo de Respuesta
Supercondensadores	< 100 kW	< 1 min.	mS.
Volante de inercia a bajas velocidades	< 1650 kW	3 S. - 120 S.	mS.
Volante de inercia altas velocidades	< 750 kW	< 1 h.	mS.
Batería de Plomo-Ácido	< 50 MW	1 S. – 8 h.	S. - min.
Batería de Níquel-Cadmio	< 10 MW	< 8 h.	S. – min.
Batería de Sulfuro de Sodio	< 1 MW	< 4 h.	S. – min.
Batería de Ion-Litio	1-100MW	0.25 h. - 1 h.	S. – min.
Batería de Polímero-Litio	0-250 kW	min. – h.	S. – min.
Batería de Cloruro de Sodio-Níquel	0-300 kW	S. – h.	S. – min.

De la tabla 3.1 y 3.2 se deduce que la tecnología rentable para usar como sistemas de inyección, cumpliendo la función de estabilizar la energía debido a su eficiencia, ciclo de carga/descarga, tiempo de vida útil y tiempo de respuesta son los supercondensadores y los volantes de inercia.

CAPÍTULO 4. MODELADO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN Y DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE ENERGÍA

4.1.- Introducción

Una buena planificación del sistema de alimentación de energía involucra una rápida respuesta ante problemas que se puedan originar por motivos atmosféricos, por intervención humana o por mantenimiento; otra consideración que hay que tomar en cuenta es el continuo crecimiento de la demanda, obligando al redimensionamiento y a la expansión de la red de distribución [42] con el objetivo de incrementar los niveles de confiabilidad en el suministro y en la calidad de energía [43], siempre tomando en cuenta aspectos económicos los cuales involucran si la mejor opción es el redimensionamiento, repotenciación o la interconexión de un sistema de inyección de energía en la red, cualquiera de las opciones que se implemente tendrán el objetivo de hacer cumplir las regulaciones técnicas establecidas en el capítulo 2, dimensionado de acuerdo a las cargas habituales existentes.

Para observar los efectos que se produce con la introducción de los sistemas de inyección de energía en los niveles de tensión evitando así el redimensionamiento o repotenciación de la red, se procede a modelar un segmento de un sistema de alimentación de energía eléctrica, el cual va a estar compuesto por las siguientes etapas [44] y con la configuración igual al de la figura 4.1.

- Subestación de Distribución: este recibe la energía desde el sistema de subtransmisión en (69 kV y 138 kV para Ecuador) y lo transforma a tensiones de distribución (22 kV, 13.8 kV, 6.3 kV para Ecuador).
- Alimentador primario: son circuitos aguas abajo de la subestación de distribución hacia los transformadores de distribución.
- Transformador de distribución: reduce el nivel de tensión de 22 kV a 440V/220V o dependiendo del tipo de tensión que necesite la carga.
- Acometidas: distribuye la energía que se encuentra en el lado secundario del transformador de distribución.

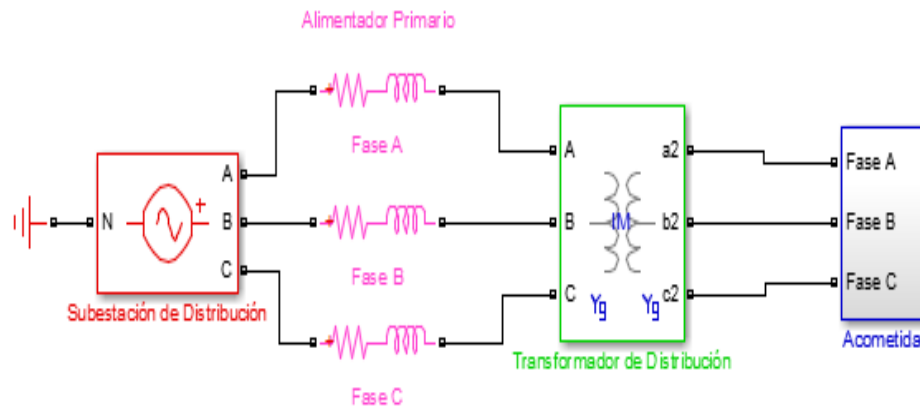


Figura 4.1, Estructura de la red de distribución

Una vez modelada la red de distribución con sus respectivas cargas se procede a calcular la potencia, energía y el tiempo que debe suministrar el sistema de inyección hacia la red de distribución en el lado de baja para cumplir con los niveles de tensión dentro de los estándares permitidos por las regulaciones, en el caso de Ecuador el ente responsable de la regulación es CONELEC 004/01.

4.2.- Modelado de la red de distribución

Con el fin de modelar el entorno de pruebas del sistema de inyección de energía tratado en esta tesis, se ha definido la siguiente secuencia para la modelación de la red de distribución:

1. Justificación de la elección del alimentador.
2. Procedimiento para la elección del segmento del alimentador a modelar.
3. Determinación de los calibres de los conductores
4. Justificación de la elección del modelo de la red de distribución.
5. Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea.
6. Modelo final de la red de distribución.
7. Resultados obtenidos.

4.2.1.- Justificación de la elección del alimentador

Para la elección del sistema a modelar se ha tomado en cuenta en esta tesis que la mayoría de la población que se beneficie del sistema de energía eléctrica se dedique a la explotación minera o agrícola, debido a que para la ejecución de dichas actividades se utilizan cargas del tipo “maquinas eléctricas” que al momento de estar en funcionamiento producen sobre cargas transitorias afectando los niveles de tensión.

Según el Instituto Nacional de Estadística de Ecuador y Censo en el año 2010 concluyeron que el 58% de las concesiones dedicadas a la explotación minera se encuentra en 8 provincias del país: El Oro, Pichincha, Azuay, Orellana, Sucumbíos, Zamora Chinchipe, Guayas y Esmeralda especificando lo siguiente [45]:

- En la provincia del Oro: 6745 personas trabajaron en la actividad de explotación minera, representado un 2.7% del total de habitantes.
- En la provincia de Pichincha: 6245 personas trabajaron en la actividad de canteras, representando el 0.5% del total de habitantes.
- En la provincia del Azuay (Camilo Ponce Enríquez, Pucará): 4728 personas trabajan en la explotación minera, representado más del 85% del total de habitantes, además se dedican a otras actividades como la agricultura y la ganadería [46].

Tomando en consideración lo mencionado anteriormente, los alimentadores que cumplen con esas condiciones son el 1421-1424 que suministran energía eléctrica a las siguientes parroquias: Lentag, Cataviña, Cañaribamba, Santa Isabel, La Atalaya, Jubones, San Sebastián de Yuluc, San Francisco, Pucará, Pelincay, Narigüiña, San Juan de Naranjillas, Shaglli, Pedernales y Cuevas.

Para la elección de uno de los dos alimentadores se procede a verificar los niveles de tensión que son indicados en la tabla 4.1 y 4.2 y que poseen la siguiente información.

- Tipo: especifica a que zona pertenece, R para zona rural y U para zona urbana.
- $V_{\text{límite}}$: es el rango permisible en el que se debe encontrar el nivel de tensión para el lado de alta tensión (AT) es del 5% y para el lado de baja tensión (BT) es del 10%.
- V_{nominal} : es el nivel de tensión de referencia en el lado de AT en la subestación eléctrica (SE).
- $V_{\text{medido_SE}}$: es el nivel de tensión que se ha medido en el lado de AT en la SE.
- $\text{Caída}_{V_acumulada}$: es el porcentaje de disminución de tensión que existe entre la SE y un punto de medición, generalmente el punto de medición es una carga lejana.
- $\text{Caída}_{V_máximo_fases}$: es el valor que pertenece a la mayor caída de tensión que se ha originado en las tres fases.
- V_{real} : se calcula a partir de $V_{\text{medido_SE}} - (V_{\text{medido_SE}} * \frac{\text{Caída}_{V_máximo_tres_fases}}{100})$, este valor ayuda a verificar si los niveles de tensión se encuentran dentro de los límites permitidos por la regulación.
- $V_{\text{límite_inferior}}$: es el valor de tensión mínimo permitido por la regulación, definido como la tensión nominal menos el 5%, resultando 20900 V.

- $V_{\text{aceptable}}$: tiene dos opciones, SI significa que el nivel de tensión fue mayor o igual al límite $LimDv$, NO significa que el nivel de tensión fue menor a $LimDV$, de igual modo se aplicada cuando se compara con el LIM.
- $V_{\text{límite_superior}}$: es el valor de tensión máximo permitido por la regulación, definido como la tensión nominal más el 5%, resultando 23100 V.

Tabla 4.1, Niveles de tensión del alimentador 1421

Tipo	$V_{\text{límite}}$	V_{nominal}	$V_{\text{medido_SE}}$	Caída acumulada			$Caída_{\text{máximo_fases}}$	V_{nominal}	$V_{\text{límite_inferior}}$	$V_{\text{aceptable}}$	$V_{\text{límite_superior}}$	$V_{\text{aceptable}}$
	%	kV	kV	A %	B %	C %	%	kV	kV		kV	
ENERO 2017												
R	5	22	22.8	2	5	6	6	21.5	20.9	SI	23.1	NO
FEBRERO 2017												
R	5	22	22.4	2	7	7	7	20.8	20.9	NO	23.1	NO
MARZO 2017												
R	5	22	22.2	1	5	6	6	20.8	20.9	NO	23.1	NO
ABRIL 2017												
R	5	22	22.4	2	6	7	7	20.8	20.9	NO	23.1	NO

Tabla 4.2, Nivel de tensión del Alimentador 1424

Tipo	V _{límite}	V _{nominal}	V _{medido_SE}	Caída _v acumulada			Caída _v máximo fases	V _{nominal}	V _{límite_inferior}	V _{aceptable}	V _{límite superior}	V _{aceptable}
	%	kV	kV	A %	B %	C %	%	kV	kV		kV	
ENERO 2017												
R	5	22	22.5	8	17	13	17	18.7	20.9	NO	23.1	NO
FEBRERO 2017												
R	5	22	22.3	8	15	11	15	18.8	20.9	NO	23.1	NO
MARZO 2017												
R	5	22	22.4	9	15	12	15	19	20.9	NO	23.1	NO
ABRIL 2017												
R	5	22	22.1	10	14	12	14	18.9	20.9	NO	23.1	NO

Como se puede observar en la tabla 4.2 el alimentador 1424 posee un nivel de tensión fuera de los rangos establecidos, por ende, la presente tesis se enfocará en dicho alimentador.

En la figura 4.2, se indica la ruta del alimentador 1424 con la siguiente descripción:

- Color rojo: pertenece a la ruta del alimentador desde la SE que se encuentra en Lentag hasta los transformadores de distribución pertenecientes a diferentes cargas.
- Color amarillo: es el límite de abastecimiento de energía eléctrica por el alimentador 1421-1424.
- Color azul: son puntos de referencia pertenecientes a parroquias que se encuentran cercanas al alimentador 1424.
- Color violeta: pertenece a las redes de distribución que se encuentran conectadas al alimentador que suministran energía eléctrica a las diferentes cargas de las parroquias aledañas, para efectos de este estudio el resto de cargas que se encuentran conectadas al alimentador son despreciadas debido a que poseen transformadores menores o iguales a 37.5 kVA, potencia muy baja para soportar las cargas que actualmente están conectadas “motores eléctricos”.

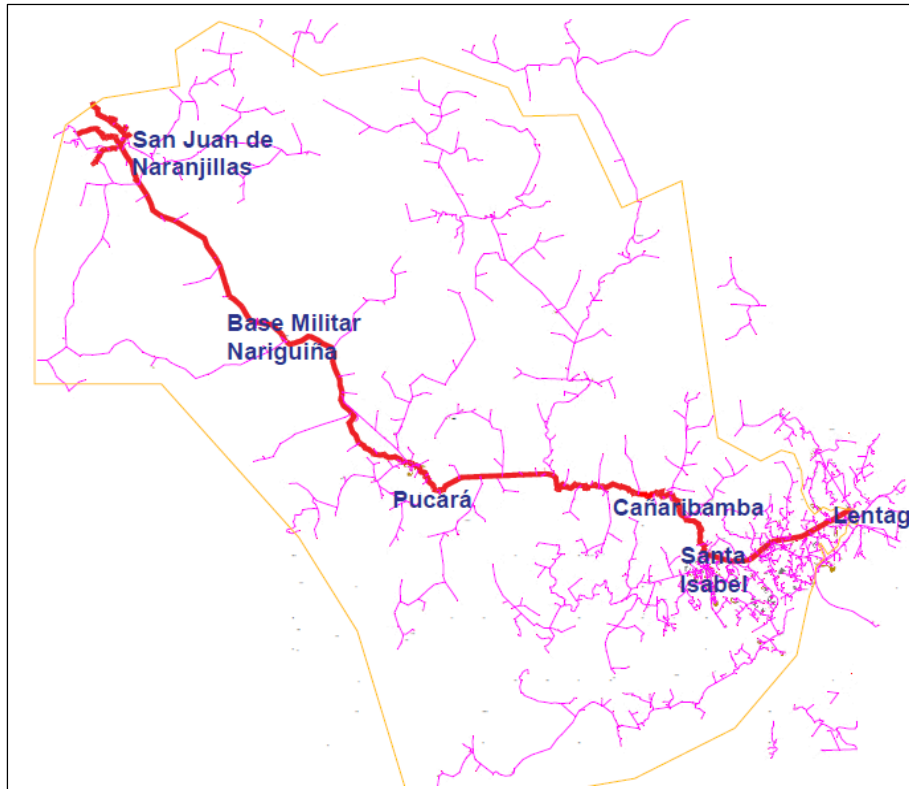


Figura 4.2, Ruta del alimentador 1424

4.2.2.- Procedimiento para la elección del segmento del alimentador a modelar

Ahora se procede a determinar que segmento del alimentador se modelará para ello se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se elige una carga que en comparación a las demás se encuentre a mayor distancia de la subestación eléctrica.
- La carga elegida debe poseer mínimo un transformador de distribución superior a 150 kVA.

Para aplicar los criterios anteriores, se utilizan las características técnicas de la ruta del alimentador 1424 mediante el sistema informático de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur departamento SIGADE, partiendo desde la subestación eléctrica que se encuentra en el cantón Lentag y posteriormente pasando por algunas parroquias como puntos de referencia hasta la carga elegida, esta ruta posee dos transformadores de 200 kVA y 500 kVA y se encuentra a una distancia hasta la subestación eléctrica de 71.2798 Km, esta descripción es indicada en la figura 4.3.

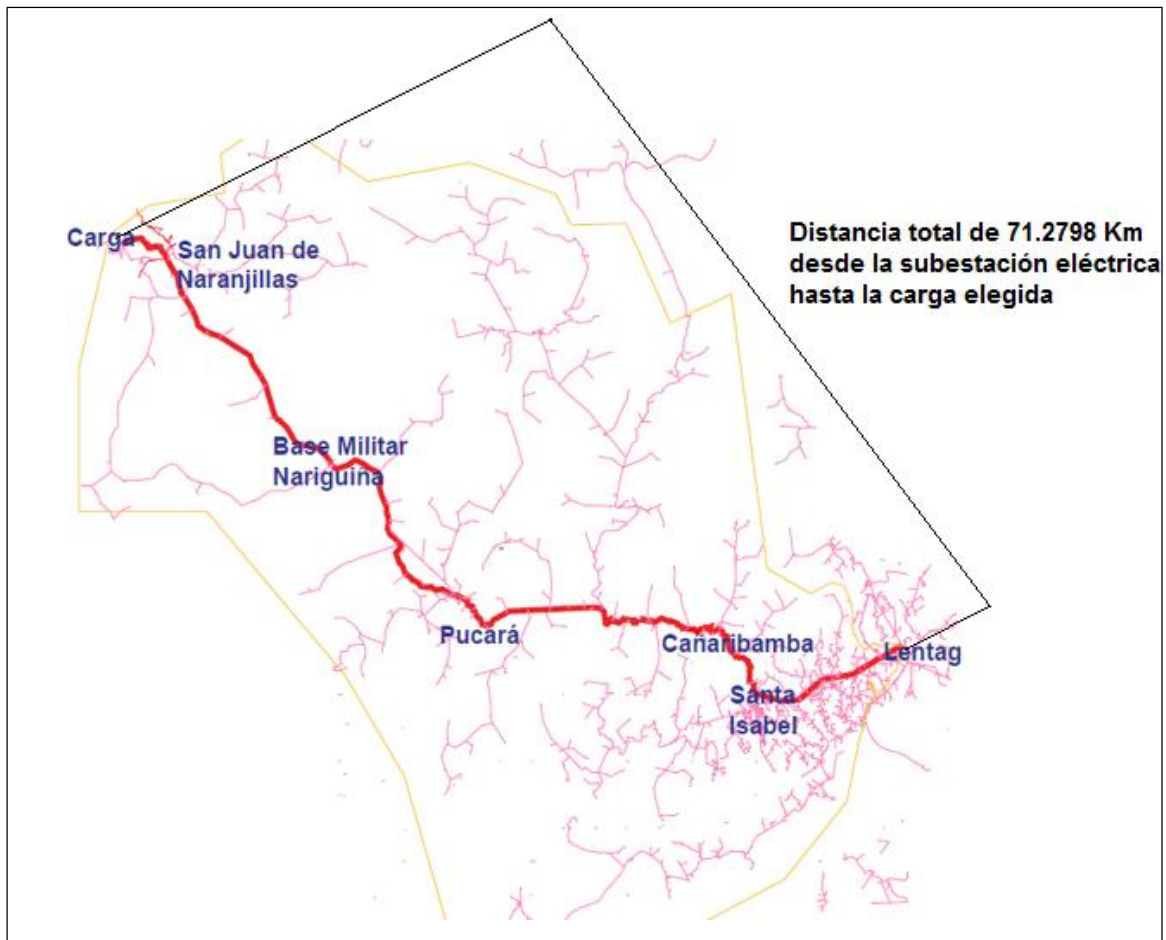


Figura 4.3, Carga elegida para modelar el segmento del alimentador 1424

4.2.3.- Determinación de los calibres de los conductores

Otro aspecto importante a considerar son las características del sistema de transmisión, particularmente los calibres de los conductores en el sistema de distribución los cuales mediante los datos del sistema informático de la empresa eléctrica nos permiten obtener estos parámetros, los calibres de los conductores instalados en el segmento de estudio se obtiene de la página de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur [47].

Cabe mencionar que hasta los 65 Km desde la subestación eléctrica utilizan un sólo calibre de conductor del tipo ACSR 3/0 y a partir de esa distancia se cambian los calibres de conductores los cuales están indicados en la figura 4.4.

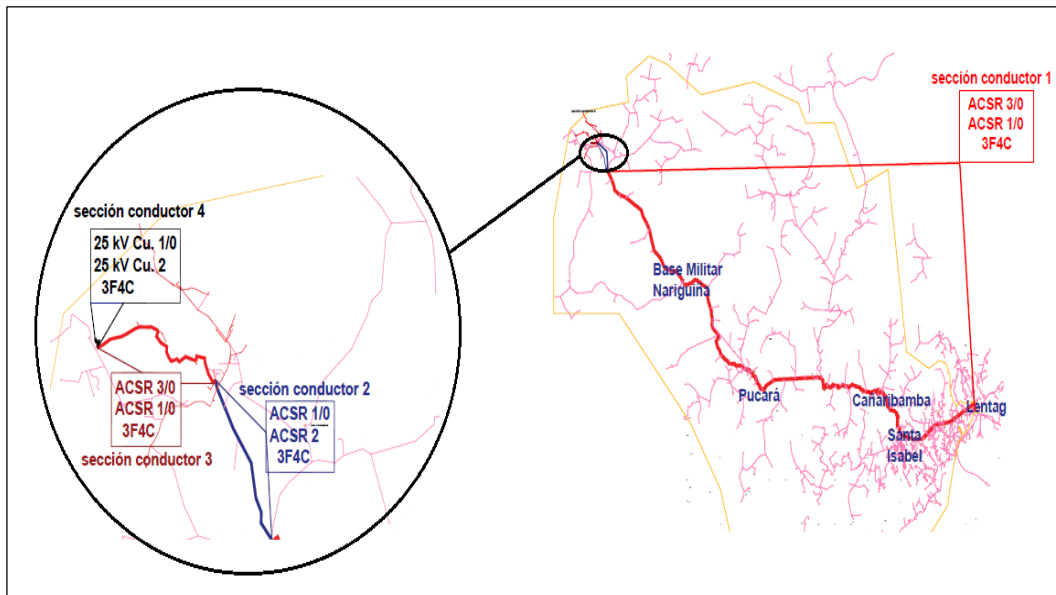


Figura 4.4, Sección de los conductores para el alimentador 1424

De la figura 4.4, se puede destacar los siguientes aspectos:

- Para la sección del conductor 1 de la figura 4.4, el calibre que pertenece a la fase A,B,C es el ACSR 3/0 mientras que para el neutro es el ACSR 1/0.
- Para la sección del conductor 2 de la figura 4.4, el calibre que pertenece a la fase A,B,C es el ACSR 1/0 mientras que para el neutro es el ACSR 2.
- Para la sección del conductor 3 de la figura 4.4, el calibre que pertenece a la fase A,B,C es el ACSR 3/0 mientras que para el neutro es el ACSR 2.
- Para la sección del conductor 4 de la figura 4.4, el calibre que pertenece a la fase A,B,C es el 25 kV Cu. 1/0 mientras que para el neutro es el 25 kV Cu. 2.

4.2.4.- Justificación de la elección del modelo de la red de distribución

Antes de elegir el tipo de modelo que se utilizará para representar la red de distribución se tomará en consideración la clasificación de las líneas discutidas en [48,49] y que las clasifica de la siguiente manera:

- Una línea es considerada “corta”, cuando su distancia es menor o igual a los 80 Km, aquí se desprecia el efecto capacitivo de la línea y solo es representada por el efecto resistivo e inductivo.

- Una línea es denominada “media”, cuando su distancia es mayor a los 80 Km pero menor o igual a los 240 Km, es común concentrar la capacitancia total en derivación y ubicar la mitad en cada extremo de la línea este tipo de circuito es conocido como modelo PI o si se concentra en el punto medio del circuito que representa línea es conocido como modelo T.
- Una línea es denominada “larga”, cuando su distancia es superior a los 240 Km, para una mayor exactitud se debe tomar teóricamente un número infinito de segmentos de las líneas lo cual para su solución requiere de ecuaciones diferenciales.

De acuerdo al inciso 4.1.2 la distancia total del alimentador es de 71.2798 Km por lo que pertenece a las líneas cortas justificando así solo la utilización de la resistencia e inductancia para representar el modelo de la línea de la red de distribución igual al de la figura 4.5 conjuntamente con la ecuación (4.1) [49].

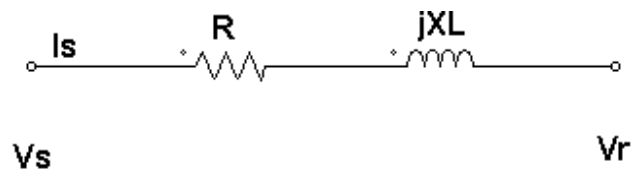


Figura 4.5, Representación de una línea corta

$$Z = kl \quad (4.1)$$

Donde: Z es la impedancia total de la línea, k es la impedancia por unidad de longitud en (Ω/Km) y l es la longitud de la línea en (Km).

4.2.5.- Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea.

Una vez determinado la distancia y el calibre del conductor del segmento del alimentador a modelar se procede a calcular los parámetros eléctricos, para ello se hace uso de la tabla 4.3 [50].

Tabla 4.3, Características eléctricas de los conductores

Calibre	Resistencia (Ω/Km)	Inductancia (H/Km)
ACSR 2	0.7880	0.0010
ACSR 1/0	0.5090	0.0091

ACSR 3/0	0.3200	0.0009
25 kV Cu.2	0.6671	0.0005
25 kV Cu.1/0	0.4195	0.0004
600 V Cu.2	0.3940	0.0000

A partir de la tabla 4.3 y de las distancias se calculan los parámetros eléctricos de los conductores, los cuales están indicados en la tabla 4.4.

Tabla 4.4, Parámetros eléctricos de los conductores

	Distancia	Resistencia	Inductancia	
Calibre	(Km)	(Ω)	(H)	
3/0	65	20.8	0.0585	Lado AT
1/0	2.7820	1.4160	0.0253	Lado AT
3/0	3.2790	1.0493	0.0028	Lado AT
25 kV Cu.1/0	0.2038	0.0855	0.0001	Lado AT
600 V Cu.2	0.0150	0.0059	0.0000	Lado BT

A partir de los parámetros anteriormente expuestos, el segmento de estudio puede ser modelado mediante los parámetros mostrados en la tabla 4.5.

Tabla 4.5, Parámetros eléctricos de los conductores del alimentador en estudio

Resistencia Total en AT (Ω)	23.3508
Inductancia Total en AT (H)	0.0867
Resistencia Total en BT (Ω)	0.0059
Inductancia Total en BT (H)	0.0000

Donde: *AT* asociado al lado de alta tensión y *BT* asociado al lado de baja tensión.

4.2.6.- Modelo final de la red de distribución

Para obtener el modelo final de la red de distribución una vez definida la línea de transmisión de energía, es necesario modelar las cargas del sistema, para ello se toma en cuenta que en las zonas mineras la mayor parte está conformado por motores eléctricos que dan movimiento a bombas para el manejo de líquidos, trituradoras, cintas transportadoras entre otras [51,52], por ende, la carga a modelar serán para esta aplicación motores eléctricos de inducción y resistencias de 20 Ω la cual pueden emular pequeños aparatos eléctricos conectados (iluminación, electrodomésticos, etc...), por motivos de la simulación

como carga a parte de las resistencias se utilizará dos motores de 50 HP con las siguientes características [53]:

Tabla 4.6, Parámetros eléctricos del motor de inducción

Tensión (V)	460
R_s (Ω)	0.087
L_s (mH)	0.8
L_m (mH)	34.7
R_r (Ω)	0.228
L_r (mH)	0.8
# polos	4
Momento de Inercia (kgm^2)	0.4

Finalmente se obtiene el modelo de la red de distribución de energía eléctrica, que puede observar en la figura 4.6.

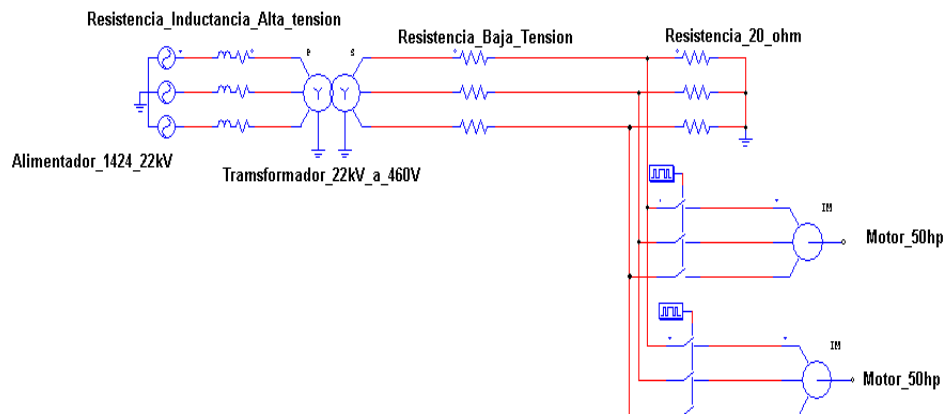


Figura 4.6, Modelo completo de la red de distribución

4.2.7.- Comportamiento del sistema de distribución con las cargas emuladas

Para verificar los niveles de tensión de la figura 4.6 se toma en cuenta la formación de los huecos de tensión (sag), para ello se considera las regulaciones CONELEC 004/01 (aplicada en el Ecuador) y NP EN 50160-2010 (norma Portuguesa), las cuales definen al sag como una disminución de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 10% y el 90% de la tensión nominal además definen a la elevación de tensión (swell) como una elevación de tensión de alimentación a un valor situado entre el 110% y 180% de la tensión nominal seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo, el nivel de tensión que se encuentre entre el rango mayor o igual a 90% y menor o igual al 110% de la

tensión nominal es considerada como un nivel de tensión aceptable, la tensión declarada en el presente trabajo es de $265.5 V_{F-N}$, resultando los siguiente:

- $26.55 V \leq$ Rango para la formación del SAG $< 238.95 V$.
- $238.95 V \leq$ Rango aceptable de la tensión $\leq 292.05 V$.
- $292.05 V <$ Rango para la formación de un SWELL $\leq 477.9 V$.

Al proceder a simular el escenario de estudio indicado en la figura 4.6 sin tener conectado ningún sistema de inyección de energía da como resultado a nivel de tensión la figura 4.7, donde se observa que antes de ingresar en funcionamiento el motor ($t < 0.3$ S.) el nivel de tensión se encuentra dentro del rango aceptable, con un valor igual a $265.5 V$ y con una corriente de $13 A$ debido a la carga de 20Ω que se encuentra conectado pero en 0.3 S. se observa una disminución repentina y transitoria de la tensión con un valor igual a $231 V$, esto se debe a que en dicho momento es conectado el primer motor produciéndose un pico de corriente de $400 A$ indicado en la figura 4.8 con un tiempo de duración de 0.2 S., producto por el cual la tensión se ubica dentro del rango perteneciente a la formación de los huecos de tensión (sag), con un tiempo de estabilización de 0.2 S. para que el nivel de tensión se ubique nuevamente dentro del rango aceptable, de igual modo sucede en 0.7 S., debido a que ingresa a funcionar el segundo motor, con el mismo valor de valor de pico de corriente y tiempo de estabilización, pero con una corriente de $42 A$ debido a que a parte de la resistencia conectada también se encuentra conectado el primer motor, de igual forma sucederá si se conecta un tercer motor pero con la diferencia de que la corriente después del tiempo de estabilización será mayor a $42 A$ debido a que ya se encuentra conectado a la red la resistencia, el primer motor y segundo motor.

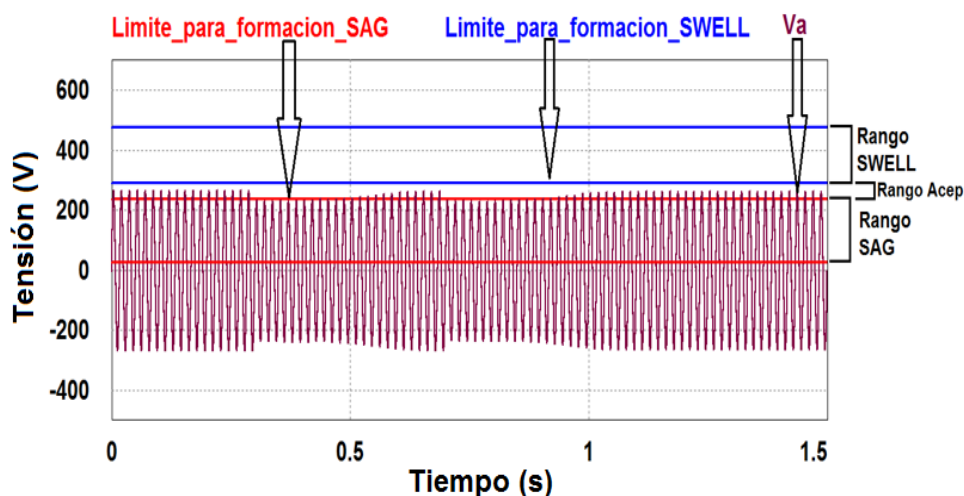


Figura 4.7, Nivel de tensión al momento del ingreso de los motores en la fase "A"

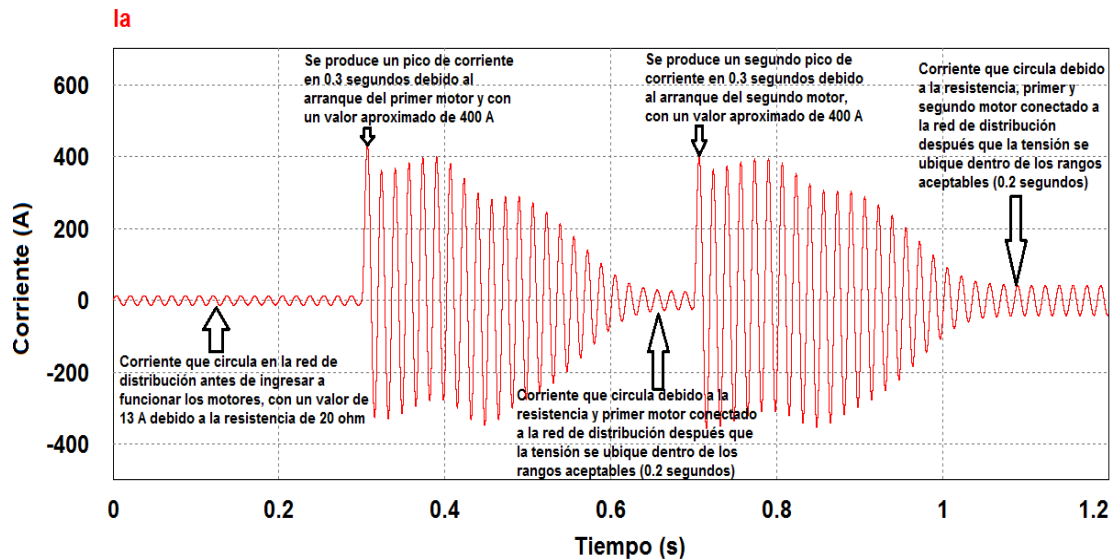


Figura 4.8, Comportamiento de la corriente en el PCC ante la conexión del motor 1 y 2 (fase "A")

4.3.- Dimensionamiento y diseño de la capacidad energética (potencia, energía) del sistema de inyección de energía

Antes de proceder al dimensionamiento de la capacidad energética del sistema de inyección primero se indica la configuración de conexión a la red de distribución, de forma gráfica está representada mediante la figura 4.9 cuya función será absorber energía desde la red de distribución cuando los niveles de tensión se encuentren dentro del rango aceptable que pertenece a los límites mayor o igual al 90% y menor o igual al 110% de la tensión declarada, pero al momento que el nivel de tensión en el punto de conexión común se ubique dentro del rango para la formación de los sags, la energía absorbida va a inyectarse hacia la red para tratar de compensar la reducción de los niveles de tensión, para ello el sistema debe ser diseñado con los datos proporcionados en el inciso 4.2.7.

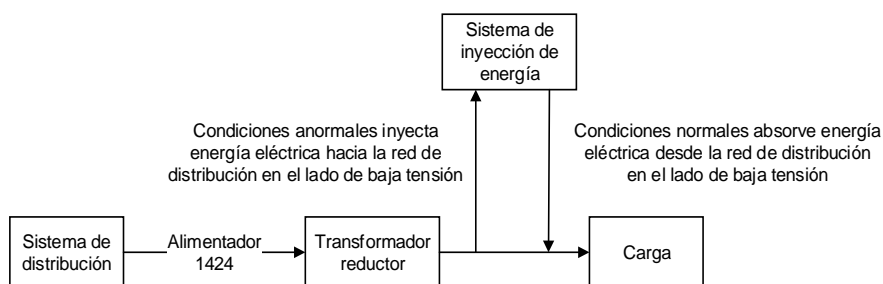


Figura 4.9, Conexión del sistema de inyección de energía en la red de distribución

4.3.1.- Determinación de la capacidad energética del sistema de inyección de energía

Dado que la potencia trifásica en función de la corriente y tensión viene expresada por la ecuación (4.2) a partir de ello se procede a realizar los cálculos para el sistema de inyección de energía, todas las variables eléctricas están expresadas en valores RMS.

$$P_{3\phi} = 3 I_{fase} V_{f-n} \cos(\phi) \quad (4.2)$$

Para aplicar esta ecuación al modelo de red de distribución se realizará lo siguiente:

- Para conocer el valor de I_{fase} a cada fase en el lado de baja tensión se conectará un bloque denominado RMS block del programa PSIM®.
- Para conocer el valor de V_{f-n} de igual forma a cada fase en el lado de baja tensión se conectará un bloque denominado RMS block del programa PSIM®.
- Para conocer el factor de potencia al instante del arranque de los motores se conectará un bloque denominado 3-phase VA-power factor meter.

Aplicando estos criterios se obtiene el modelo de la figura 4.10.

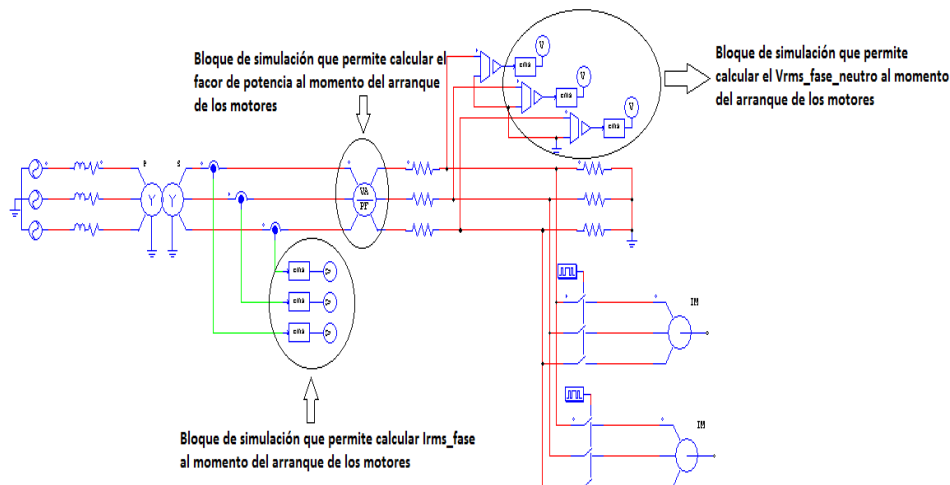


Figura 4.10, Configuración de la red de distribución para medir corrientes rms, tensiones rms y el factor de potencia

Al realizar las configuraciones en la red de distribución que son indicadas en la figura 4.10 permite determinar la potencia trifásica que se produce al momento del arranque de las cargas, aspecto importante para el diseño del sistema de inyección de energía, obteniendo los siguientes resultados indicados en la figura 4.11.

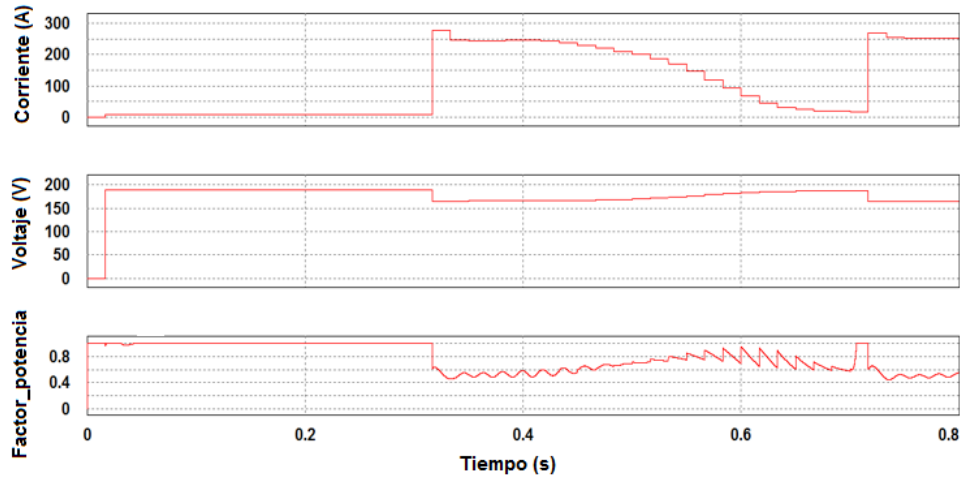


Figura 4.11, Corriente, tensión de la fase "A" y factor de potencia

A partir de la figura 4.11, en el momento de arranque del motor en 0.3 S. por la fase "A" circula una $I_{\text{fase}} = 276.5 \text{ A}$, $V_{\text{f-n}} = 164.5 \text{ V}$, $\cos(\phi) = 0.57$, $V_{\text{max}} = 232.638 \text{ V}$, a partir de estos datos la potencia trifásica al momento del arranque de los motores está expresad por (4.3).

$$P_{3\phi} = 77.8 \text{ kW} \quad (4.3)$$

A partir del dato V_{max} se puede establecer que la tensión no se encuentra dentro de la norma establecida, motivo por el cual es necesario tomar acciones que permita mejorar la calidad del sistema, la propuesta de esta tesis es incluir un sistema de inyección de energía, para ello se plantea la ecuación (4.4).

$$I_{\text{fase}} = I_{\text{Red Distribución}} + I_{\text{sistema de inyección de energía}} \quad (4.4)$$

Ahora se plantea que la red de distribución ya no suministre 77.8 kW sino solo 50 kW y el restante entregue el sistema de inyección de forma temporal, modificando la ecuación (4.2) para que esté en función de la resistencia y corriente se obtiene la ecuación (4.5).

$$P_{3\phi} = 3(I_{\text{fase}})^2 R \cos(\phi) \quad (4.5)$$

Reemplazando el valor de (4.3) y de I_{fase} en la ecuación (4.5) se obtiene las relaciones expresadas en (4.6) y (4.7).

$$77.8 \text{ kW} = 3 * (276.5)^2 R \cos(\phi) \quad (4.6)$$

$$50 \text{ kW} = 3(I_{\text{Red Distribución}})^2 R \cos(\phi) \quad (4.7)$$

Igualando (4.6) y (4.7) se puede encontrar la $I_{\text{Red Distribución}}$ expresada en (4.8).

$$I_{\text{Red Distribución}_{\text{rms}}} = 221.6 \text{ A} \quad (4.8)$$

Reemplazando (4.8) en la ecuación (4.4) se obtiene el valor de corriente que el sistema de inyección debe suministrar hacia la red de distribución, expresada en (4.9).

$$I_{\text{sistema de inyección de energía}} = 55 \text{ A} \quad (4.9)$$

Por razones de seguridad la corriente del sistema no será 55 A sino 80 A que corresponde a un sobre dimensionamiento de 46%, por lo tanto, el valor de corriente pico por fase y potencia trifásica que debe suministrar el sistema de inyección de energía está dado por (4.10) y (4.11) respectivamente.

$$I_{\text{sistema de inyección de energía}_{\text{max}}} = 113 \text{ A} \quad (4.10)$$

$$\begin{aligned} P_{3\phi}_{\text{sistema de inyección de energía}} &= P_{3\phi}_{\text{total de la carga}} - P_{3\phi}_{\text{Red Distribución}} \\ &= 22.8 \text{ kW} \end{aligned} \quad (4.11)$$

A partir de (4.11) y del tiempo de estabilización de 0.2 S. (obtenido en 4.2.7), se puede calcular la energía, expresado en (4.12).

$$E = Pt = 1.2 \text{ Wh} \quad (4.12)$$

CAPÍTULO 5. ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE ENERGÍA BASADO EN VOLANTE DE INERCIA

5.1.- Introducción

El diagrama de bloque de la estructura del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia está indicado en la figura 5.1, el cual está compuesto por una máquina eléctrica acoplada a un volante de inercia, el sistema consta de dos convertidores de potencia trifásico bidireccionales conectados, el acoplamiento entre estos dos convertidores se realiza mediante un condensador de acoplamiento en el bus de corriente continua llamado DC-link, una consideración que hay que tomar en cuenta es la utilización de inductancias externas conectadas en serie con las inductancias de la máquina eléctrica cumpliendo la función de minimizar los armónicos, pues al girar a velocidades altas la máquina eléctrica posee valores de inductancias pequeñas.

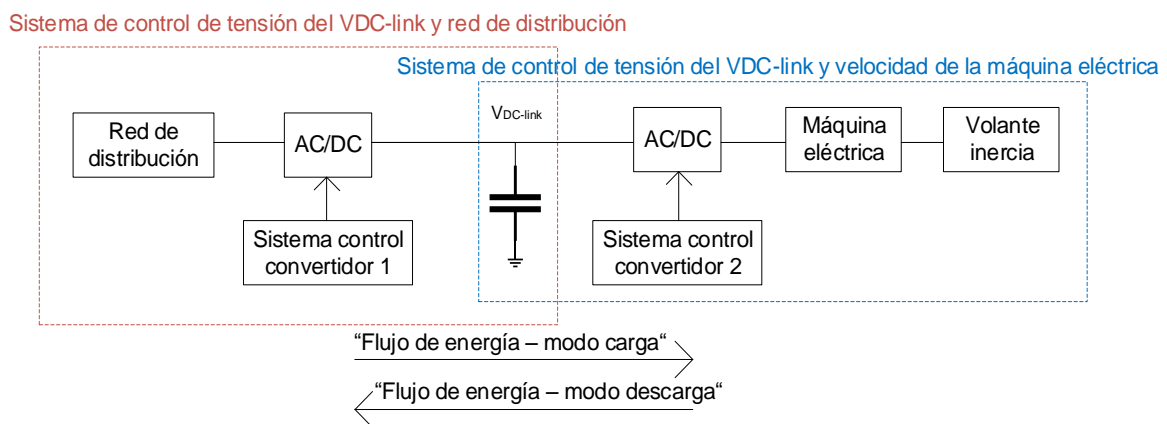


Figura 5.1, Estructura del sistema estabilizador de energía basado en volante de inercia interconectado a la red de distribución

Los sistemas de control del convertidor 1 y 2 de la figura 5.1 tienen la siguiente función:

- Sistema de control 1*: el convertidor de potencia asociado a la red de distribución consta de un control de corriente en el sistema de referencia síncrono como el utilizado en [54,55] y tendrá la tarea de controlar la tensión de la red de distribución y tensión DC-link, este control se puede dividir en dos subetapas: modo **carga**, la energía fluye desde la red de distribución hacia el bus de continua para alcanzar el

nivel de tensión nominal del $V_{DC-link}$, en este modo opera el sistema de control de tensión del $V_{DC-link}$ comportándose el convertidor como rectificador trifásico controlado. En modo **descarga**, la energía fluye desde la máquina eléctrica funcionando como generador hacia la red de distribución, en este modo opera el sistema de control de tensión de la red de distribución comportándose el convertidor como inversor trifásico controlado.

- b) *Sistema de control 2*: el convertidor de potencia asociado a la máquina eléctrica consta de un control de corriente como el utilizado en el segmento anterior. En el modo **carga**, la energía fluye desde la fuente de tensión $V_{DC-link}$ hacia la máquina eléctrica que está funcionando como motor para alcanzar la velocidad nominal de carga, en este modo opera el sistema de control de velocidad de la máquina eléctrica comportándose el convertidor como inversor trifásico controlado, en este estado el sistema tiene almacenada su energía en forma cinética. En modo **descarga**, la energía fluye desde la máquina eléctrica funcionando como generador hacia la fuente de tensión $V_{DC-link}$ para mantener su nivel de tensión en un valor de referencia ante la presencia de cualquier carga conectada, en este modo opera el sistema de control de tensión del $V_{DC-link}$.

Para el funcionamiento adecuado del sistema de inyección se debe cumplir que el tiempo de transición de cada zona se la debe realizar rápidamente, para ello se requiere que la electrónica de potencia sea fiable, además se debe de contar con un sistema de control preciso para evitar que se originen errores por acciones lentas [56].

A continuación, se describe cada una de las partes que conforman el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia.

5.2.- Elección del tipo de máquina eléctrica

Para la elección del tipo de máquina eléctrica a utilizar el presente trabajo abarcará las máquinas conocidas como:

- Máquina síncrona de imanes permanentes (PMSM).
- Máquina de inducción (IM).

5.2.1.- Máquina síncrona de imanes permanentes

En comparación con los motores de inducción posee alta eficiencia debido a que no posee un bobinado en el estator [57], posee alta densidad de potencia, alta relación par

mecánico/corriente, tamaño pequeño [58], pero también posee desventajas: altos costos debidos a los materiales con los que se construye los imanes [57], no es posible conectar dos motores en un sólo inversor involucrado así los costos de inversión [58].

Una prueba realizada para la comparación de eficiencia energética entre el motor de inducción e imán permanente fue realizada en [59] entregando como resultado lo siguiente: para un rango de potencia entre 1.5 HP - 2 HP la eficiencia fue del 68.1% (IM) y 73.8% (PMSM), para una potencia de 5 HP la eficiencia fue de 77.9% (IM) y 89.6% (PMSM) y para una potencia de 20 HP fue de 91.7% (IM) y 95% (PMSM), por lo que para grandes aplicaciones de potencia la mejor opción es el PMSM.

5.2.2.- Motor de Inducción

Presenta algunas desventajas como: limitaciones de velocidades, control complejo y alto mantenimiento [60].

En comparación con los motores de imanes permanentes posee baja eficiencia debido a las pérdidas que se produce en el cobre del estator y rotor [57] pero son robustos y económicos.

Considerando que el conjunto volante de inercia-motor/generador es herméticamente cerrado lo primordial es la temperatura que se origina, por ello si consideramos las pruebas realizadas en [58] en aplicaciones de tracción en ambientes cerrado se concluye que la máquina de inducción se calienta 10°C más que la máquina síncrona de imanes permanentes, valor muy significativo en términos de eficiencia.

5.2.3.- Comparación entre los PMSM e IM

En la tabla 5.1 se comparan algunas características importantes para la selección del tipo de máquina eléctrica [60].

Tabla 5.1, Comparación de las máquinas PMSM e IM

Características	IM	PMSM
Potencia	Alta	Media y baja
Potencia Específica	Media (0.7 kW/kg)	Alta (1.2 kW/kg)
Perdidas del Rotor	cobre y hierro	Muy bajas
Eficiencia	Alta (93.4%)	Muy Alta (95.5%)
Resistencia a la tracción	Media	Alta

Rizado de par mecánico	Media (7.3%)	Media (10%)	
Costo	Baja (22 euros/kW)	Baja (30 euros/kW)	
Ventajas	Bajo Costo	Bajo costo y alta eficiencia	
	Construcción Simple	Alta densidad de potencia	
	Tecnología Madura	Alto par mecánico	
	Almacenamiento de alta energía	Pequeño tamaño, alta calidad	Baja pérdida de resistencia del rotor
		Sin pérdidas de bobina de campo	Bajo rizado de par mecánico
		Bajo rizado de par mecánico	Modo de control simple
Modo de control simple		Pobre robustez ante temperaturas elevadas	
Desventaja	Velocidades limitadas	Alto costo	
	Gran volumen para potencia elevadas		
	Altas pérdidas, baja eficiencia		

Si consideramos algunos aspectos importantes como: eficiencia, densidad de potencia, tecnología conocida, tamaño, alta relación par mecánico/corriente, mínimas pérdidas, fácil de controlar: la mejor opción es la MÁQUINA SÍNCRONA DE IMANES PERMANENTES (PMSM), es por ello, que la presente tesis utilizará este tipo de máquina.

5.3.- Volante de inercia

La energía almacena por el volante viene expresada por la ecuación (1.1), ahora si consideramos que el volante de inercia permite tener una velocidad máxima (w_{r_max} en rad/S) y una velocidad mínima (w_{r_min} en rad/S) para evitar variaciones grandes en las tensiones y para limitar el par máximo para una potencia nominal [60], la ecuación (1.1) se transforma en la ecuación (5.1) la cual representa la energía mecánica útil que se puede obtener del volante de inercia.

$$E = \frac{1}{2}J(w_{r_max}^2 - w_{r_min}^2) \quad (5.1)$$

La velocidad máxima de rotación está restringida por el material que conforma el volante de inercia para resistir las fuerzas centrífugas, que son proporcionales a la masa y a la velocidad de rotación, término que tienen que ver con la resistencia de tracción de los materiales, para la elección del material se debe considerar los siguientes aspectos [61]:

- Debe tener una baja densidad.
- Debe tener una alta resistencia de tracción.
- Máxima densidad de energía.

En la tabla 5.2 se presentan la comparación de algunos materiales haciendo énfasis con los aspectos mencionados anteriormente.

Tabla 5.2, Aspectos a considerar para la elección del material que conforma el volante de inercia

Material	Densidad	Resistencia de Tracción	Máxima Densidad de Energía
	(kg/m ³)	MPa	
E-vidrio	2000	100	0.05 MJ/kg = 0.014 kWh/kg
S2-vidrio	1920	1470	0.76 MJ/kg = 0.21 kWh/kg
Carbón T1000	1520	1950	1.28 MJ/kg = 0.35 kWh/kg
Carbón ASAC4	1510	1650	1.1 MJ/kg = 0.30 kWh/kg
Aluminio	2700	500	0.093 MJ/kg = 0.02 kWh/kg
Acero	7800	800	0.051 MJ/kg = 0.14 kWh/kg

Típicamente los volantes de inercia se construyen como cilindros sólidos.

En el caso de que el volante sea un cilindro sólido el momento de inercia está dado por $I = m * r^2$ y reemplazando en la ecuación (1.1) se tiene la ecuación (5.2) deduciendo lo siguiente: para incrementar la energía almacenada lo más conveniente es incrementar la velocidad angular pues si se incrementa la masa o el radio involucraría el incremento del peso del cilindro haciendo que disminuya la velocidad a la cual pueda girar.

$$E = \frac{1}{2}mr^2\omega_r^2 \quad (5.2)$$

Donde: m masa del cilindro sólido, r radio del cilindro sólido.

Los volantes de inercia de baja velocidad están fabricados de materiales pesados y están soportados por cojinetes magnéticos o mecánicos mientras que los volantes de alta velocidad están fabricados de materiales compuestos, los cuales son más ligeros pero fuertes y generalmente requieren soportes mediante cojinetes magnéticos reduciendo así la fricción que puede existir [60].

5.4.- Inductancias externas (L_{ex})

El objetivo de la utilización de las inductancias externas es minimizar la distorsión armónica que se origina al momento de hacer funcionar la máquina eléctrica debido a que posee inductancias internas pequeñas, objetivo primordial para que alcance grandes velocidades [62], estas inductancias se conectan en serie con la máquina eléctrica.

Para el dimensionamiento de las L_{ex} se debe considerar algunos aspectos como [62]:

- Precio.
- Tamaño.
- Peso, volumen.
- Pérdidas y control.

Por lo que la presente tesis tendrá en cuenta los aspectos mencionada para el dimensionamiento de la L_{ex} .

5.5.- Electrónica de potencia

Existen diferentes topologías de convertidores de potencia los cuales pueden ser: DC/AC, AC/AC, DC/DC, AC/DC/AC la utilización de cada topología dependerá de las necesidades.

Los convertidores trifásicos serán elegidos de acuerdo a sus características operacionales (tensión de saturación, resistencia del transistor, resistencia del diodo, tensión a la cual empieza a conducir) requisitos de funcionamiento y las aplicaciones, entre los más comunes tenemos: SCR (*silicon controlled rectifier*), BJTs (*gate bipolar transistor*), MOSFETs (*MOS field effect transistors*), GTO (*gate turn off thyristor*) y los IGTB (*insulated gate bipolar transistor*) [60].

Los SCR y GTO se han aplicado tradicionalmente en convertidores de potencia de frecuencia variable [60], los MOSFET son considerados dispositivos de potencia universal para aplicaciones de baja potencia y baja tensión sin embargo el IGTB tiene más aceptación que los anteriores en aplicaciones de accionamiento de motores, en aplicaciones de baja-media potencia, posee una capacidad de energía alta y trabaja en frecuencia de conmutación alta [63].

En la tabla 5.3 se representa las características de la capacidad de potencia y la velocidad de conmutación de los dispositivos de potencia [63].

Tabla 5.3, Características de los dispositivos de potencia

Dispositivo	Capacidad de potencia	Velocidad de conmutación
BJT	Medio	Medio
GTO	Alto	Bajo
IGTB	Medio - Alto	Medio
MOSFET	Bajo	Alto
THYRISTOR	Alto	Bajo

Pero de la tabla 5.3 los opcionados son los BJT, IGBT y los MOSFET para determinar cuál de ellos se usará en la presente tesis vamos a comparar las tensiones, corrientes y rangos de frecuencias de trabajo con lo que resulta la tabla 5.4 [64].

Tabla 5.4, Características de los dispositivos de potencia en términos de tensión, corriente y frecuencia de conmutación

Características	BJT	MOSFET	IGTB
Tensión (V)	1000-1200	500-1000	1600-2000
Corriente (A)	700-1000	20-100	400-500
Frecuencia de conmutación (kHz)	25	Hasta 300 - 400	Hasta 75

A partir de la tabla 5.3 y 5.4 se determina que la opción son los IGBT debido a que poseen un mayor rango de tensión, de corriente y pueden trabajar con bajas y altas capacidad de potencia.

Además cabe destacar que en este estudio el convertidor de potencia a utilizar es del tipo back-to-back los cuales son conmutadores semiconductores trifásicos a menudo controlados por la técnica de Modulación de ancho de pulso (PWM).

5.5.1.- IGBT

Tiene una impedancia de entrada elevada con bajas pérdidas en conmutación, posee una resistencia muy baja en conducción, sin problema de ruptura por lo que puede trabajar a elevadas frecuencias y con grandes intensidades.

La energía aplicada a la puerta para que se active el dispositivo es pequeña con una corriente en el orden de los nanoamperios por lo que permite ser controlada por circuitos integrados.

La velocidad a las que puede trabajar es menor al de los MOSFETs pero permite controlar mayor energía [64].

Una curva característica y de gran importancia es la que nos permite determinar desde que nivel de tensión empieza a conducir y la capacidad de corriente en función de la temperatura, dos aspectos muy importantes que se deben considerar al momento del diseño, estas características generalmente tienen el comportamiento de la figura 5.2 y 5.3 respectivamente.

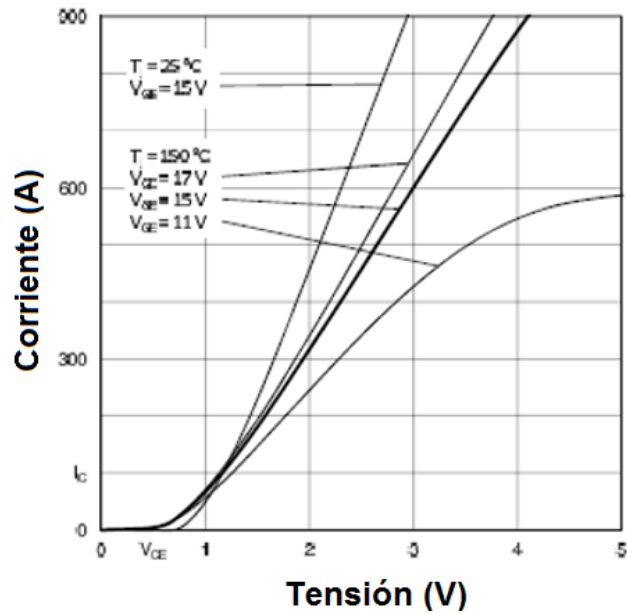


Figura 5.2, Característica de tensión vs corriente del IGBT

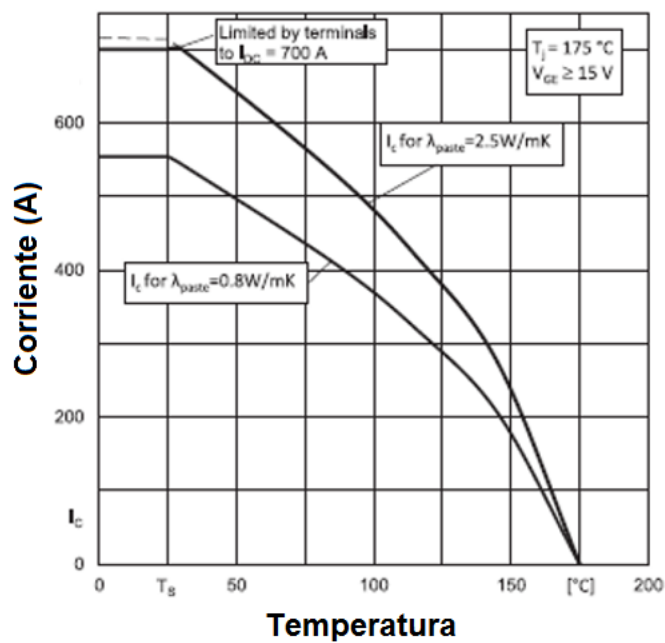


Figura 5.3, Característica de temperatura vs corriente del IGBT

Como se puede observar en la figura 5.2, si se necesita una corriente menor a 100 A con una temperatura de 25°C o 150°C el IGBT empezará a conducir aproximadamente a los 0.7 V pero si se requiere una corriente de 300 A con una temperatura de 25°C el IGBT empezará a conducir aproximadamente a los 1.6 V, ahora si la temperatura se eleva a 150°C el IGBT empezará a conducir a los 2 V de esto podemos decir que a mayor temperatura con una misma corriente mayor será el nivel de tensión que el IGBT necesitará para empezar a conducir, por ende mayores pérdidas. Otro aspecto importante podemos observar en la

figura 5.3 de ahí se concluye que a mayor temperatura menor será la corriente que el IGBT pueda soportar, aspecto importante en el proceso de selección del componente.

5.5.2.- Modulación por ancho de pulso (PWM)

El PWM presenta algunas ventajas: es simple y versátil; este tipo de método es utilizado para la activación de los convertidores de potencia, generalmente aplicado a fuentes de alimentación de corriente alterna para telecomunicaciones, en donde se requiere ondas sinusoidales de alta frecuencia con la menor cantidad de armónicos y distorsiones bajas [65].

Existen diferentes técnicas de modulación de ancho de pulso (PWM) para el correcto funcionamiento de los VSI (*voltaje source invertir*), entre las que se destaca el SVM (*space vector modulation*) y SPWM (*sinusoidal pulse with modulation*) [66].

En la presente tesis se utilizará la técnica SPWM la cual consiste en comparar una señal triangular con una señal trifásica sinusoidal para generar los pulsos de conmutación de cada fase, la señal triangular es conocida como señal portadora mientras que la señal sinusoidal es conocida como señal de modulación [67], esta técnica está indicada en la figura 5.4.

En este tipo de técnica se debe tener en consideración dos aspectos [68]:

- La amplitud de pico de la onda moduladora debe ser menor o igual a la de la onda portadora (para operar en la región lineal).
- La frecuencia de la señal portadora debe ser mayor que la frecuencia de la señal moduladora.

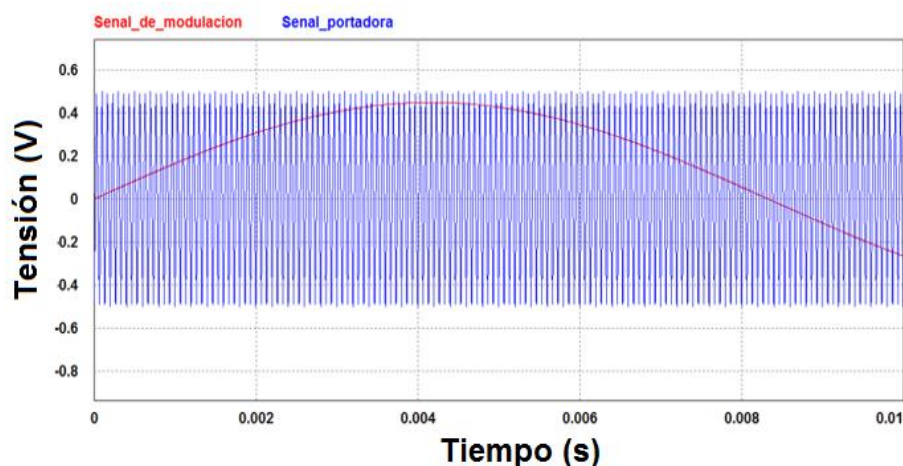


Figura 5.4, Señal de modulación y portadora

Un aspecto importante de la técnica SPWM es el índice de modulación en amplitud, que describe la relación que existe entre la señal triangular y la señal sinusoidal y viene definida por la ecuación (5.3).

$$m_a = \frac{V_{\text{señal}_{\text{sinusoidal}}}}{V_{\text{señal}_{\text{triangular}}}} \quad (5.3)$$

Donde: $V_{\text{señal}_{\text{sinusoidal}}}$ es el valor de la amplitud de la señal de modulación y $V_{\text{señal}_{\text{triangular}}}$ es el valor de amplitud de la señal portadora.

Existen dos casos que se puede originar con el índice de modulación [69]:

- Modulación lineal ($m_a \leq 1$): la componente fundamental de la tensión varía linealmente con el índice de modulación, en esta zona es en la que se debe trabajar para que los pulsos hacia los dispositivos de potencia sean los correctos.
- Sobre modulación ($m_a > 1$): esto se produce cuando la $V_{\text{señal}_{\text{sinusoidal}}}$ es mayor a la $V_{\text{señal}_{\text{triangular}}}$, en esta zona la tensión de salida no se incrementa proporcionalmente con el índice de modulación

En la figura 5.5 se indican por zonas los dos casos que pueden producir con el índice de modulación.

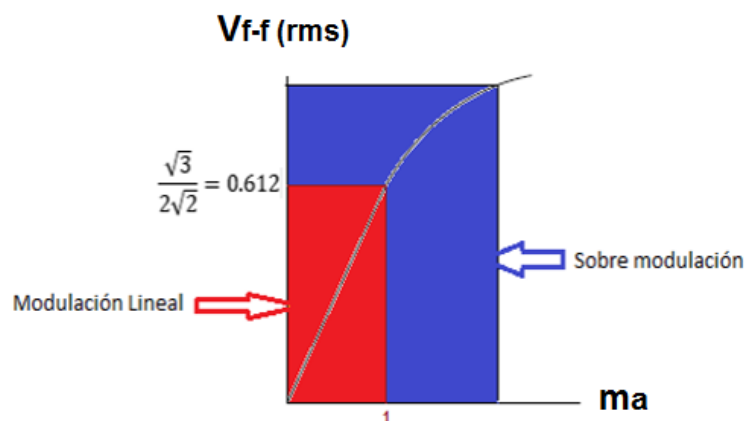


Figura 5.5, Modulación lineal y sobre modulación

5.6.- Capacitor

La corriente que circula por el condensador es discontinua, es decir, la corriente de entrada se desconecta y se conecta dependiendo de la conmutación de los dispositivos de potencia, esto provoca una ondulación en la tensión de enlace de corriente continua [70].

El objetivo del condensador de enlace es hacer que el rizado en el bus de tensión continua sea lo más pequeña posible para que en todo momento sea despreciable y se tenga una tensión continua durante los periodos de conmutación.

Para el dimensionamiento del capacitor se debe tener en cuenta dos factores **[69]**:

- Rizado de tensión máxima en el bus de continua.
- Corriente eficaz máxima permitida por el condensador.

Para el cálculo de la capacitancia es necesario fijar una tensión de rizado, el criterio utilizado es fijarlo al 1% de la tensión que se encuentre en el bus de continúa dando como resultado la ecuación (5.4) **[69]**.

$$\Delta V_{dc} = 0.01V_{dc} \quad (5.4)$$

Donde: ΔV_{dc} es la variación de tensión del bus de continua $V_{DC-link}$ y V_{dc} es la tensión del bus de continua $V_{DC-link}$.

La alta tasa de impulsos del convertidor hará que la gran mayoría de tiempo el condensador se descargue.

El rizado de la tensión del condensador puede aproximarse a la forma de diente de sierra con una amplitud igual al de la ecuación (5.5) **[70]**.

$$\Delta V_{dc} = \frac{T_{sw}}{C} i_{load} \quad (5.5)$$

Donde: T_{sw} es el periodo de la frecuencia de conmutación, i_{load} es la corriente que circula a través del condensador.

Cabe recalcar que la ecuación (5.5) no es utilizada por convertidores reales ya que la mayoría duplica su tensión de entrada, involucrado así que la amplitud de la ondulación sea la mitad de la ecuación (5.5) resultando la ecuación (5.6) **[70]**.

$$\Delta V_{dc} = \frac{T_{sw}}{2C} i_{load} \quad (5.6)$$

La ecuación (5.6) se puede expresarse en función de la tensión de entrada V_{L-L} y la tensión de enlace continua V_{dc} resultando la ecuación (5.7).

$$\Delta V_{dc} = \left(1 - \frac{V_{L-L}}{V_{dc}}\right) \frac{T_{sw}}{2C} i_{load} \quad (5.7)$$

Si consideramos que $P_{load} = V_{dc}i_{load}$ y sustituimos en la ecuación (5.7) y despejamos C , la capacitancia total vendrá expresada por la ecuación (5.8) [70].

$$C \geq \frac{T_{sw}P_{load}}{\Delta V_{dc}V_{Dc}} \left(1 - \frac{V_{L-L}}{V_{dc}}\right) \quad (5.8)$$

Otro aspecto importante es la corriente eficaz que circula por el condensador pues al poseer una resistencia en serie (ESR) se producen pérdidas, esta corriente viene definida por la ecuación (5.9) utilizada en [71], es importante destacar que esta ecuación está dada para el caso de un convertidor AC/DC trifásico de 2 niveles con una modulación PWM.

$$I_{C(rms)} = I_{a1} \sqrt{\frac{\sqrt{3}m_a}{4\pi} + \left(\frac{\sqrt{3}m_a}{\pi} + \frac{9m_a^2}{16}\right) \cos(\varphi)^2} \quad (5.9)$$

Donde: I_{a1} es la corriente pico por fase del inversor, m_a es el índice de modulación determinado por la ecuación (5.3) y φ es el desfase entre la tensión de líneas V_{an} y la corriente I_{a1} [69].

Es de suma importancia considerar esta corriente al momento de elegir el capacitor, pues deberá soportar corrientes $I_{C(rms)}$ a la frecuencia $2f_{sw}$, en nuestro caso se usará una señal triangular con frecuencia f_{sw} con la técnica SPWM descrita en 5.5.2 [69].

CAPÍTULO 6. MODELADO DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE ENERGÍA BASADO EN VOLANTE DE INERCIA UTILIZANDO EL SISTEMA DE REFERENCIA SÍNCRONO

6.1.- Introducción

En este capítulo se describe el modelo matemático de los componentes del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia, para ello se muestra un detallado análisis para obtener las ecuaciones que rigen el comportamiento del convertidor de potencia, la tensión del $V_{DC-link}$, la tensión de la red de distribución y la máquina síncrona de imanes permanentes, también se indicada las pautas que se debe tomar en consideración para la sintonización de los reguladores que conforman el sistema de control.

Para la correcta sintonización de los diferentes lazos de control el sistema de inyección basado en volante de inercia se dividirá en dos partes:

1. Modelo de control de la tensión de la red de distribución y del $V_{DC-link}$.
2. Modelo de control de la tensión del $V_{DC-link}$ y velocidad de la máquina síncrona de imanes permanentes.

Una vez obtenido las ecuaciones que rigen los diferentes componentes del sistema de inyección estas son transformadas al sistema de referencia síncrono mediante la transformada de Park.

El desarrollo de las ecuaciones de Park conjuntamente con las de Clarke está indicadas en el anexo A.

6.2.- Modelo de control de la tensión de la red de distribución y del $V_{DC-link}$

El modelo propuesto para controlar el nivel de tensión en la red de distribución y del $V_{DC-link}$ está indicado en la figura 6.1.

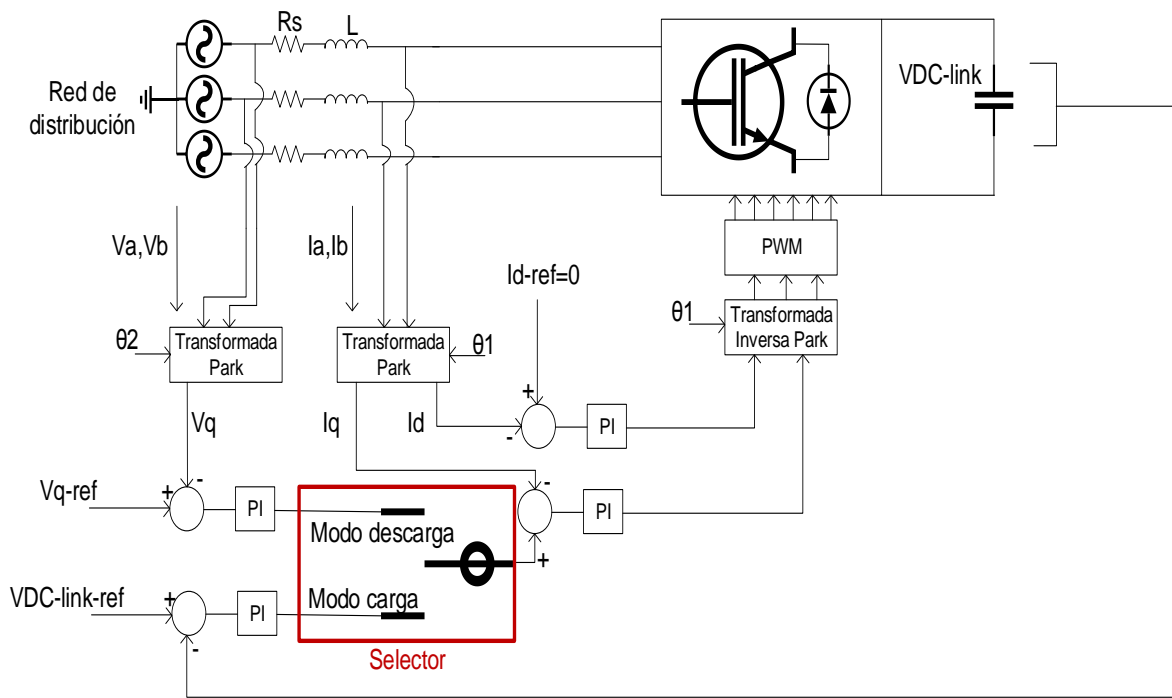


Figura 6.1, Modelo de control para el nivel de tensión de la red de distribución y del $V_{DC-link}$

De la figura 6.1, V_{q_ref} es la tensión de referencia que debe existir en el PCC y debe estar dentro del rango aceptable de tensión establecida en el inciso 4.2.7, $V_{DC-link-ref}$ es la tensión de referencia del condensador de acoplamiento, en la presente tesis se ha fijado en un valor de 900 V.

El modelo de la figura 6.1 consta de un lazo de control de corriente, un lazo de control de tensión del $V_{DC-link}$ y un lazo de control de tensión para la red de distribución, además consta de un selector el cual se accionará dependiendo de los niveles de tensión, es decir:

- Si el nivel de tensión de la red de distribución está dentro del rango mayor o igual al 90% y menor o igual al 110% de la tensión declarada, el selector conectará al lazo de control de tensión del $V_{DC-link}$ para que de esta manera empiece absorber energía desde la red y así llevar el nivel de tensión del bus de continua $V_{DC-link}$ a un valor de referencia, en esta condición la fuente de tensión es la red de distribución y la carga es el $V_{DC-link}$ con el convertidor de potencia funcionando como rectificador, este modo se denomina *carga*.
- Si por el contrario el nivel de tensión de la red de distribución se encuentra ubicado dentro del rango para la formación de los sags, calculado en el inciso 4.2.7, el selector conectará el lazo de control de tensión de la red de distribución para que de esta forma se empiece a inyectar energía desde la fuente $V_{DC-link}$ hacia la red de distribución, en este caso la fuente es el $V_{DC-link}$ y la carga es la red de distribución

con el convertidor de potencia funcionando como inversor, este modo se denomina *descarga*.

El comportamiento del sistema de control, visto desde un punto de vista esquemático, puede observarse en la figura 6.2.

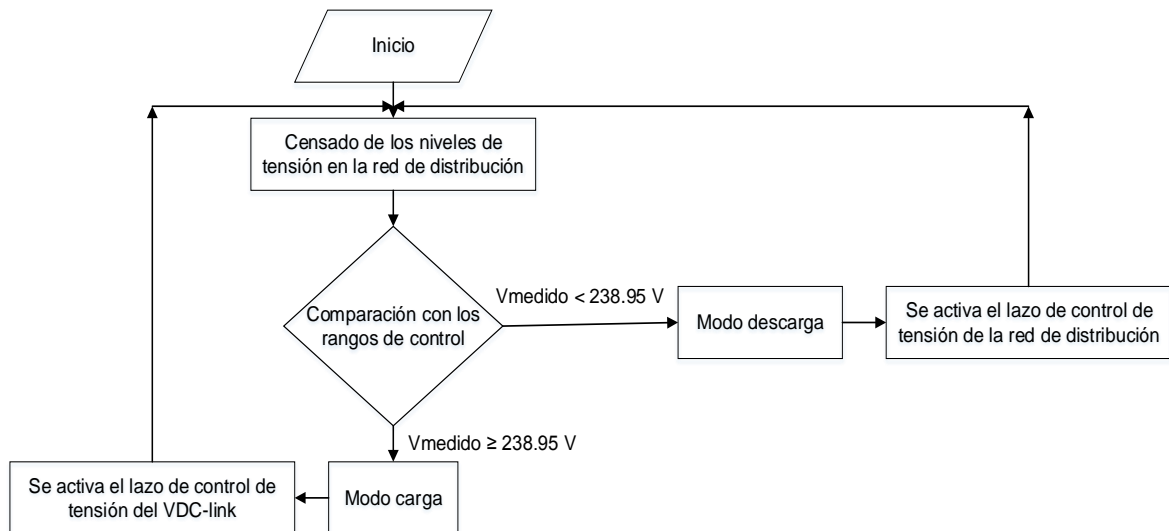


Figura 6.2, Flujograma para la activación de los lazos de control de la tensión de la red de distribución y del VDC-link

La técnica del control para el lazo de corriente se la realizará mediante la corriente reactiva igual a cero ($I_d = 0$), debido a que: $Q = V_d I_d$, $S = V_q I_q$, $P = S + Q$, al ser $I_d = 0$ la potencia activa será $P = V_q I_q + V_d I_d = V_q I_q$.

Una vez establecido el modelo de control se prosigue a sintonizar los controladores, que en esta aplicación se han utilizado controladores clásicos proporcionales + integrales (PI) para cada lazo, para ello se debe encontrar la función de transferencia que los relacione.

6.2.1- Modelo del convertidor de potencia trifásico bidireccional

Una vez definido los dispositivos y el tipo de técnica que se va a utilizar para la activación del convertidor de potencia trifásico discutido en el inciso 5.5.1 y 5.5.2 respectivamente se procede a plantear el modelo del convertidor trifásico bidireccional igual al de la figura 6.3.

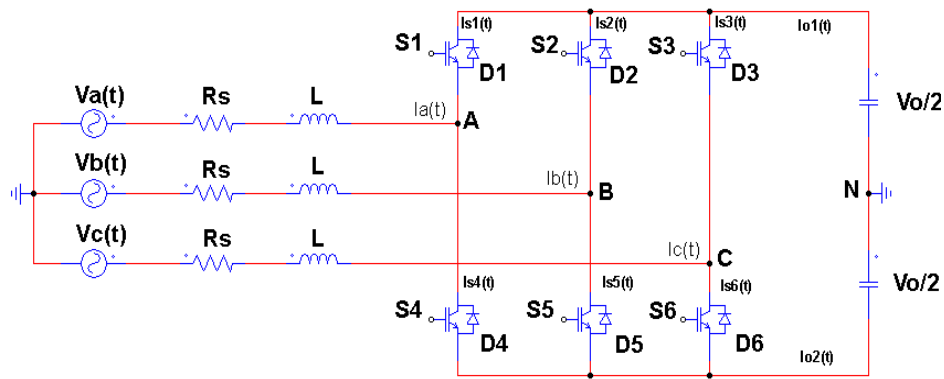


Figura 6.3, Convertidor de potencia bidireccional trifásico

Donde: $I_{a(t)}, I_{b(t)}, I_{c(t)}$ son las corrientes instantáneas a través del convertidor, $I_{o1(t)}, I_{o2(t)}$ son las corrientes instantáneas de salida, $\frac{V_o}{2}$ es la tensión instantáneo a través del condensador, L es la inductancia del filtro de entrada y R_s está asociado a las pérdidas de los elementos pasivos y semiconductores que existe en el convertidor [72].

Dependiendo de los estados de activación de los IGBT/diodos se obtendrá diferentes niveles de tensión tal como se indica en la tabla 6.1.

Tabla 6.1, Nivel de tensión de acuerdo a las posiciones de los interruptores

IGTB/diodo	Posición	Tensión
S1 = 1 S4 = 0	$D_{A(t)} = 1$	$V_{AN(t)} = \frac{V_0}{2}$
S1 = 0 S4 = 1	$D_{A(t)} = 0$	$V_{AN(t)} = -\frac{V_0}{2}$
S2 = 1 S5 = 0	$D_{B(t)} = 1$	$V_{BN(t)} = \frac{V_0}{2}$
S2 = 0 S5 = 1	$D_{B(t)} = 0$	$V_{BN(t)} = -\frac{V_0}{2}$
S3 = 1 S6 = 0	$D_{C(t)} = 1$	$V_{CN(t)} = \frac{V_0}{2}$
S3 = 0 S6 = 1	$D_{C(t)} = 0$	$V_{CN(t)} = -\frac{V_0}{2}$

Donde: $V_{AN(t)}, V_{BN(t)}, V_{CN(t)}$, corresponden a fuentes de tensión que dependen de los estados de conmutación de los IGBT/diodos [55], 1 representa la posición cerrada del IGBT/diodo, 0 representa la posición abierto del IGBT/diodo, $D_{A(t)}, D_{B(t)}, D_{C(t)}$ son los ciclos de trabajo dado por el sistema de control al modular PWM.

Se procede a encontrar las ecuaciones de las fuentes de tensión $V_{AN(t)}, V_{BN(t)}, V_{CN(t)}$ en función de los ciclos de trabajo, éstas relaciones están expresadas en las ecuaciones (6.1), (6.2) y (6.3) [72].

$$V_{AN(t)} = D_{A(t)}V_{01(t)} + [D_{A(t)} - 1]V_{02(t)}$$

Cabe mencionar que $[D_{A(t)} - 1]$ indica que no se puede activar al mismo tiempo dos IGTB/diodo de la misma rama, pues existiría un cortocircuito.

$$\begin{aligned} V_{AN(t)} &= D_{A(t)}V_{01(t)} + D_{A(t)}V_{02(t)} - V_{02(t)} \\ &= D_{A(t)}[V_{01(t)} + V_{02(t)}] - V_{02(t)} = D_{A(t)}V_0 - \frac{V_0}{2} = V_0 \left[D_{A(t)} - \frac{1}{2} \right] \end{aligned} \quad (6.1)$$

$$\begin{aligned} V_{BN(t)} &= D_{B(t)}V_{01(t)} + D_{B(t)}V_{02(t)} - V_{02(t)} \\ &= D_{B(t)}[V_{01(t)} + V_{02(t)}] - V_{02(t)} = D_{B(t)}V_0 - \frac{V_0}{2} = V_0 \left[D_{B(t)} - \frac{1}{2} \right] \end{aligned} \quad (6.2)$$

$$\begin{aligned} V_{CN(t)} &= D_{C(t)}V_{01(t)} + D_{C(t)}V_{02(t)} - V_{02(t)} \\ &= D_{C(t)}[V_{01(t)} + V_{02(t)}] - V_{02(t)} = D_{C(t)}V_0 - \frac{V_0}{2} = V_0 \left[D_{C(t)} - \frac{1}{2} \right] \end{aligned} \quad (6.3)$$

A partir de las ecuaciones el convertidor trifásico en modo rectificador es representado mediante fuentes de tensión, indicado en la figura 6.4 [55].

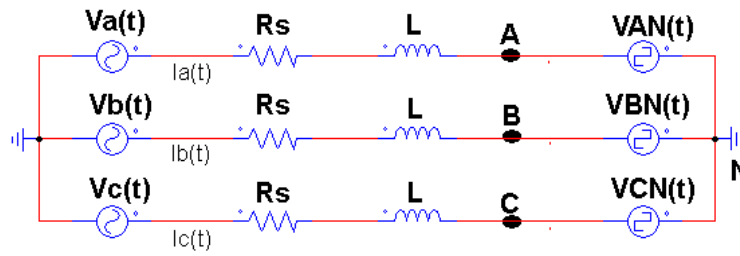


Figura 6.4, Circuito equivalente del rectificador

Aplicando la segunda ley de Kirchhoff a la figura 6.4 se obtiene las ecuaciones (6.4), (6.5) y (6.6) [72].

$$V_a(t) = L \frac{d[I_a(t)]}{dt} + R_s I_a(t) + V_{AN(t)} \quad (6.4)$$

$$V_b(t) = L \frac{d[I_b(t)]}{dt} + R_s I_b(t) + V_{BN(t)} \quad (6.5)$$

$$V_c(t) = L \frac{d[I_c(t)]}{dt} + R_s I_c(t) + V_{CN(t)} \quad (6.6)$$

Reemplazando las ecuaciones (6.1), (6.2) y (6.3) en las ecuaciones (6.4), (6.5) y (6.6), se obtiene las ecuaciones (6.7), (6.8) y (6.9) las cuales expresan la relación que existe entre las fuentes de tensión alterna de la red eléctrica y los ciclos de trabajo dado por el sistema de control al modular PWM.

$$V_{a(t)} = L \frac{d[I_{A(t)}]}{dt} + R_s I_{a(t)} + V_0 \left[D_{A(t)} - \frac{1}{2} \right] \quad (6.7)$$

$$V_{b(t)} = L \frac{d[I_{B(t)}]}{dt} + R_s I_{B(t)} + V_0 \left[D_{B(t)} - \frac{1}{2} \right] \quad (6.8)$$

$$V_{c(t)} = L \frac{d[I_{C(t)}]}{dt} + R_s I_{c(t)} + V_0 \left[D_{C(t)} - \frac{1}{2} \right] \quad (6.9)$$

Las ecuaciones anteriores pueden ser escritas mediante la ecuación (6.10)

$$[\vec{V}_{a,b,c}] = \frac{d[L \cdot [\vec{I}_{a,b,c}]]}{dt} + R_s [\vec{I}_{a,b,c}] + V_0 [\vec{D}_{a,b,c}] - \frac{1}{2} [\vec{V}_0] \quad (6.10)$$

Donde: $[\vec{V}_{a,b,c}]$ es el vector de tensiones, $[\vec{I}_{a,b,c}]$ es el vector de corrientes, $[\vec{D}_{a,b,c}]$ es el vector de los ciclos de trabajo.

6.2.2- Ecuaciones del convertidor de potencia trifásico bidireccional en el marco de referencia síncrono.

Para este inciso se utiliza la transformada de park expresada mediante la ecuación (A2.7) la cual se aplica a la ecuación (6.10), el resultado está indicado en la ecuación (6.11).

$$\begin{aligned} [T] \cdot [\vec{V}_{a,b,c}] &= L \cdot [T] \cdot \frac{d[(T^{-1}) \cdot (\vec{I}_{d,q,0})]}{dt} + R_s \cdot [\vec{I}_{d,q,0}] + V_0 \cdot [\vec{D}_{d,q,0}] - \frac{1}{2} \cdot [T] \cdot [\vec{V}_0] \\ &= L \cdot [T] \cdot \frac{d[(T^{-1})]}{dt} \cdot (\vec{I}_{d,q,0}) + L \cdot [T] \cdot [T^{-1}] \cdot \frac{d[(\vec{I}_{d,q,0})]}{dt} + R_s \cdot [\vec{I}_{d,q,0}] + V_0 \\ &\quad \cdot [\vec{D}_{d,q,0}] - \frac{1}{2} \cdot [T] \cdot [\vec{V}_0] \end{aligned} \quad (6.11)$$

Donde:

$$\begin{aligned} [T] \cdot [T^{-1}] &= \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \\ [T] \cdot \frac{d[T^{-1}]}{dt} &= w \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\ \frac{1}{2} \cdot [T] \cdot [\vec{V}_0] &= V_0 \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (6.12)$$

$$[T] \cdot [\vec{V}_{a,b,c}] = V_p \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{6}}{2} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Donde: V_p es la amplitud de la onda de tensión.

Finalmente la ecuación (6.11) se expresa mediante las ecuaciones (6.13), (6.14) y (6.15) que están referidas al sistema de referencia síncrona [55].

$$-\frac{\sqrt{6}}{2} V_p = -\omega L I_q + L \frac{d[I_d(t)]}{dt} + R_s I_d + V_0 D_d(t) \quad (6.13)$$

$$0 = \omega L I_d + L \frac{d[I_q(t)]}{dt} + R_s I_q + V_0 D_q(t) \quad (6.14)$$

$$0 = L \frac{d[I_0(t)]}{dt} + R_s I_0 + V_0 D_0(t) - V_0 \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (6.15)$$

En un sistema equilibrado $I_0 = 0$, por lo tanto, la ecuación (6.15) se descarta.

Despejando $L \frac{d[I_d(t)]}{dt}$ y $L \frac{d[I_q(t)]}{dt}$ de la ecuación (6.13) y (6.14) respectivamente y luego integrando resulta las ecuaciones (6.16) y (6.17).

$$I_d(t) = \frac{1}{L} \int \left[-\frac{\sqrt{6}}{2} V_p + \omega L I_q(t) - R_s I_d(t) - V_0 D_d(t) \right] \quad (6.16)$$

$$I_q(t) = \frac{1}{L} \int \left[-\omega L I_d(t) - R_s I_q(t) - V_0 D_q(t) \right] \quad (6.17)$$

A partir de la ecuación (6.16) y (6.17) se realiza el diagrama de bloques indicado en la figura 6.5.

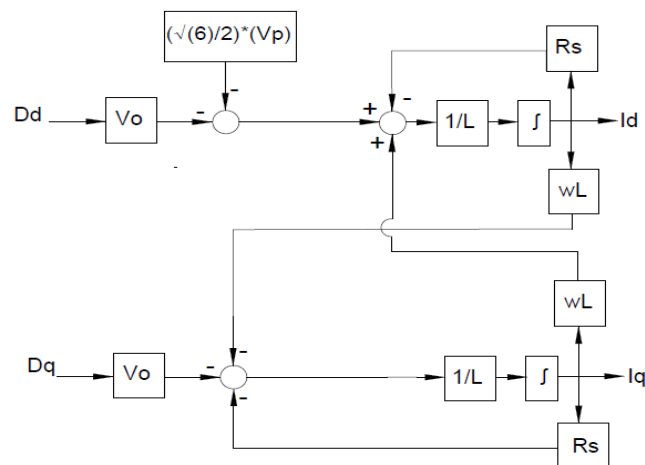


Figura 6.5, Diagrama de bloque del rectificador trifásico bidireccional en el eje síncrono

De la figura 6.5 se puede observar que existe un acoplamiento entre las variables I_d, I_q, D_d, D_q , para resolver este problema se define variables auxiliares $D_{d(t)}', D_{q(t)}'$ expresadas en (6.18) y (6.19) las cuales permiten desacoplar las variables del eje d,q [73].

$$D_{d(t)}' = D_{d(t)} - \frac{\omega L}{V_0} I_{q(t)} \quad (6.18)$$

$$D_{q(t)}' = D_{q(t)} + \frac{\omega L}{V_0} I_{d(t)} \quad (6.19)$$

Reemplazando (6.18) y (6.19) en las ecuaciones (6.16) y (6.17) respectivamente y simplificando el resultado se obtiene las ecuaciones (6.20) y (6.21).

$$L \frac{d[I_{d(t)}]}{dt} = -\frac{\sqrt{6}}{2} V_p - R_s I_{d(t)} - V_0 D_{d(t)}' \quad (6.20)$$

$$L \frac{d[I_{q(t)}]}{dt} = -R_s I_{q(t)} - V_0 D_{q(t)}' \quad (6.21)$$

Se agrega pequeñas perturbaciones en torno al punto de operación expresadas mediante (6.22) [73].

$$\begin{aligned} D_{d(t)}' &= D_{d(t)}' + \tilde{d}_{d(t)}' \\ D_{q(t)}' &= D_{q(t)}' + \tilde{d}_{q(t)}' \\ I_{d(t)} &= I_{d(t)} + \tilde{i}_{d(t)}' \\ I_{q(t)} &= I_{q(t)} + \tilde{i}_{q(t)}' \end{aligned} \quad (6.22)$$

Reemplazando (6.22) en las ecuaciones (6.20) y (6.21) resulta las ecuaciones (6.23) y (6.24).

$$L \frac{d[I_{d(t)} + \tilde{i}_{d(t)}']}{dt} = -\frac{\sqrt{6}}{2} V_p - R_s (I_{d(t)} + \tilde{i}_{d(t)}') - V_0 (D_{d(t)}' + \tilde{d}_{d(t)}') \quad (6.23)$$

$$L \frac{d[I_{q(t)} + \tilde{i}_{q(t)}']}{dt} = -R_s (I_{q(t)} + \tilde{i}_{q(t)}') - V_0 (D_{q(t)}' + \tilde{d}_{q(t)}') \quad (6.24)$$

Finalmente restamos la ecuación (6.20) de la ecuación (6.23) y la ecuación (6.21) de la ecuación (6.24) y los resultados se aplica la transformada de Laplace [55], al realizar este proceso se obtiene la función de transferencia expresada mediante las ecuaciones (6.25) y (6.26).

$$\frac{\tilde{i}_{d(s)}'}{\tilde{d}_{d(s)}'} = -\frac{V_0}{Ls + R_s} \quad (6.25)$$

$$\frac{\tilde{i}_{q(s)'}'}{\tilde{d}_{q(s)'}'} = -\frac{V_0}{Ls + R_s} \quad (6.26)$$

6.2.3- Función de transferencia para la tensión de la red de distribución

El convertidor de potencia de la figura 6.1 es controlado mediante los lazos de corriente en el eje directo y cuadratura para el control de tensión en la red de distribución mediante la función de transferencia $\left(\frac{Y(s)}{U(s)}\right)$ que para efecto del diseño del sistema de control se ha caracterizado a una aproximación de un sistema de primer orden, para encontrar los parámetros que constituyen dicha función de transferencia, se considera el hecho que el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia va a estar conectado en paralelo a la red de distribución, comportándose como fuente de corriente, de forma gráfica, la figura 6.6, muestra el esquema para determinar la función de transferencia antes descrita mediante la respuesta escalón.

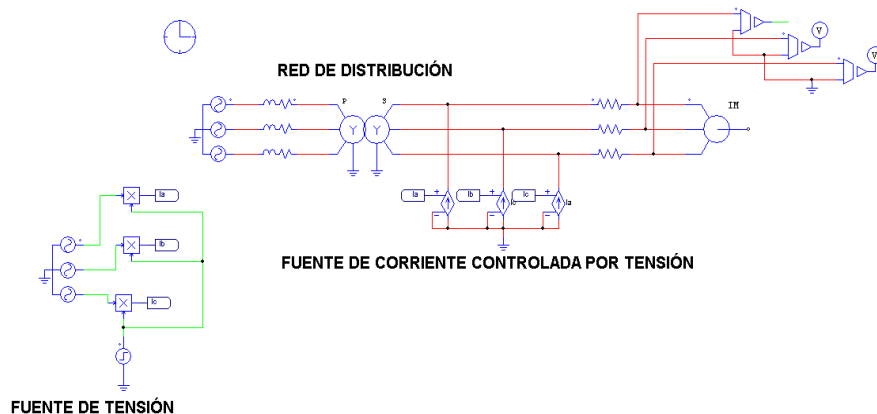


Figura 6.6, Modelo para la función de transferencia, que relaciona la tensión en el punto de conexión común (PCC) con la inyección de corriente en fase

Otra consideración que hay que tomar en cuenta es que mediante la ecuación (4.10) se calculó que el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia debe suministrar una corriente de 113 A por fase, considerando esto, el modelo de la figura 6.6 fue calibrado para que la fuente de corriente controlado por tensión entregue una corriente superior a la calculada para tener un rango de trabajo (con un valor de 400 A), al proceder a simular se obtiene los resultados indicados en la figura 6.7.

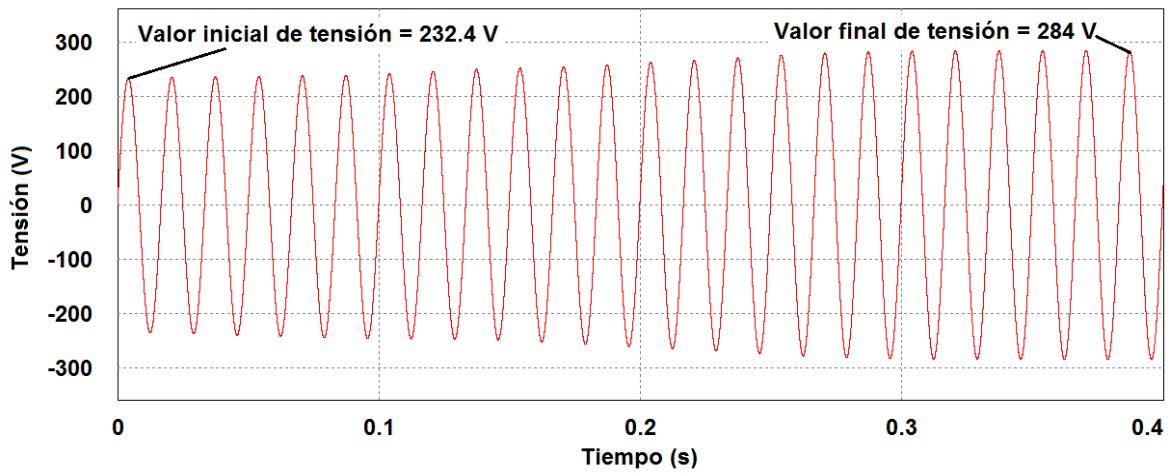


Figura 6.7, Nivel de tensión de la fase "A" antes y después de inyectar energía desde la fuente auxiliar

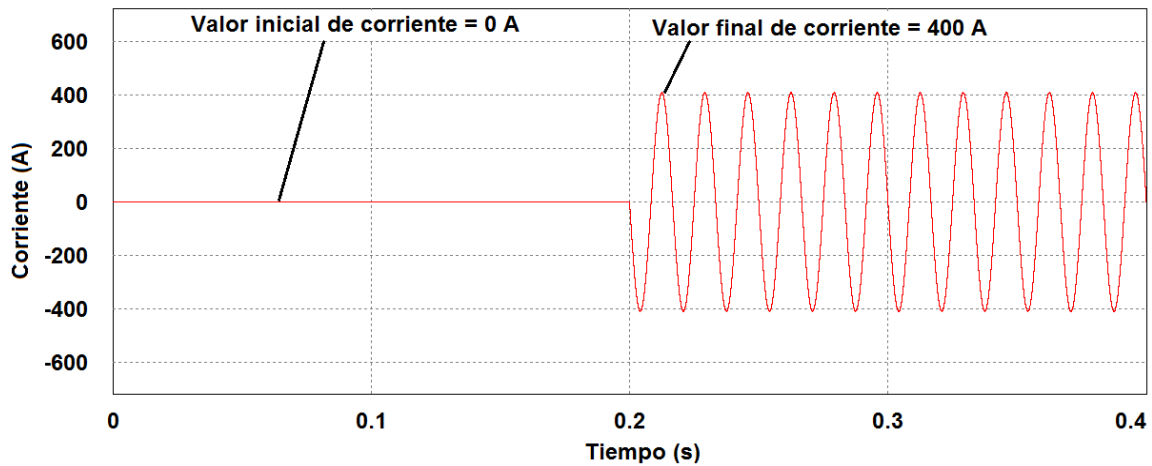


Figura 6.8, Nivel de corriente de la fase "A" antes y después de inyectar energía desde la fuente auxiliar

En la figura 6.9, se muestra la tensión envolvente de la figura 6.7, y de esta se puede determinar la función de transferencia de la tensión en función a la corriente inyectada al sistema. Utilizando el procedimiento de perturbación ante un escalón para un sistema lineal de primer orden, se determina el valor de la constante de tiempo, el cual fue calculado como el 63% del valor final de la tensión.

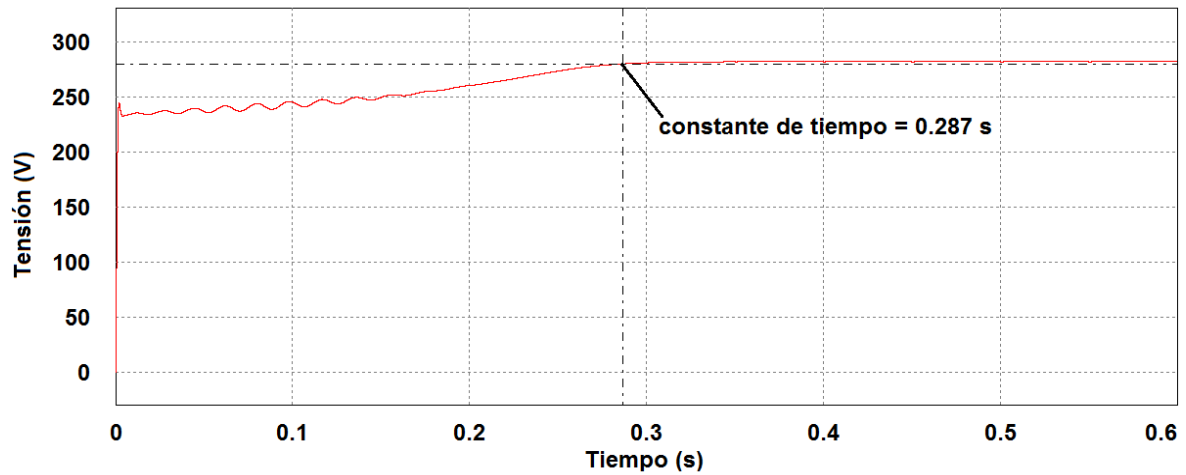


Figura 6.9, Cálculo de la constante de tiempo

Al aplicar el procedimiento antes descrito, el comportamiento de tensión de la red de distribución ante perturbaciones de corriente con amplitud de $\Delta I = 400 \text{ A}$, se obtiene $\Delta V = 51.6 \text{ V}$, obteniendo la función de transferencia como la que observa en la ecuación (6.27).

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{0.129}{0.287s + 1} \quad (6.27)$$

6.2.4- Función de transferencia para la tensión del

$V_{\text{DC-link}}$

De la figura 6.1, se puede observar que el rectificador (AC/DC) es el encargado de suministrar energía al condensador para mantener la tensión en un valor de referencia, esta consideración está indicado en la figura 6.10 en donde se observa lo siguiente:

- I_0 es la corriente suministrada por el rectificador hacia el condensador y el puente inversor (DC/AC).
- I_c es la corriente que circula por la fuente de tensión $V_{\text{DC-link}}$.
- I_{dc} es la corriente que se suministra al inversor (DC/AC).
- $V_{\text{DC-link}}$ representa el nivel de tensión del bus de continua $V_{\text{DC-link}}$.

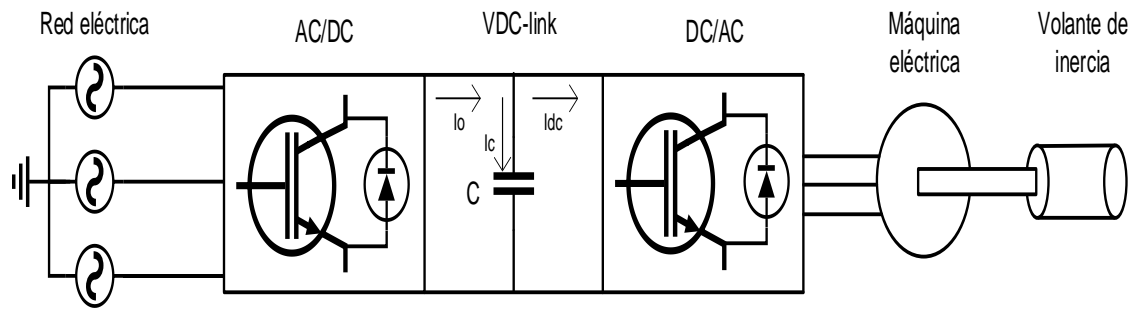


Figura 6.10, Esquema de transferencia de energía al bus $V_{DC-link}$

De la figura 6.10, la tensión del $V_{DC-link}$ en función de la corriente I_0, I_{dc} viene definida por la ecuación (6.28) [54].

$$\frac{d(V_{DC-link})}{dt} = \frac{1}{C} (I_0 - I_{dc}) \quad (6.28)$$

Si se asume que la potencia está dada por la ecuación (6.29), y la potencia entregada por el rectificador a la DC-link es constante ($\tilde{P}_{salida_rectificador} = 0$). Si se conoce la dinámica de la tensión en el condensador equivalente de la DC-link mediante la ecuación (6.28), es posible conocer la dinámica de la tensión en función de la corriente del inversor, para ello de la ecuación (6.29) se despeja " \tilde{i}_0 " y se sustituye en la ecuación (6.28), y si se utiliza la técnica de control vectorial ($i_d=0$), en la etapa inversora al igual que la rectificadora, es posible obtener la dinámica de la tensión DC-Link en función del punto de operación (V_{DC}, I_0, D_{qi}) y la corriente activa i_{qi} , como se indica en la ecuación (6.30) [54].

$$\tilde{P}_{salida_rectificador} = \tilde{v}_{DC} I_0 + V_{DC} \tilde{i}_0 \quad (6.29)$$

$$\frac{\tilde{v}_{DC-link}}{\tilde{i}_{qi}} = - \frac{D_{qi}}{Cs + \frac{I_0}{V_{DC-link}}} \quad (6.30)$$

Donde: s es el operador de Laplace, $D_{qi} \approx \frac{2\sqrt{2}V_{f-n}}{V_{DC-link}}$ denominado índice de modulación.

6.2.5.- Modelado de los lazos de control para la corriente, tensión de la red de distribución y tensión del $V_{DC-link}$

La figura 6.11 y 6.12 representa el lazo de control de corriente en el eje d y q respectivamente [54].

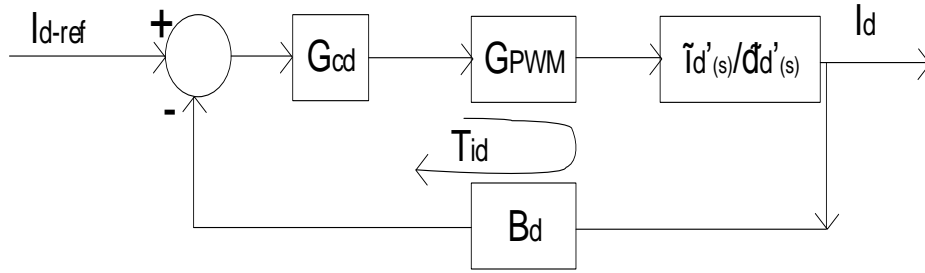


Figura 6.11, Lazo de control de la corriente para el eje d

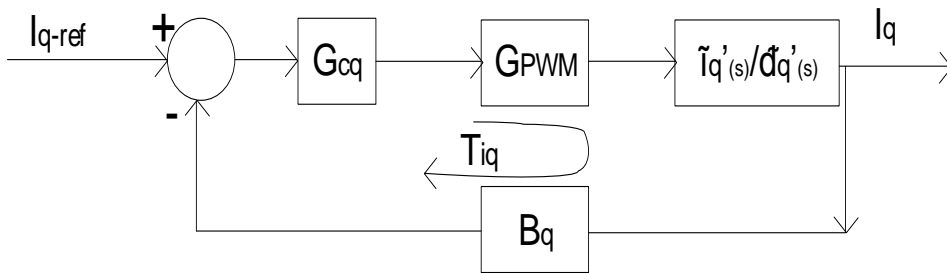


Figura 6.12, Lazo de control de la corriente para el eje q

De la figura 6.11 y 6.12, las ganancias de los lazos equivalentes están dadas por: $T_{id} = G_{cd}G_{PWM}B_d \frac{-V_{DC}}{L_s+R_s}$, $T_{iq} = G_{cq}G_{PWM}B_q \frac{-V_{DC}}{L_s+R_s}$, B_d, B_q son las ganancias asociadas a los sensores de corriente en el eje de directo (i_d) y cuadratura (i_q) respectivamente con valores unitarios, G_{cq}, G_{cd} son las funciones de transferencia de los controladores, que en esta aplicación se han utilizado controladores clásico proporcional e integral PI, G_{PWM} es la ganancia del PWM que en este caso se ha utilizado con ganancia unitario [74], $\frac{\tilde{i}_d(s)'}{\tilde{d}_d(s)'}$ y $\frac{\tilde{i}_q(s)'}{\tilde{d}_q(s)'}$ es la función de transferencia de la planta y vienen definidas por las ecuaciones (6.25) y (6.26) respectivamente.

En la figura 6.13 se representa la conexión del lazo de corriente de la figura 6.12 conjuntamente con el lazo de control de tensión del $V_{DC-link}$ y la red de distribución.

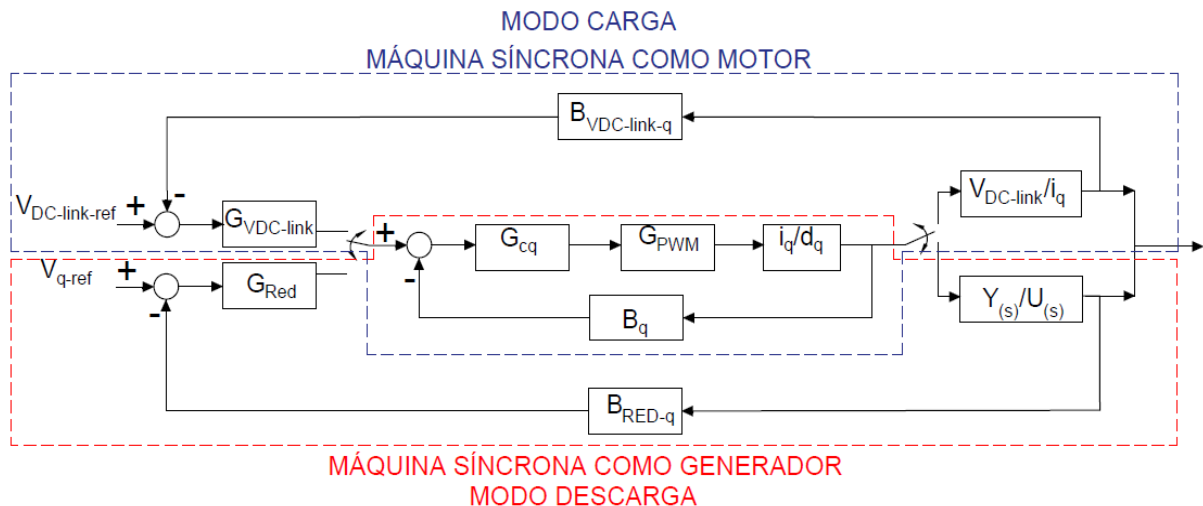


Figura 6.13, Modelado de los lazos de corriente y tensión

De la figura 6.13, B_{Red-q} , $B_{VDC-link}$ son las ganancias asociadas a los censados de tensión de la red de distribución y de la tensión del $V_{DC-link}$ respectivamente con valores unitarios, $G_{VDC-link}$, G_{RED} son las funciones de transferencia de los controladores, que en esta aplicación se han utilizado controladores clásico proporcionales e integrales PI, $\frac{Y(s)}{U(s)}$ representa la función de transferencia que relación la tensión de la red de distribución con respecto a la corriente en el eje de cuadratura, $\frac{\tilde{V}_{DC-link}}{\tilde{I}_{qi}}$ representa la función de transferencia que relaciona la tensión del $V_{DC-link}$ con respecto a la corriente en el eje de cuadratura.

6.3.- Sintonización del PI para los lazos de control de la corriente, tensión de la red de distribución y tensión del $V_{DC-link}$

Para la adecuada sintonización de los PI se ha tomado en cuenta las siguientes consideraciones [54].

- La frecuencia de conmutación de los convertidores de potencia en esta investigación se ha fijado en 15 kHz, lo que limita las dinámicas de los lazos de control, dado que para frecuencias superiores a $\frac{f_{sw}}{2} = 7.5$ kHz, la técnica del modelado pierde validez.
- A partir de la frecuencia de sintonización del PI, para el lazo de corriente se debe sintonizar una década a partir de dicha frecuencia para los lazos restantes de control.

- Para garantizar la estabilidad del lazo control, se ha definido, un margen de fase del diagrama de Bode de la ganancia a lazo abierto mayor o igual a 60° , y el margen de ganancia mayor o igual a 7 dB.

Tomando en cuenta las consideraciones, se procede a sintonizar los diferentes lazos, por motivo de validación cada vez que se sintonice un PI, se hará su respectiva comprobación mediante simulación con herramientas computacionales.

6.3.1.- Sintonización del control del lazo de corriente

Para los parámetros involucrados en las ecuaciones (6.25) y (6.26) se considera lo siguiente:

- V_0 es la tensión del $V_{DC-link}$, en la presente tesis se ha fijado a un valor de 900V.
- L es la inductancia del filtro de entrada al convertidor de potencia, de acuerdo a [72] para el cálculo se procede de la siguiente manera: se considera que la reactancia inductiva va hacer igual al 10% de la Impedancia base del sistema [54] resultando $X_L = 0.565 \Omega$ y a partir de ello $L = 1.5 \text{ mH}$. A partir de este valor inicial se calibra el valor del filtro L hasta llegar a un valor de 7 mH, con el cual el THD se encuentra dentro de la norma NP EN 50160-2010, CONELEC 004/01 (menor al 8%).
- R_s de acuerdo a [72] está asociado a las pérdidas de los elementos pasivos y semiconductores que existe en el convertidor.

Con la ayuda de la herramienta SISOTOOL de Matlab y con la figura 6.12 (lazo de control de corriente para el eje cuadratura.) se procede a la sintonización del controlador PI, la respuesta en frecuencia a lazo abierto se muestra en la figura 6.14.

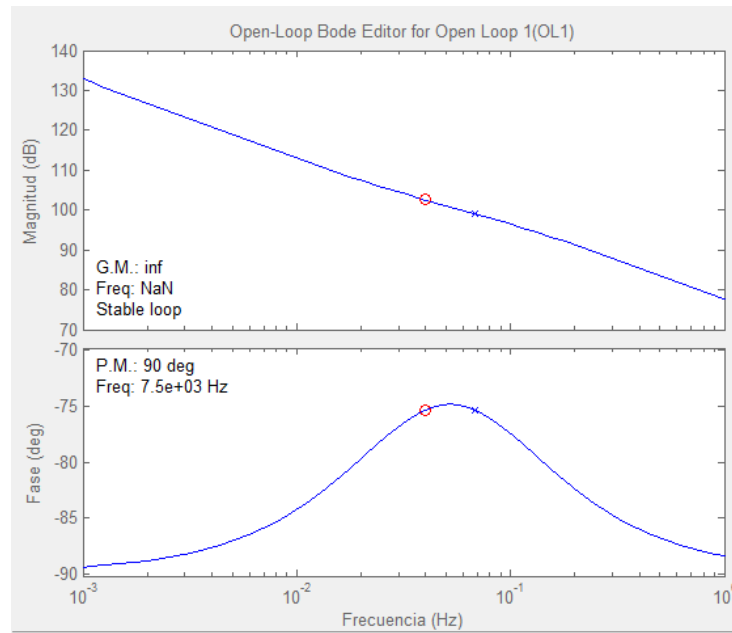


Figura 6.14, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de corriente

De la figura 6.14, se observa que la frecuencia de cruce en la ganancia del lazo de corriente, se ubica por asignación de polos y ceros a una frecuencia de 7.5 kHz, con esta frecuencia el diagrama de Bode muestra un margen de fase de 90° y un margen de ganancia infinita, por lo cual cumple con los características del inciso 6.3, a partir de estos valores el controlador PI posee un $k_p = 0.36$ y $k_i = 0.09$ (con igual valor para el lazo de control de corriente para el eje directo), luego se procede la verificación del lazo mediante el modelo de simulación indicado en la figura 6.15.

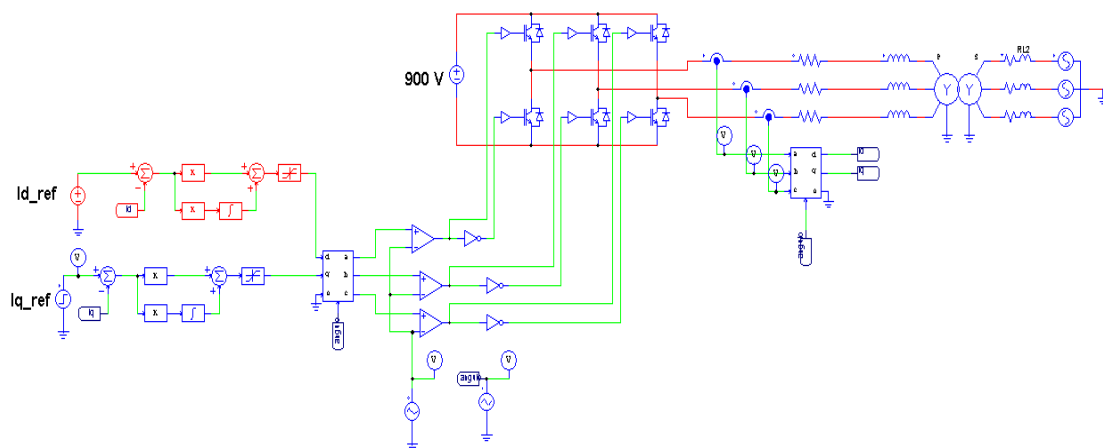


Figura 6.15, Modelo del lazo de control de corriente para el eje d (color rojo) y q (color azul)

Al simular el modelo con un valor de corriente $I_{q_ref_inicial} = 50 \text{ A}$ e $I_{q_ref_final} = 80 \text{ A}$ se observa en la figura 6.16 que el sistema sigue la referencia con un tiempo de estabilización menor a 0.2 S.

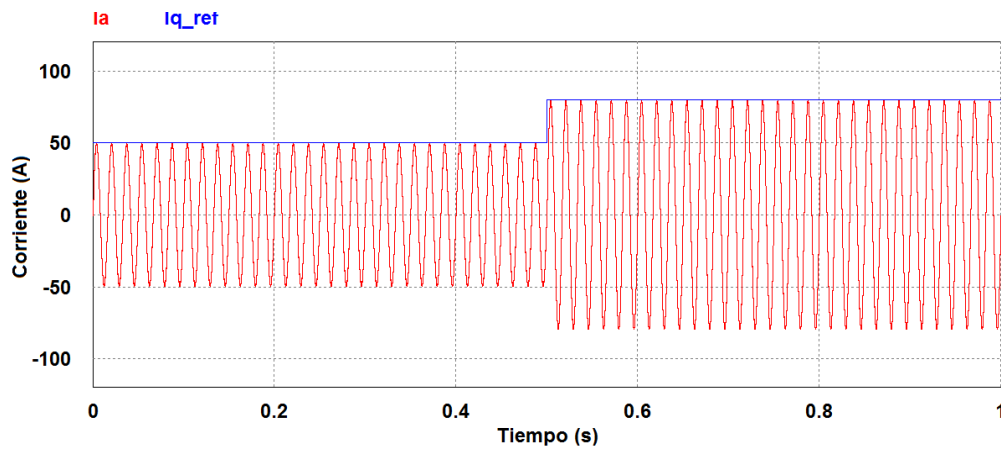


Figura 6.16, Funcionamiento del lazo de corriente

6.3.2.- Sintonización del control del lazo de tensión del $V_{DC-link}$

Para este lazo se debe tener en cuenta que la frecuencia de corte debe ser por lo menos una década de la frecuencia del lazo de corriente, dado que la estructura de control supone un control en cascada y el lazo externo representa el control de la tensión.

A partir de la ecuación (5.8) se procede a calcular el valor del capacitor considerando que: $T_{sw} = \frac{1}{15000 \text{ Hz}} = 0.000067 \text{ s}$, $V_{L-L} = 460 \text{ V}$, $V_{DC} = 900 \text{ V}$, $\Delta V_{DC} = 9 \text{ V}$, $P_{load} = 50 \text{ HP} * 745 \text{ W} = 37.250 \text{ kW}$, por lo tanto el resultado está indicado en (6.31).

$$C \geq 151 \mu\text{F} \quad (6.31)$$

A partir de este valor, se elige el condensador de $6000 \mu\text{F}$, valor que fue elegido debido a que con la utilización de dos condensadores en serie de $12000 \mu\text{F}$ se obtiene el valor exacto de la capacitancia, cada uno con una tensión máxima de 550 V con resistencia en serie de 0.008Ω [75], el modelo del condensador de acoplamiento está indicado en la figura 6.17.

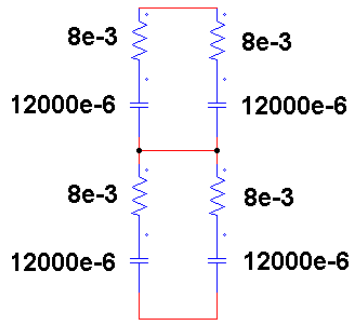


Figura 6.17, Modelo del capacitor de 6000 μF

Se calcula el índice de modulación indicado en (6.32).

$$D_q = 0.83 \quad (6.32)$$

Reemplazando el valor del capacitor conjuntamente con (6.32) en la ecuación (6.30) se obtiene la función de transferencia expresada en (6.33).

$$\frac{V_{DC-link}}{\tilde{I}_q} = -\frac{0.83}{6000\mu s + \frac{50}{900}} \quad (6.33)$$

Con la ayuda de SISOTOOL de Matlab se procede a la sintonización del controlador PI, el resultado está indicado en la figura 6.18.

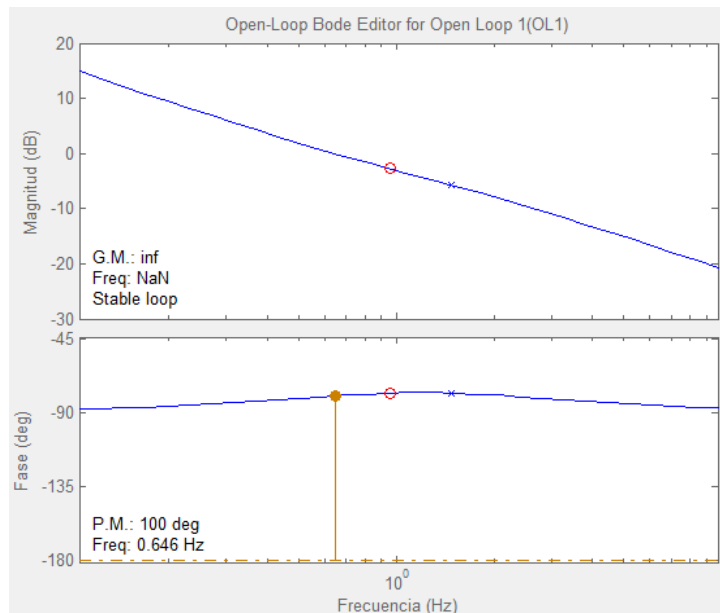


Figura 6.18, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo abierto de tensión ($V_{DC-link}$)

De la figura 6.18, se observa que la frecuencia de cruce en la ganancia del lazo de tensión, se ubica por asignación de polos y ceros a una frecuencia de 0.646 Hz, con esta

frecuencia el diagrama de Bode muestra un margen de fase de 100° y un margen de ganancia infinita, por lo cual cumple con los características del inciso 6.3, a partir de estos valores el controlador PI posee un $k_p = 51.02$ y $k_i = 0.32$, luego se procede la verificación del lazo utilizando el modelo de simulación indicado en la figura 6.19.

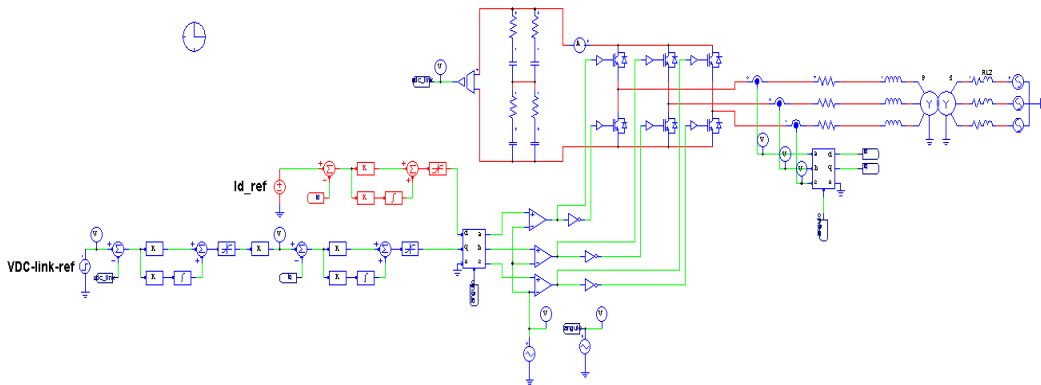


Figura 6.19, Modelo del lazo de tensión del $V_{DC-link}$

Al simular el modelo con un valor de tensión $V_{DC-link-ref_inicial} = 700$ V y $V_{DC-link-ref_final} = 900$ V se observa en la figura 6.20 que el sistema sigue la referencia con un tiempo de estabilización menor a 0.1 S.

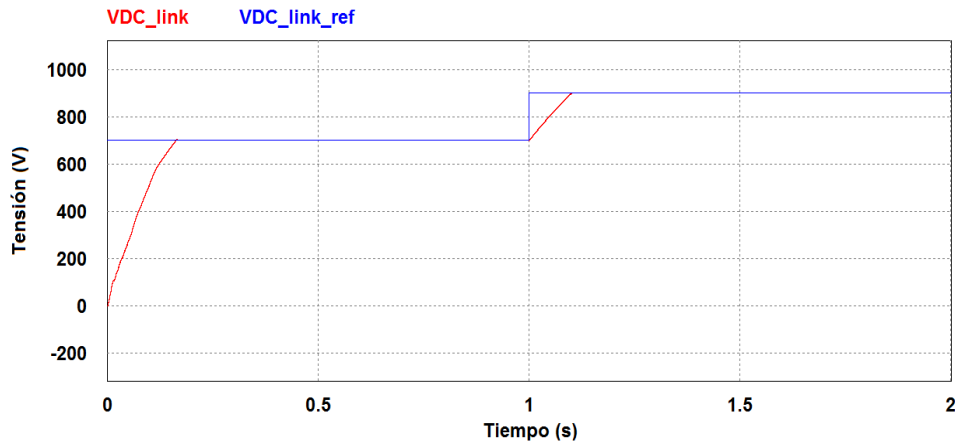


Figura 6.20, Funcionamiento del lazo de tensión del $V_{DC-link}$

6.3.3.- Sintonización del control del lazo de tensión de la red de distribución

De la misma manera la frecuencia de corte debe ser por lo menos una década de la frecuencia de corte del lazo de corriente, para comprobar el funcionamiento de este lazo se conecta a la red de distribución una carga, para este caso dicha carga estará compuesto por una resistencia trifásica de 0.5Ω .

A partir de la ecuación (6.27) se procede a sintonizar el controlador PI indicado en la figura 6.21.

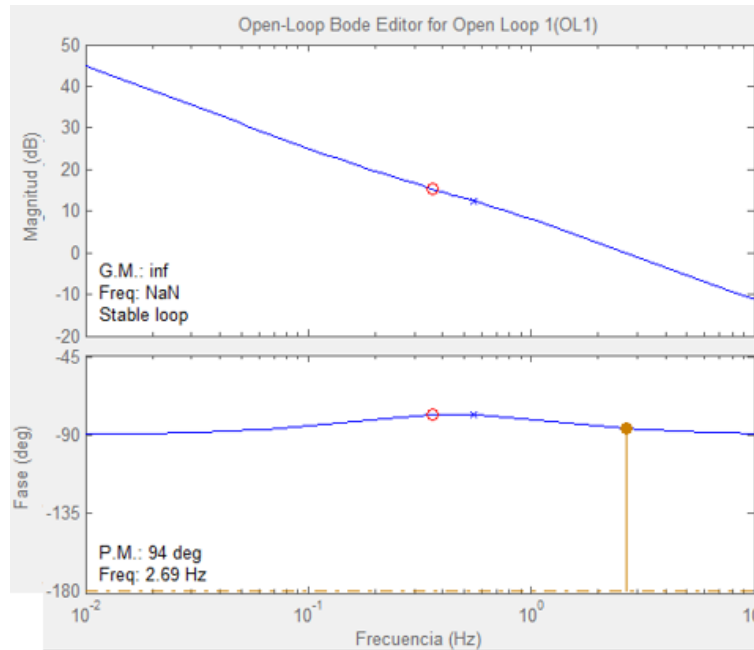


Figura 6.21, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de tensión de la red de distribución

De la figura 6.21, se observa que la frecuencia de cruce en la ganancia de tensión de la red de distribución, se ubica por asignación de polos y ceros a una frecuencia de 2.69 Hz, con esta frecuencia el diagrama de Bode, muestra un margen de fase de 94° y un margen de ganancia infinita, por lo cual cumple con los características del inciso 6.3, a partir de estos valores el controlador PI posee un $k_p = 36.98$ y $k_i = 4.3$, luego se procede la verificación del lazo utilizando el modelo de simulación indicado en la figura 6.22.

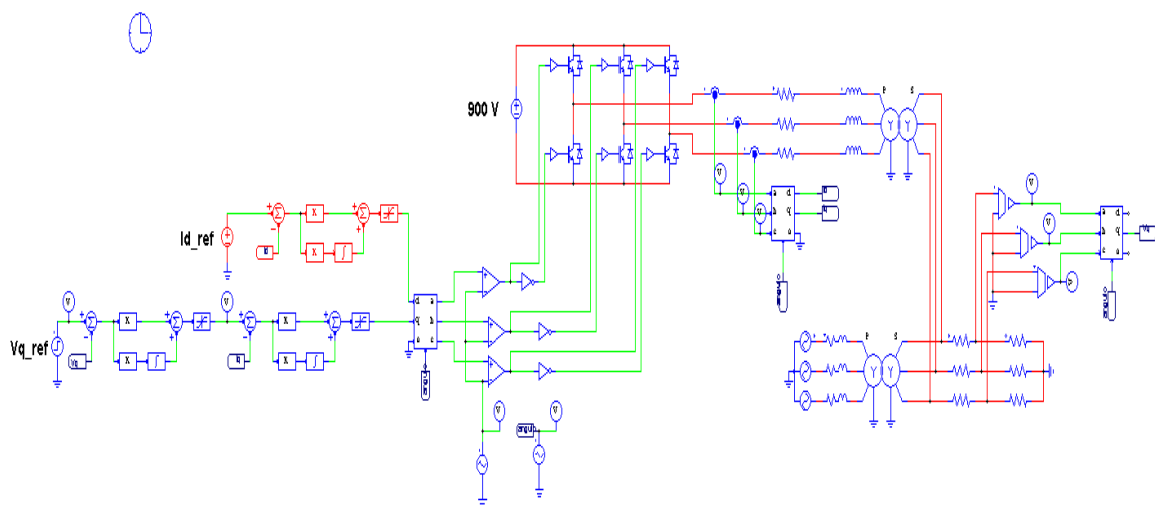


Figura 6.22, Modelo del lazo de tensión de la red de distribución

Al simular el modelo con un valor de tensión $V_{\text{Red-ref-inicial}} = 240 \text{ V}$ y $V_{\text{Red-ref-final}} = 250 \text{ V}$ se observa en la figura 6.23 que el sistema sigue la referencia con un tiempo de estabilización menor a 0.3 S.

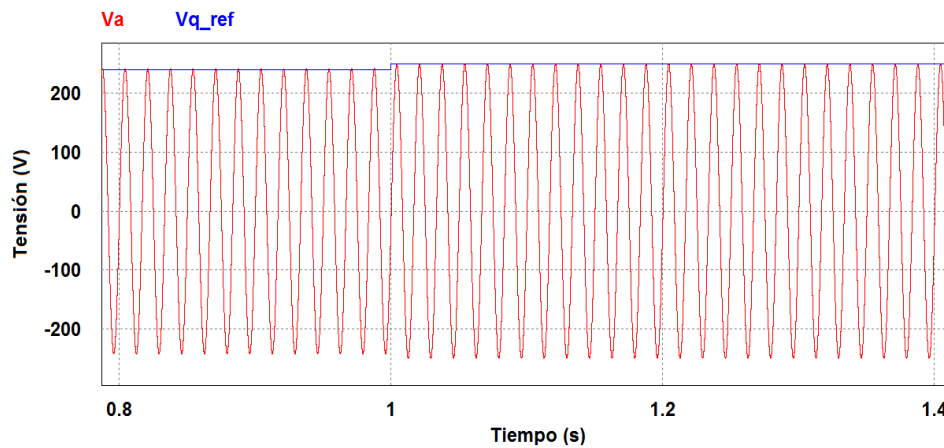


Figura 6.23, Funcionamiento del lazo de tensión de la red de distribución

6.4.- Modelo de la máquina síncrona de imanes permanentes (Permanent magnet synchronous machine-PMSM)

La máquina síncrona de imanes permanentes se utiliza ampliamente debido a que posee alta densidad de potencia, alto rendimiento y una serie de ventajas sobre la máquina de inducción las cuales se describieron en el inciso 5.2.

Está compuesto por un rotor con imanes permanentes y un estator con bobinado trifásico alimentado generalmente por inversores debido a que permiten controlar las corrientes de excitación necesaria para generar el par mecánico requerido en el motor [76].

Se pueden clasificar dependiendo de la ubicación de los imanes en el rotor [76]:

- Sobre la superficie del rotor: presenta una mayor densidad debido a que el flujo en el entrehierro es mayor, pero presenta algunas desventajas: menor integridad estructural, menos robustez mecánica, no son utilizadas en aplicaciones que involucren altas velocidades.
- En el interior del rotor: son más robustos, son utilizadas en aplicaciones que involucren altas velocidades.

En la figura 6.24 se presenta el tipo de ubicación de los imanes en el rotor.

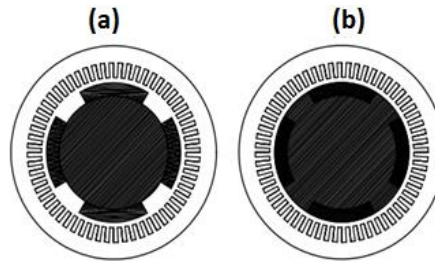


Figura 6.24, (a) PMSM con imanes superficiales, (b) PMSM con imanes en el interior del rotor

Fuente: Luis Gerardo González, “Mejora de la eficiencia y de las prestaciones dinámicas en procesadores electrónicos de potencia para pequeños aerogeneradores sincrónicos operando en régimen de velocidad variable”

Para simplificar el modelo del PMSM se utiliza algunos criterios discutidos en [77]:

- Los efectos producidos por las ranuras del estator son despreciados.
- Se desprecian las pérdidas en el hierro.
- Se desprecia la saturación del material magnético.
- Los bobinados de las tres fases son simétricos, es decir, poseen valores de inductancias y resistencias iguales.
- Las corrientes son balanceadas, es decir, $I_a + I_b + I_c = 0$.

A partir de las consideraciones mencionadas, la tensión en los terminales de las fases a,b,c son la suma de las caídas de tensión en la resistencia del inducido $R_{ss}I_a$ y en la tensión inducida, estas consideraciones están expresadas en la ecuación (6.34).

$$[\vec{V}_{a,b,c}(t)] = R_{ss}[\vec{I}_{a,b,c}(t)] + \frac{d[\vec{\lambda}_{a,b,c}(t)]}{dt} \quad (6.34)$$

Donde: R_{ss} es la resistencia estático, $[\vec{V}_{a,b,c}(t)]$ es el vector de las tensiones instantáneas de cada fase del estator, $\lambda_{a,b,c}(t)$ son los flujos a través de cada fase del estator.

Los flujos están compuestos por: el flujo creado debido a la circulación de la corriente por las bobinas de cada fase más el flujo creado por los imanes permanentes, lo mencionada está expresado mediante la ecuación (6.35) [54].

$$\vec{\lambda}_{a,b,c} = \vec{\lambda}_{a,b,c\text{-circulación-corrientes}} + \vec{\lambda}_{a,b,c\text{-imán permanente}} \quad (6.35)$$

De la ecuación (6.35) el término $\vec{\lambda}_{a,b,c\text{-circulación-corrientes}}$ viene definido por (6.36).

$$\vec{\lambda}_{a,b,c\text{-circulación-corrientes}} = \begin{bmatrix} \mathcal{L}_{aa} & \mathcal{L}_{ab} & \mathcal{L}_{ac} \\ \mathcal{L}_{ba} & \mathcal{L}_{bb} & \mathcal{L}_{bc} \\ \mathcal{L}_{ca} & \mathcal{L}_{cb} & \mathcal{L}_{cc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (6.36)$$

Donde: dos subíndices similares indican la autoinductancia y los otros dos subíndices denotan la inductancia mutua entre dos devanadas, \mathcal{L} se utiliza para denotar que tanto la autoinductancia como la inductancia mutua varían con respecto al ángulo del rotor [78].

Por otra parte, de la ecuación (6.35) el término $\vec{\lambda}_{a,b,c\text{-imán permanente}}$ viene definido por (6.37) [54].

$$\vec{\lambda}_{a,b,c\text{-imán permanente}} = \lambda_m \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (6.37)$$

Donde: λ_m representa la amplitud del flujo magnético en $\left(\frac{V}{\text{rad/s}}\right)$, creado por los imanes permanentes del rotor.

Las autoinductancia de la ecuación (6.36) se expresan por la ecuación (6.38) [78].

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_{aa} &= L_{aa0} + L_{al} + L_{g2} \cos(2\theta_e) \\ \mathcal{L}_{bb} &= L_{aa0} + L_{al} + L_{g2} \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \mathcal{L}_{cc} &= L_{aa0} + L_{al} + L_{g2} \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (6.38)$$

Donde: L_{al} es la inductancia de dispersión, L_{aa0} , L_{g2} vienen definidas por las ecuaciones (6.39) y (6.40) [54].

$$L_{aa0} = \left(\frac{N_s^2}{2}\right) \pi \mu_0 \rho l \varepsilon_1 \quad (6.39)$$

$$L_{g2} = \left(\frac{N_s^2}{2}\right) \pi \mu_0 \rho l \varepsilon_2 \quad (6.40)$$

Donde: ρ es el radio desde el centro de la máquina hasta el fin de la circunferencia interior del estator, N_s es el número de espiras del estor, l es la longitud axial del entrehierro de la máquina, μ_0 es la permeabilidad del aire, ε_1 , ε_2 están definidas por las ecuaciones (6.41) y (6.42) [54].

$$\varepsilon_1 = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{g_{\min}} + \frac{1}{g_{\max}} \right) \quad (6.41)$$

$$\varepsilon_2 = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{g_{\min}} - \frac{1}{g_{\max}} \right) \quad (6.42)$$

Donde: g_{\min} es la longitud del entrehierro mínimo y g_{\max} es la longitud del entrehierro máximo.

Las inductancias mutuas de (6.36) vienen definida por la ecuación (6.43) [78].

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_{ab} = \mathcal{L}_{ba} &= -\frac{1}{2}L_{aa0} + L_{g2} \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \mathcal{L}_{bc} = \mathcal{L}_{cb} &= -\frac{1}{2}L_{aa0} + L_{g2} \cos(2\theta_e) \\ \mathcal{L}_{ac} = \mathcal{L}_{ca} &= -\frac{1}{2}L_{aa0} + L_{g2} \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (6.43)$$

Finalmente, la ecuación (6.35) se puede expresar mediante la ecuación (6.44).

$$\vec{\lambda}_{a,b,c} = [\vec{M}_{\text{flujos}}] \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \lambda_m \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (6.44)$$

Donde: $[\vec{M}_{\text{flujos}}]$ está representado por (6.45).

$$[\vec{M}_{\text{flujos}}] = \begin{bmatrix} L_{aa0} + L_{al} + L_{g2} \cos(2\theta_e) & -\frac{1}{2}L_{aa0} + L_{g2} \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & -\frac{1}{2}L_{aa0} + L_{g2} \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\frac{1}{2}L_{aa0} + L_{g2} \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & L_{aa0} + L_{al} + L_{g2} \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) & -\frac{1}{2}L_{aa0} + L_{g2} \cos(2\theta_e) \\ -\frac{1}{2}L_{aa0} + L_{g2} \cos\left(2\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) & -\frac{1}{2}L_{aa0} + L_{g2} \cos(2\theta_e) & L_{aa0} + L_{al} + L_{g2} \cos\left(2\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (6.45)$$

En el caso de que el PMSM sea de rotor liso, se cumple que $g_{\min} = g_{\max}$ haciendo que en la ecuación (6.42) $\varepsilon_2 = 0$ [54], por lo tanto (6.45) se transforma en (6.46).

$$[M_{\text{flujos}}] = \begin{bmatrix} L_{aa0} + L_{al} & -\frac{1}{2}L_{aa0} & -\frac{1}{2}L_{aa0} \\ -\frac{1}{2}L_{aa0} & L_{aa0} + L_{al} & -\frac{1}{2}L_{aa0} \\ -\frac{1}{2}L_{aa0} & -\frac{1}{2}L_{aa0} & L_{aa0} + L_{al} \end{bmatrix} \quad (6.46)$$

6.4.1.- Ecuaciones de la máquina síncrona de imanes permanentes en el sistema de referencia síncrono.

En la sección anterior se obtuvieron las ecuaciones que relacionan las tensiones en los terminales de la máquina con las corrientes y los flujos, a partir de ello y con la utilización de la transformada de park estas ecuaciones referidas en el sistema trifásico a,b,c son referidas a un nuevo sistema de referencia síncrono, para realizar lo mencionado se aplica la ecuación (A2.7) en la ecuación (6.34), este proceso es representado en la ecuación (6.47).

$$\begin{aligned} \vec{V}_{d,q,0} = & [T] \cdot R_{ss} \cdot [T^{-1}] \cdot \vec{I}_{d,q,0} + [T] \cdot \frac{d\{[M_{flujos}]\}}{dt} \cdot [T^{-1}] \cdot \vec{I}_{d,q,0} + [T] \cdot [M_{flujos}] \cdot \frac{d\{[T^{-1}]\}}{dt} \\ & \cdot \vec{I}_{d,q,0} + [T] \cdot [M_{flujos}] \cdot [T^{-1}] \frac{d\{\vec{I}_{d,q,0}\}}{dt} + [T] \\ & \cdot \frac{d\{\vec{\lambda}_{a,b,c-\text{imán permanente}}\}}{dt} \end{aligned} \quad (6.47)$$

Donde:

$$\begin{aligned} [T] \cdot R_{ss} \cdot [T^{-1}] &= \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \\ [T] \cdot \frac{d\{[M_{flujos}]\}}{dt} \cdot [T^{-1}] &= \begin{bmatrix} 0 & 3L_{g2}w & 0 \\ 3L_{g2}w & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\ [T] \cdot [M_{flujos}] \cdot \frac{d\{[T^{-1}]\}}{dt} &= \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{2}w(3L_{aa0} + 2L_{al} + 3L_{g2}) & 0 \\ \frac{1}{2}w(3L_{aa0} + 2L_{al} - 3L_{g2}) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \\ [T] \cdot [M_{flujos}] \cdot [T^{-1}] &= \begin{bmatrix} \frac{1}{2}(3L_{aa0} + 2L_{al} + 3L_{g2}) & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{2}(3L_{aa0} + 2L_{al} - 3L_{g2}) & 0 \\ 0 & 0 & L_{al} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (6.48)$$

$$[T] \cdot \frac{d\{\vec{\lambda}_{a,b,c-\text{imán permanente}}\}}{dt} = \lambda_m \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\sqrt{6}}{2} w \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$L_d = \frac{1}{2}(3L_{aa0} + 2L_{al} + 3L_{g2})$$

$$L_q = \frac{1}{2}(3L_{aa0} + 2L_{al} - 3L_{g2})$$

Se realiza las siguientes asignaciones de variables indicadas en (6.49)

$$[A] = [T] \cdot R_{ss} \cdot [T^{-1}] + [T] \cdot \frac{d\{[M_{\text{flujo}}]\}}{dt} \cdot [T^{-1}] + [T] \cdot [M_{\text{flujo}}] \cdot \frac{d\{[T^{-1}]\}}{dt} = \begin{bmatrix} R_{ss} & -wL_q & 0 \\ wL_d & R_{ss} & 0 \\ 0 & 0 & R_{ss} \end{bmatrix}$$

$$[B] = \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & L_{al} \end{bmatrix} \quad (6.49)$$

$$\vec{\lambda}_{d,q,0} = \lambda_m \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\sqrt{6}}{2} w \\ 0 \end{bmatrix}$$

Reemplazando (6.49) en la ecuación (6.47) resulta la ecuación (6.50).

$$[\vec{V}_{d,q,0}] = [A] \cdot [\vec{I}_{d,q,0}] + [B] \cdot \frac{d\{[\vec{I}_{d,q,0}]\}}{dt} + \vec{\lambda}_{d,q,0} \quad (6.50)$$

Finalmente se obtiene las tensiones en el sistema de referencia síncrono expresado mediante las ecuaciones (6.51), (6.52) y (6.53).

$$V_d = R_{ss}I_d - wL_qI_q + L_d \frac{d(I_d)}{dt} \quad (6.51)$$

$$V_q = wL_dI_d + R_{ss}I_q + L_q \frac{d(I_q)}{dt} + \lambda_m \frac{\sqrt{6}}{2} w \quad (6.52)$$

$$V_0 = R_{ss}I_0 + L_{al} \frac{d(I_0)}{dt} \quad (6.53)$$

En un sistema equilibrado la componente homopolar es despreciada.

La potencia eléctrica viene definida por la ecuación (6.54).

$$P_e = [V_d \ V_q] \cdot \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = V_dI_d + V_qI_q \quad (6.54)$$

Reemplazando las ecuaciones (6.51) y (6.52) en la ecuación (6.54), la P_e viene definida por la ecuación (6.55).

$$P_e = (R_{ss}I_d^2 + R_{ss}I_q^2) + \left[L_d \frac{d(I_d^2)}{dt} + L_q \frac{d(I_q^2)}{dt} \right] + w \left[(L_d - L_q)I_q I_d + \lambda_m I_q \frac{\sqrt{6}}{2} \right] \quad (6.55)$$

Donde: $(R_{ss}I_d^2 + R_{ss}I_q^2)$ representa las pérdidas por efecto Joule en los conductores de los bobinados, $\left[L_d \frac{d(I_d^2)}{dt} + L_q \frac{d(I_q^2)}{dt} \right]$ representa la variación de energía almacenada y $w \left[(L_d - L_q)I_q I_d + \lambda_m I_q \frac{\sqrt{6}}{2} \right]$ representa la conversión a potencia eléctrica efectiva [54].

Pero la potencia eléctrica efectiva también viene definida por la ecuación (6.56).

$$P_e = w_r T_e \quad (6.56)$$

Igualando el término de la potencia efectiva de la ecuación (6.55) con (6.56) resulta la ecuación (6.57).

$$w_r T_e = w \left[(L_d - L_q)I_q I_d + \lambda_m I_q \frac{\sqrt{6}}{2} \right] \quad (6.57)$$

Donde: w_r es la velocidad del rotor, w es la velocidad angular eléctrica y se relacionan mediante el número de polos de la máquina definida por la ecuación (6.58).

$$w = p w_r \quad (6.58)$$

Donde: p es el número de polos de la máquina síncrona.

Finalmente el par eléctrico T_e viene expresada por la ecuación (6.59).

$$T_e = p \left[(L_d - L_q)I_q I_d + \lambda_m I_q \frac{\sqrt{6}}{2} \right] \quad (6.59)$$

De la ecuación (6.59), el T_e está formado por dos términos: $\lambda_m I_q \frac{\sqrt{6}}{2} p$ es el par mecánico formado por los imanes permanentes y $(L_d - L_q)I_q I_d p$ es el producto del llamado par de reluctancia originado por la diferencia de las inductancias de los ejes d,q [54].

En el caso de que la máquina eléctrica sea de rotor liso se cumple que $L_d = L_q = L'$, debido a que el par de reluctancia es despreciable.

El par eléctrico y la velocidad angular están relacionados por la ecuación (6.60).

$$T_e = J \frac{d(\omega_r)}{dt} + B\omega_r \quad (6.60)$$

Donde: J es el momento de inercia en (kgm^2), B coeficiente de fricción en (Nms).

Reemplazando la ecuación (6.60) en la ecuación (6.59) y considerando que es un motor de rotor liso se obtiene la ecuación (6.61) la cual relaciona la velocidad angular mecánica del motor con la corriente del eje q, función de transferencia para la sintonización del controlador que controlará la velocidad de la máquina.

$$J \frac{d(\omega_r)}{dt} + B\omega_r = p\lambda_m I_q \frac{\sqrt{6}}{2} \quad (6.61)$$

6.4.2.- Circuito equivalente de la máquina síncrona de imanes permanentes

El circuito equivalente del PMSM está representada por la figura 6.25 [78].

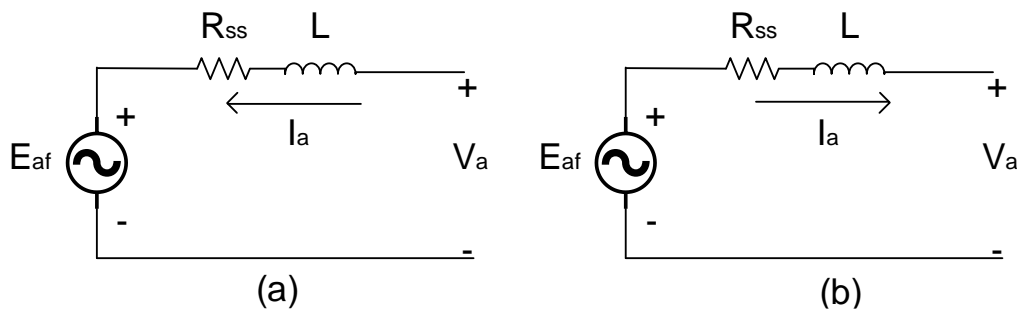


Figura 6.25, Circuito de equivalente del PMSM a) modo motor, b) modo generador

De la figura 6.25, se puede observar que la única diferencia que existe es el sentido de la corriente, es decir, cuando I_a fluye desde la red eléctrica (signo +) hasta la fuente E_{af} está en modo motor, caso contrario, cuando I_a fluye desde la fuente E_{af} (signo -) a la red eléctrica está en modo generador, objetivo muy importante para el diseño del lazo de corriente debido a que sólo bastará con cambiar el signo de referencia de la misma para que funcione en modo motor o generador.

Si tomamos como referencia la figura 6.1 podemos concluir que el sistema que se encuentra en lado de la corriente alterna es similar al de la figura 6.25 debido a que están constituidas en los dos casos por una fuente alterna, inductancias y resistencias motivo por el cual la función de transferencia para el lazo de control de corriente será la misma que la de la ecuación (6.25) y (6.26).

6.4.3.- Control de campo orientado “FOC” para el control de velocidad de la máquina síncrona de imanes permanentes.

Antes de explicar el concepto del Control de Campo Orientando se tomará como ejemplo el motor de corriente continua (DC) con excitación separada ya que en este tipo de máquina la excitación del estator y rotor son controladas de forma independiente, por lo que el par mecánico y el flujo pueden ajustarse independientemente [79].

La intensidad de la excitación de campo establece un valor del flujo mientras que la corriente a través de los bobinados del rotor determina el par mecánico que se produce, esto se puede observar en la figura 6.26.

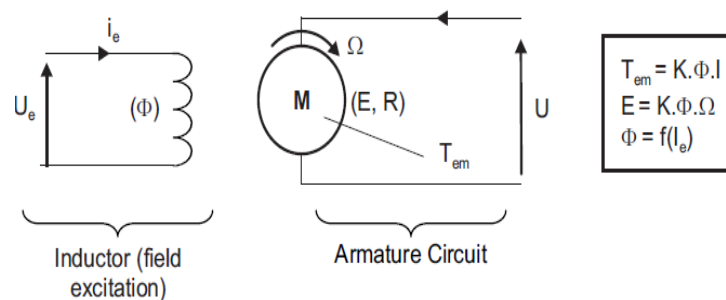


Figura 6.26, Modelo del motor de corriente continua (DC) con excitación separada
 Fuente: Manish Bhardwaj, “Sensored Field Oriented Control of 3-Phase Permanent Magnet Synchronous Motors”

Estas propiedades no poseen las máquinas de corriente alterna pues solo existe una fuente que se puede controlar que son las corrientes del estator.

En la máquina síncrona la excitación del rotor está dado por los imanes permanentes los cuales no se pueden controlar, es decir la única fuente de potencia y campo magnético es la tensión de la fase del estator involucrando así que el flujo y el par mecánico sean dependientes, por tal motivo se utiliza la técnica de control denominado control de campo orientado cuyo objetivo es controlar por separado el par producido y las componentes de flujo magnético de tal forma que imite el comportamiento de una máquina DC de excitación separado [79].

El FOC permite desacoplar el par mecánico y los componentes de flujo de magnetización de la corriente del estator involucrando así un control independiente para las dos magnitudes eléctricas.

El FOC controla las corriente del estator para ello es necesario transformar un sistema trifásico de tiempo variante a un sistema de dos coordenadas (d,q) de tiempo invariante, este cambio de coordenadas conduce a una estructura similar a una máquina de corriente continua, esta técnica de control necesita dos constantes de entrada de referencia: la componente del par mecánico (alineada con el eje q) y la componente del flujo (alineada con el eje d) [79].

El control del par mecánico se hace más fácil cuando se controla las componentes de corriente constante i_{sd} (componente de flujo) e i_{sq} (componente del par mecánico) independientemente [79].

Un aspecto importante es que el correcto funcionamiento de este tipo de técnica depende de la correcta medición de la posición del flujo del rotor.

6.5.- Modelo de control de la tensión del $V_{DC-link}$ y control de la velocidad de la máquina síncrona de imanes permanentes.

El modelo que se plantea para controlar la tensión del $V_{DC-link}$ conjuntamente con la velocidad de la máquina se indica en la figura 6.27.

El comportamiento del sistema de control, visto desde un punto de vista esquemático, se puede observar en la figura 6.28.

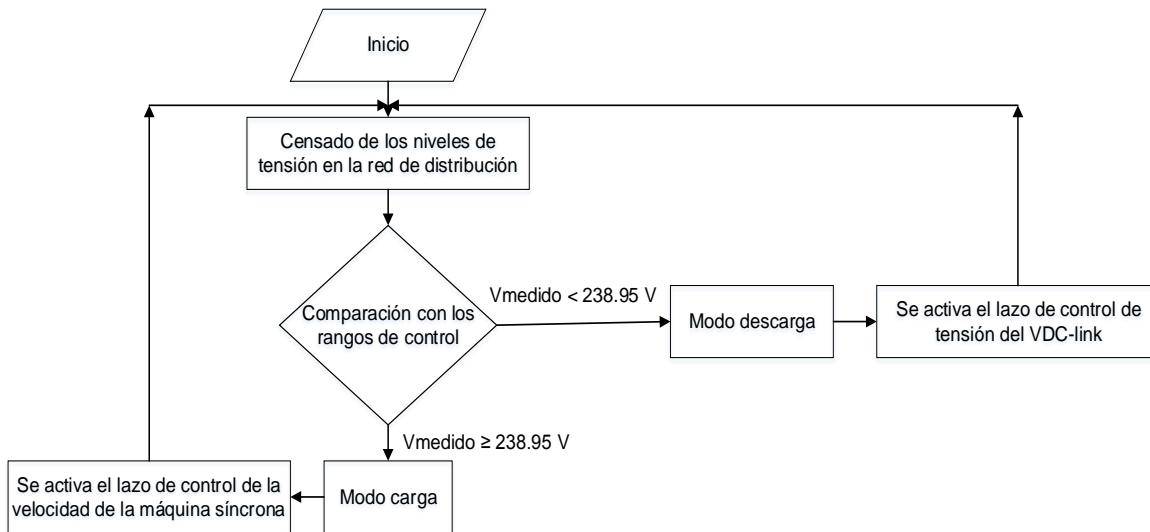


Figura 6.28, Flujograma para la activación de los lazos de control de la tensión del $V_{DC-link}$ y la velocidad de la máquina síncrona

En experimentos realizados en [62] determinaron que la inductancia externa adecuada para estas aplicaciones es de 1.5 mH, motivo por el cual este valor de inductancia será utilizado en la presente tesis.

En la figura 6.27, se puede observar que existen dos medidas de corriente I_a, I_b , estas medidas alimentan al módulo para realizar la transformada de park, las salidas de este módulo son I_d, I_q . Las componentes I_d, I_q son comparadas con referencias denominadas I_{d_ref} (referencia del flujo), I_{q_ref} (referencia indirecta del par mecánico) [79].

Un aspecto importante en la máquina síncrona es que la velocidad del rotor es igual a la velocidad del flujo del rotor, entonces θ_1 se mide directamente mediante sensores de posición o mediante la integración de la velocidad del rotor [78].

6.5.1- Modelado de lazos de control para la tensión del $V_{DC-link}$ y control de la velocidad de la máquina síncrona de imanes permanentes

Para encontrar la función de transferencia de la tensión del $V_{DC-link}$ con respecto a la corriente i_{qs} se procede de la siguiente manera:

- Si se desprecian las pérdidas mecánicas y eléctricas, se tiene que $P_e = T_e \omega_r = V_{dc} I_{dc}$, donde V_{dc} e I_{dc} es la tensión y corriente continua que circula por el condensador, esta corriente tenemos que pasarla al sistema de referencia síncrono, para ello se tiene que $T_e = p \lambda_m I_{qs} \frac{\sqrt{6}}{2}$, por lo tanto resulta la ecuación (6.62), la cual relaciona la tensión y corriente del condensador con la corriente referida al sistema síncrono.

$$I_{qs} = \frac{V_{dc} I_{dc}}{p \lambda_m \frac{\sqrt{6}}{2} \omega_r} \quad (6.62)$$

En la figura 6.29 se representa la conexión del lazo de corriente de la figura 6.12 conjuntamente con el lazo de control de tensión del $V_{DC-link}$ y la velocidad de la máquina síncrona.

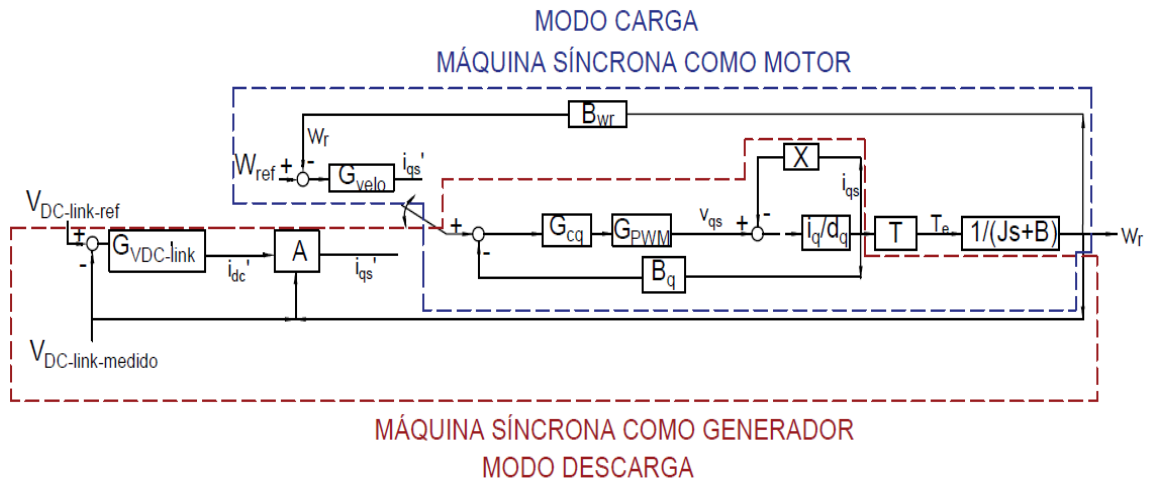


Figura 6.29, Lazo de control de la tensión del $V_{DC-link}$ y velocidad del PMSM

De la figura 6.29, B_q, B_{ω_r} son las ganancias asociadas a los sensores de corriente y de velocidad con valores unitarios, $G_{c_q}, G_{VDC-link}, G_{velo}$ son las funciones de transferencia de los controladores, que en esta aplicación se han utilizado controladores clásico proporcionales + integrales PI, G_{PWM} es la ganancia del PWM, que en este caso se ha utilizado con ganancia unitario, $A = \frac{2V_{DC-link-medido} i_{dc}}{p \lambda_m \sqrt{6} \omega_r}$, $T = \frac{p \lambda_m \sqrt{6}}{2}$, $X = \left(\frac{p \lambda_m \sqrt{6}}{2} \right)^2 \left(\frac{1}{J_s + B} \right)$.

6.6.- Sintonización del PI para los lazos de control de la corriente, tensión del $V_{DC-link}$ y velocidad de la máquina síncrona

Para la sintonización de los diferentes lazos de control son necesarios los parámetros eléctricos y mecánicos de la máquina síncrona trifásica, es por ello que en la tabla 6.2 [57] se presenta un resumen de los valores necesario para la sintonización de los PI.

Tabla 6.2, Parámetros de la máquina síncrona de imanes permanentes

Potencia (kW)	< 125
Polos	2
Velocidad (krpm)	< 36
Resistencia del devanado (Ω)	0.02
Inductancia del devanado (μH)	70 a 120
Momento de Inercia (PMSM + Volante de inercia) (kgm^2)	0.633
Coefficiente de Fricción (Flywheel) (NmS/rad)	$4.2e^{-5}$
Inductancia Externa (mH)	1.5

Para proceder a la sintonización de los controladores PI se debe comprobar si la energía del sistema motor/generador - volante de inercia cubre la energía calculada en (4.12) para ello se utiliza la ecuación (1.1) y el dato del momento de inercia de la tabla 6.2, como el valor del momento de inercia en este caso ya es constante la única variable que se puede ajustar es la velocidad de la máquina síncrona, a partir de esta consideración se calcula la velocidad de referencia a la cual debe girar la máquina expresada en (6.63).

$$w_r = \sqrt{\frac{2E}{J}} = 116.83 \frac{\text{rad}}{\text{S}} \quad (6.63)$$

Por motivos de seguridad y para poseer un ancho de banda de trabajo la velocidad de referencia será fijada en 200 rad/S.

Cabe recalcar que para la adecuada sintonización de los diferentes PI se debe tomar en cuentas las consideraciones del inciso 6.3.

6.6.1.- Sintonización del control del lazo de corriente en la máquina síncrona de imanes permanentes

Simplificando el lazo de corriente de la figura 6.29 se obtiene la ecuación (6.64).

$$\frac{i_{qs}}{i_{qs}'} = \frac{Es^2 + Fs + G}{Ts^3 + Xs^2 + Ys + Z} \quad (6.64)$$

Donde: $E = 4JL'V_{DC-link}$, $F = (4L'BV_{DC-link} + 4JRV_{DC-link})$, $G = 4RB$, $T = 4JL'^2$, $X = 4L'^2B + 8JRL'$, $Y = 8RBL' + 6V_{DC-link}p^2\lambda_m^2L'$, $Z = 4R^2B + 6V_{DC-link}p^2\lambda_m^2R$.

Donde: R es la resistencia del devanado de la máquina síncrona.

De igual manera a partir de la figura 6.29 se obtiene la función de transferencia del lazo de velocidad expresado en la ecuación (6.65).

$$\frac{w_r}{i_{qs}} = \frac{1.2247p\lambda_m}{Js + B} \quad (6.65)$$

Con la ayuda de SISOTOOL de Matlab se procede a la sintonización del PI, el resultado está indicado en la figura 6.30.

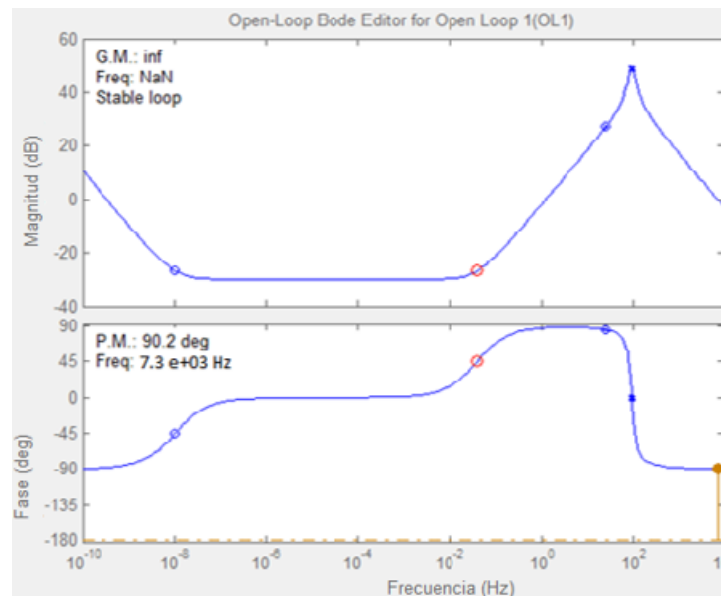


Figura 6.30, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de corriente del PMSM

De la figura 6.30, se observa que la frecuencia de cruce en la ganancia de corriente, se ubica por asignación de polos y ceros a una frecuencia de 7.3 KHz, con esta frecuencia el diagrama de Bode muestra un margen de fase de 90.2° y un margen de ganancia infinita, por lo cual, cumple con los características del inciso 6.3, a partir de estos valores el controlador PI posee un $k_p = 655$ y $k_i = 166.62$, luego se procede la verificación del lazo utilizando el modelo de simulación indicado en la figura 6.31.

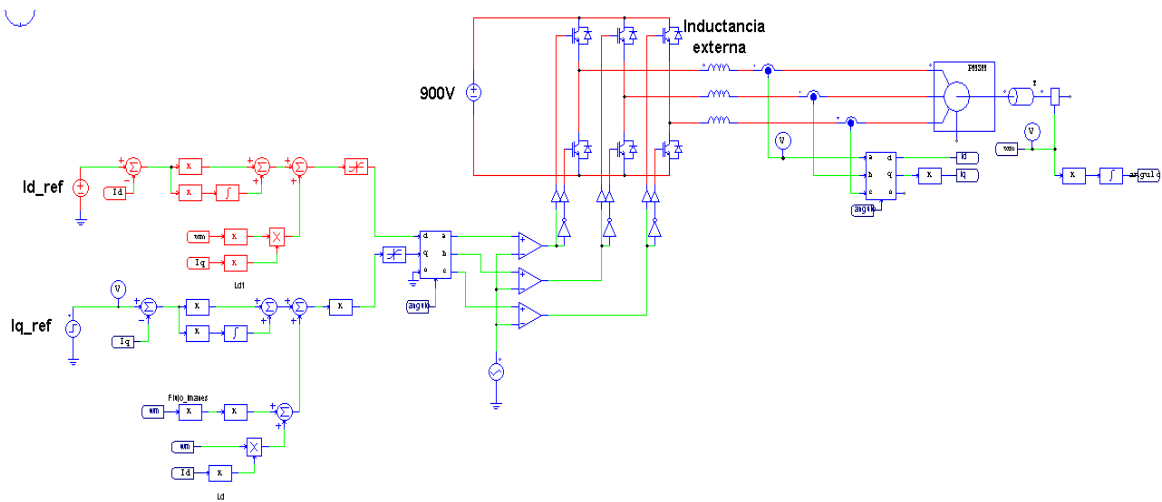


Figura 6.31, Modelo del lazo de control de corriente para el eje d (color rojo) y q (color azul)

Al simular el modelo con un valor de corriente $I_{q\text{-ref-inicial}} = 50 \text{ A}$ e $I_{q\text{-ref-final}} = 90 \text{ A}$ se observa en la figura 6.32 que el sistema sigue la referencia con un tiempo de estabilización menor a 0.1 S.

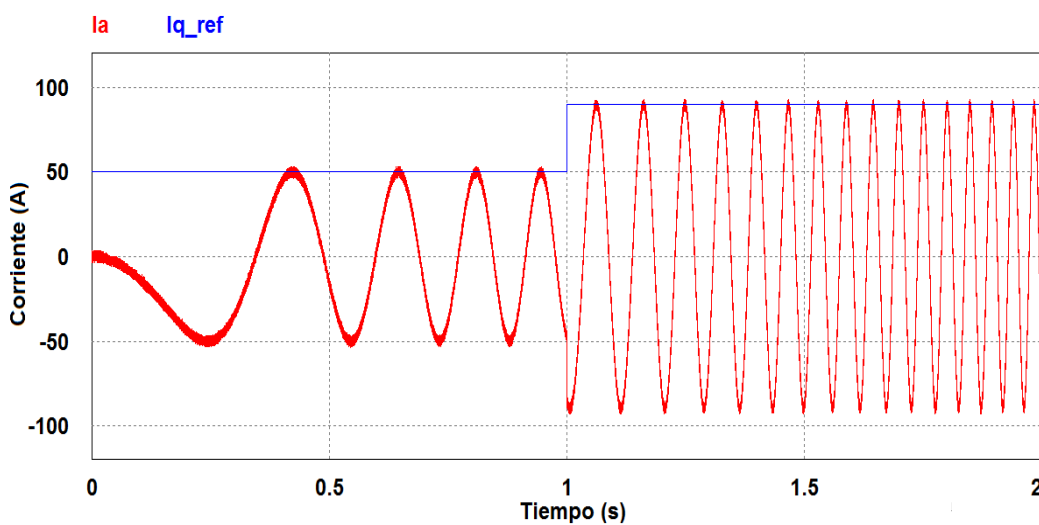


Figura 6.32, Funcionamiento del lazo de corriente del PMSM

6.6.2.- Sintonización del control del lazo de velocidad de la máquina síncrona de imanes permanentes.

Cabe recordar que este lazo debe funcionar a una velocidad menor en comparación con el lazo de corriente, por lo que la frecuencia debe ser por lo menos una década de la frecuencia del lazo de corriente, aplicando este criterio se obtiene la figura 6.33.

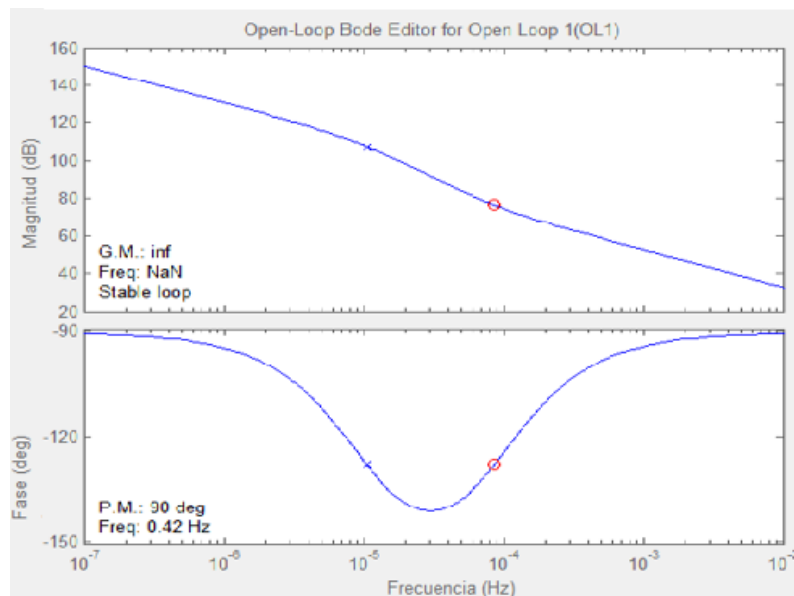


Figura 6.33, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de control de velocidad del PMSM

De la figura 6.33, se observa que la frecuencia de cruce en la ganancia de velocidad, se ubica por asignación de polos y ceros a una frecuencia de 0.42 Hz, con esta frecuencia el diagrama de Bode muestra un margen de fase de 90° y un margen de ganancia infinita, por lo cual cumple con los características del inciso 6.3, a partir de estos valores el controlador PI posee un $k_p = 9.5$ y $k_i = 0.005$, luego se procede a la verificación del lazo utilizando el modelo de simulación indicado en la figura 6.34.

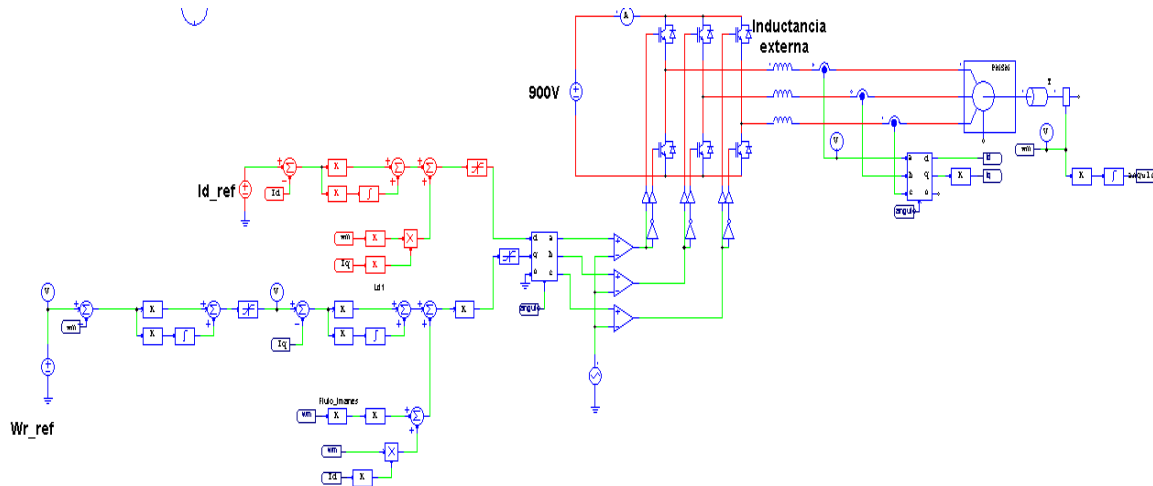


Figura 6.34, Modelo del lazo de control de velocidad del PMSM

Al simular el modelo con un valor de velocidad $w_{r_ref_inicial} = 100 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$ y $w_{r_ref_final} = 200 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$ se observa en la figura 6.35 que el sistema sigue la referencia con un tiempo de estabilización menor a 1.5 S.

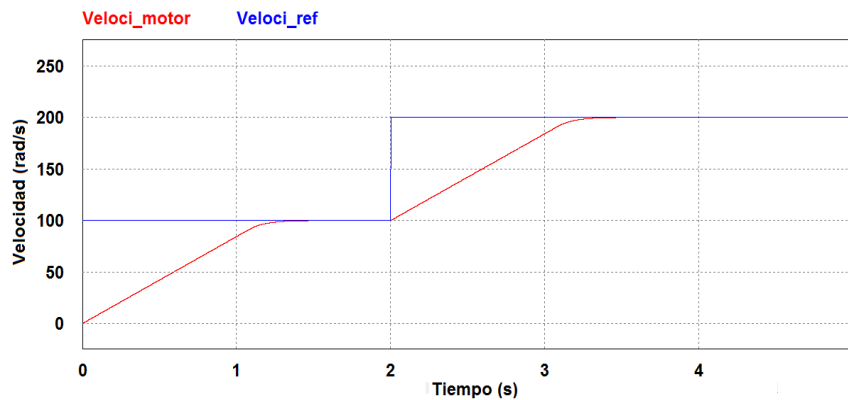


Figura 6.35, Respuesta ante escalon en el lazo de control de velocidad del PMSM

La sintonización del PI para el control de tensión del $V_{DC-link}$ es la misma que el inciso 6.2.7 con la excepción que la salida tenemos que multiplicar por la ecuación (6.62).

6.7.- PLL (Phase Locked Loop)

Una de las características de la transformada de park es que se debe conocer en todo momento la magnitud de la posición angular, la solución para esto es la utilización de un PLL, específicamente un SRF-PLL (*synchronous reference frame PLL*) el cual se apoya en el sistema de referencia síncrono [80,81].

La estructura de un SRF-PLL está indicado en la figura 6.36.

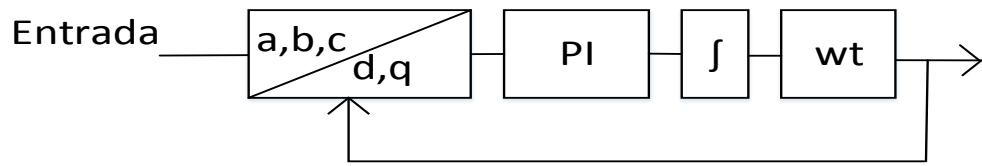


Figura 6.36, Diagrama de bloque de un SRF-PLL

Un problema que presenta la figura 6.36 es que una vez sintonizado el controlador PI para un determinado valor de amplitud de la entrada al cambiar la misma, varia la dinámica del lazo, una solución para ello es la normalización de las magnitudes de la entrada discutida en [54], es decir ante cualquier amplitud de valor de entrada con un bloque de transformación esta magnitud siempre será igual a uno, para realizar esta normalización se utiliza la ecuación (6.66) con un modelo igual al de la figura 6.37 [54].

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_\alpha \\ \sqrt{e_\alpha^2 + e_\beta^2} \\ e_\beta \\ \sqrt{e_\alpha^2 + e_\beta^2} \end{bmatrix} \quad (6.66)$$

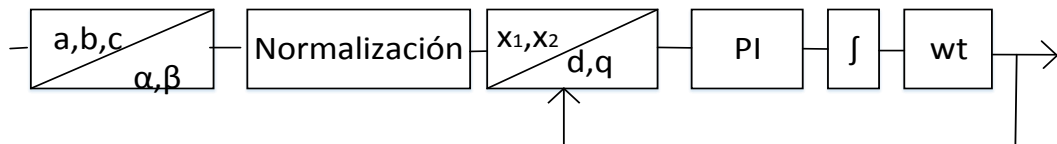


Figura 6.37, Diagrama de bloque de un SRF-PLL normalizado

Para la sintonización del PI del SRF-PLL se considera el diagrama de bloques de la figura 6.38 [54].

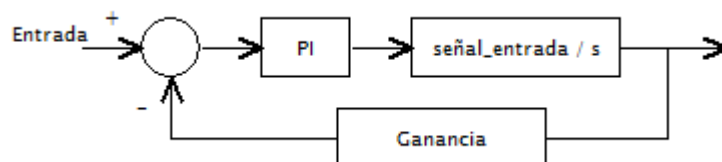


Figura 6.38, Diagrama de bloques para la sintonización del PI

Donde: $PI = \frac{s+1}{s}$, *señal de entrada* = 1 (*amplitud normalizada*), *Ganancia* = 1

Aplicando estos criterios y con la ayuda de matlab se procede de igual forma como se realizó la sintonización de los lazos de corriente y de tensión, el resultado está indicado en la figura 6.39.

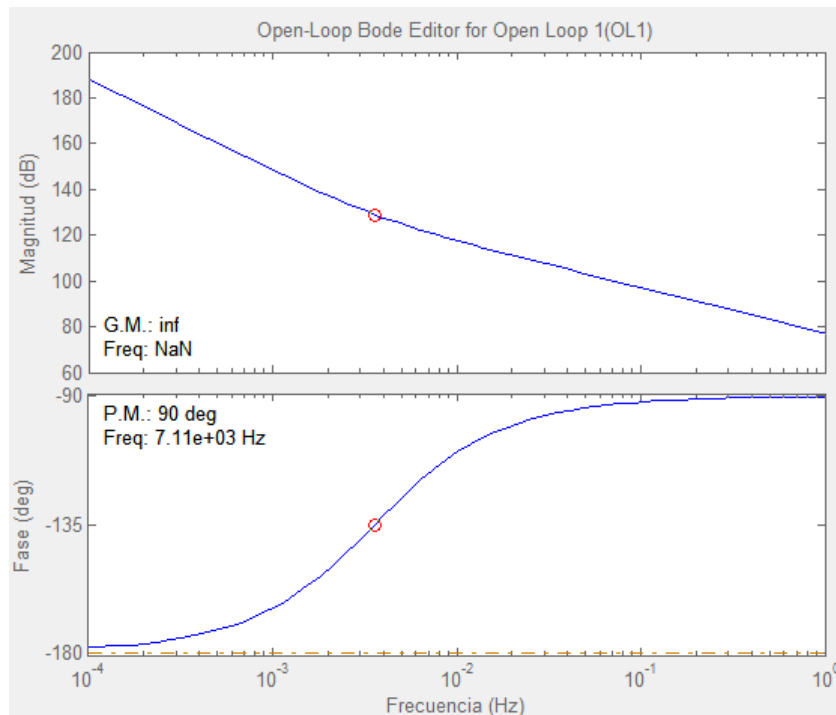


Figura 6.39, Respuesta en frecuencia de la ganancia del SRF-PLL

De la figura 6.39, se observa que la frecuencia de cruce en la ganancia del SRF-PLL, se ubica por asignación de polos y ceros a una frecuencia de 7.11 kHz, con esta frecuencia el diagrama de Bode muestra un margen de fase de 90° y un margen de ganancia infinita, por lo cual cumple con los características del inciso 6.3, a partir de estos valores el controlador PI posee un $k_p = 44312.4$ y $k_i = 1007.1$, luego se procede a la verificación del lazo utilizando el modelo de simulación indicado en la figura 6.40.

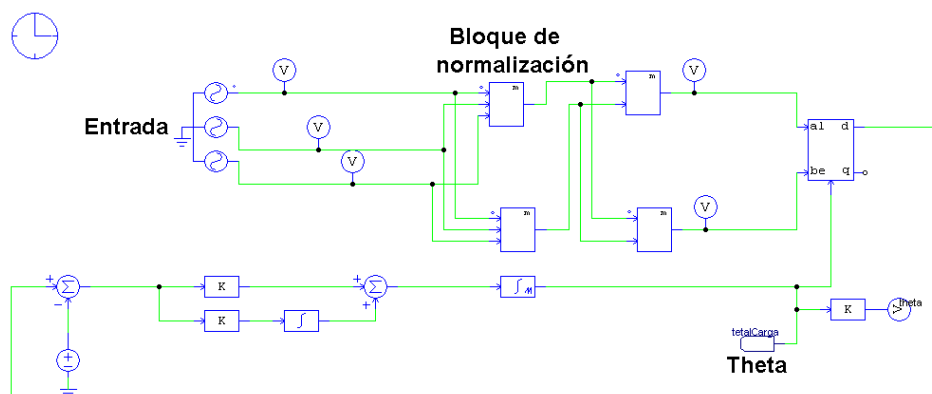


Figura 6.40, Diagrama de bloques del SRF-PLL

Al proceder a simular con un valor pico de tensión de entrada $V_a = 170$ V, se observa en la figura 6.41 que el SRF-PLL funciona correctamente y de igual forma en la figura 6.42 se observa que el SRF-PLL normalizado funciona correctamente.

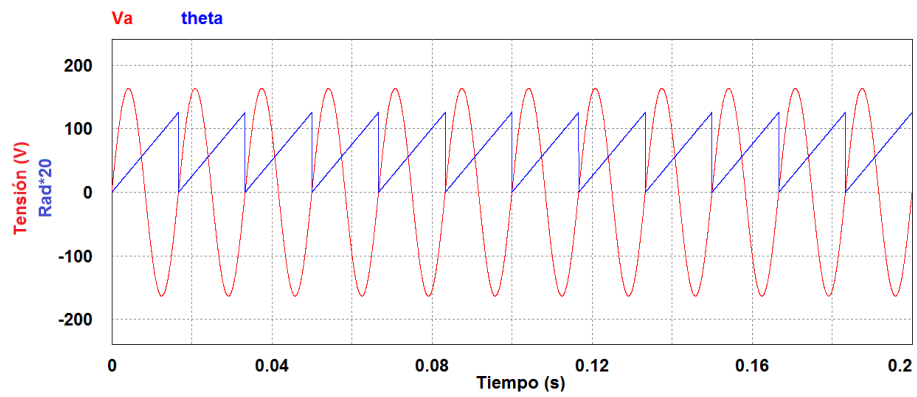


Figura 6.41, Cálculo de la magnitud del ángulo a partir del SRF-PLL para una entrada de 170 V

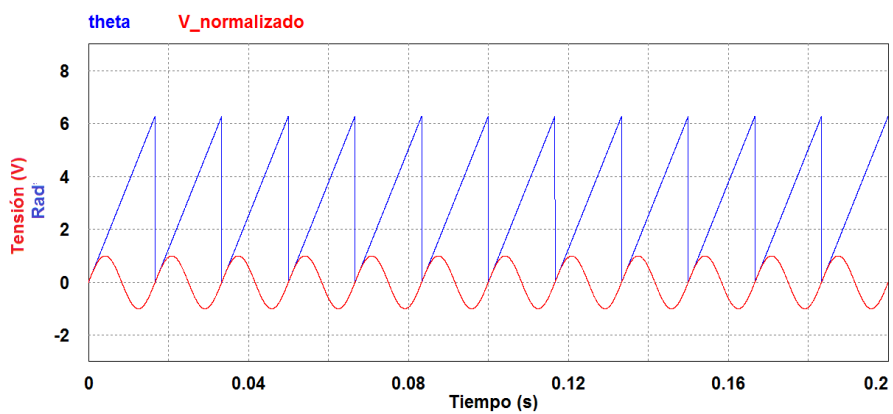


Figura 6.42, Cálculo de la magnitud del ángulo a partir del SRF- PLL con la señal de entrada normalizada

CAPÍTULO 7. ACOPLAMIENTO DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE ENERGÍA BASADO EN VOLANTE DE INERCIA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

7.1.- Introducción

En este apartado se procede a unir los modelos de control de la figura 6.4 y 6.34 mediante el condensador de acoplamiento, luego el modelo completo del sistema de inyección de energía se interconecta a la red de distribución de la figura 4.6, a partir del modelo final se verifica su funcionamiento ante la presencia de huecos de tensión, el modelo completo está representado en la figura 7.1.

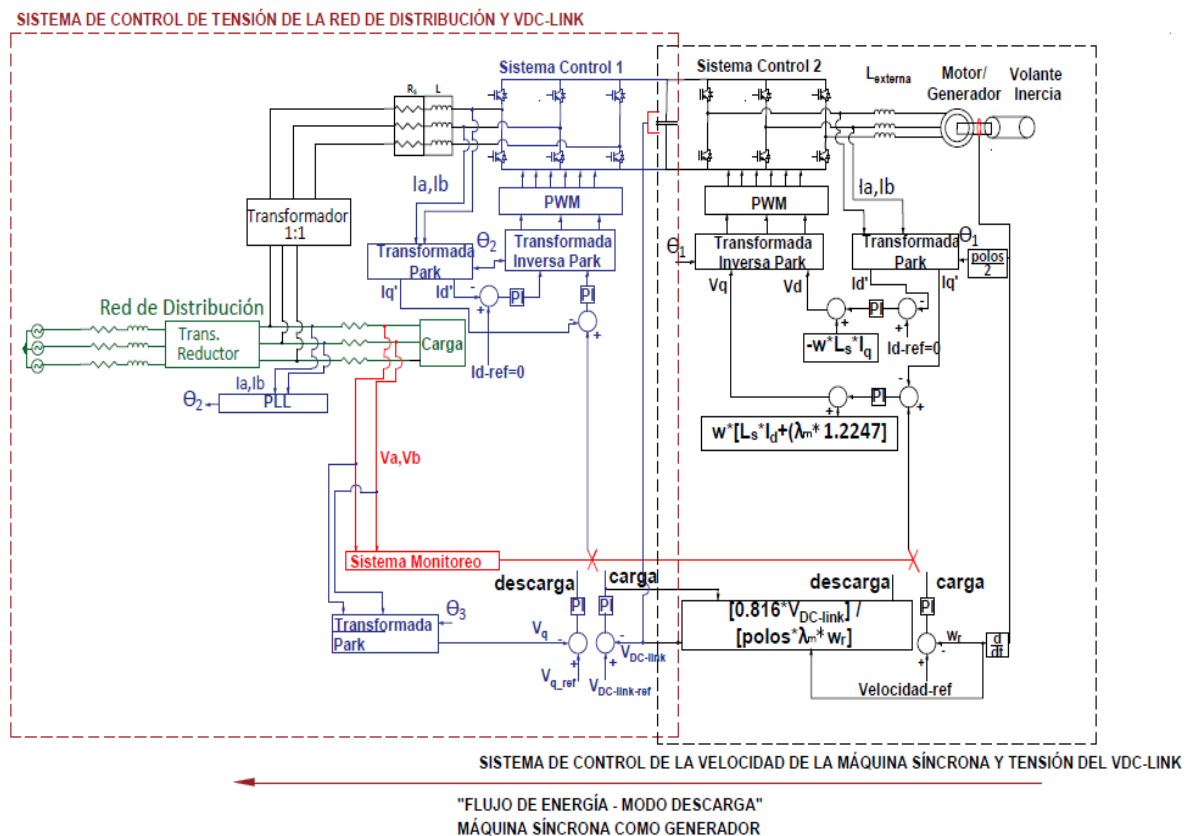


Figura 7.1, Sistema de inyección de energía basado en volante de inercia para el control de huecos de tensión

El comportamiento del sistema de control, visto desde un punto de vista esquemático, puede observarse en la figura 7.2.

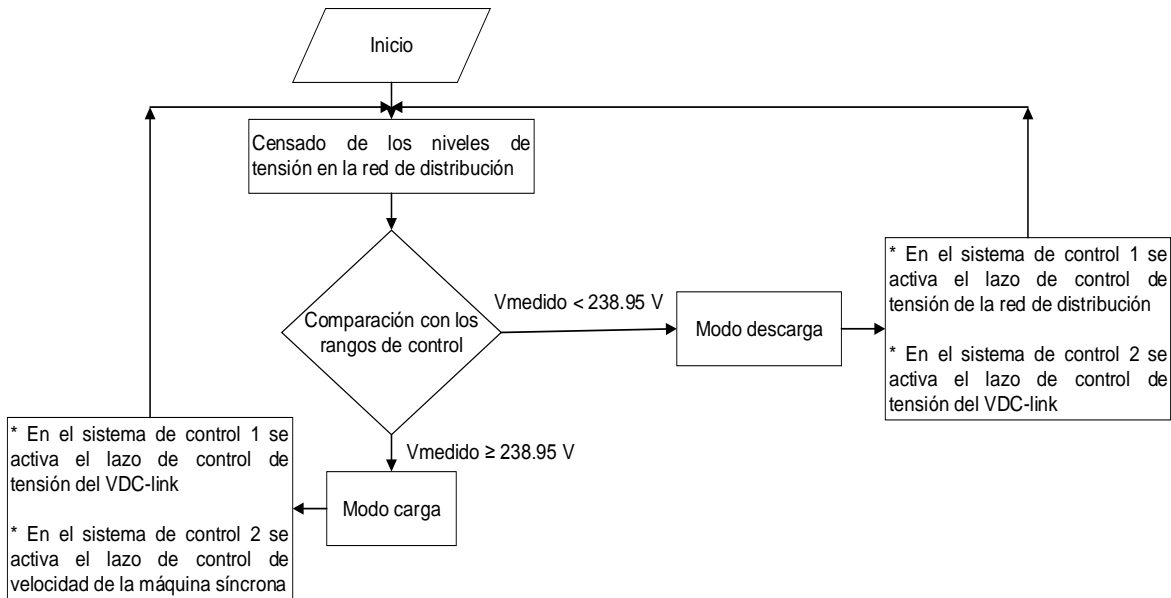


Figura 7.2, Flujoograma para la activación de los lazos de control del sistema de inyección basado en volante de inercia

El sistema de inyección de energía basado en volante de inercia posee dos restricciones en modo *descarga*: el nivel de tensión mínimo que puede tener el $V_{DC-link}$ está expresada en la ecuación (7.1) que para la presente tesis es de $V_{dc_mínimo} = 639\text{ V}$ y la profundidad de descarga de los volantes de inercia expresada mediante la ecuación (7.2), que representa el 75% de su energía almacenada, que para la presente tesis es de $w_{r_mínimo} = 27 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$.

$$V_{dc_mínimo} = \frac{2\sqrt{2}V_{f-n(rms)}}{Dq} \quad (7.1)$$

$$w_{r_mínimo} = w_{r_referencia\text{máquina}} - \sqrt{\frac{2E_{almacenada}}{J}} \quad (7.2)$$

Si el sistema se encuentra por debajo de los límites expresados por las ecuaciones (7.1) y (7.2), la referencia de corriente obtendrá un valor 0 para que de este modo no inyecte ni absorba energía hasta que el nivel de tensión en la red de distribución se encuentre dentro del rango aceptable calculado en el inciso 4.2.7.

7.2.- Acoplamiento del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia a la red de distribución

Para el acoplamiento de los lazos de control se propone el uso de la transformación bilineal o de tustin para la discretización de los controladores PI, para ello se utiliza un tiempo de muestreo de 200 kHz. En este sentido los controladores en tiempo discreto de los lazos de corriente (perteneciente al convertidor de potencia 1) están indicados en las ecuaciones (7.3) y (7.4), de igual forma para el lazo de control de tensión de la red de distribución está indicado en la ecuación (7.5), el lazo de control de tensión del $V_{DC-link}$ está indicado en la ecuación (7.6), el lazo de control de la velocidad de la máquina síncrona está indicado en la ecuación (7.7) y finalmente los lazos de control de corriente (perteneciente al convertidor de potencia 2) están indicados en las ecuaciones (7.8) y (7.9).

$$PI_z = \frac{0.36z - 0.36}{z - 1} \quad \text{eje de cuadratura} \quad (7.3)$$

$$PI_z = \frac{0.36z - 0.36}{z - 1} \quad \text{eje de directo} \quad (7.4)$$

$$PI_z = \frac{36.98z - 36.98}{z - 1} \quad \text{tensión red distribución} \quad (7.5)$$

$$PI_z = \frac{51.02z - 51.02}{z - 1} \quad \text{tensión } V_{DC-link} \quad (7.6)$$

$$PI_z = \frac{9.5z - 9.5}{z - 1} \quad \text{control de velocidad} \quad (7.7)$$

$$PI_z = \frac{655z - 655}{z - 1} \quad \text{eje de cuadratura} \quad (7.8)$$

$$PI_z = \frac{655z - 655}{z - 1} \quad \text{eje de directo} \quad (7.9)$$

Aplicando los aspectos mencionados anteriormente se obtiene el modelo de simulación del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia conectado a la red de distribución, el cual está indicado en la figura 7.3.

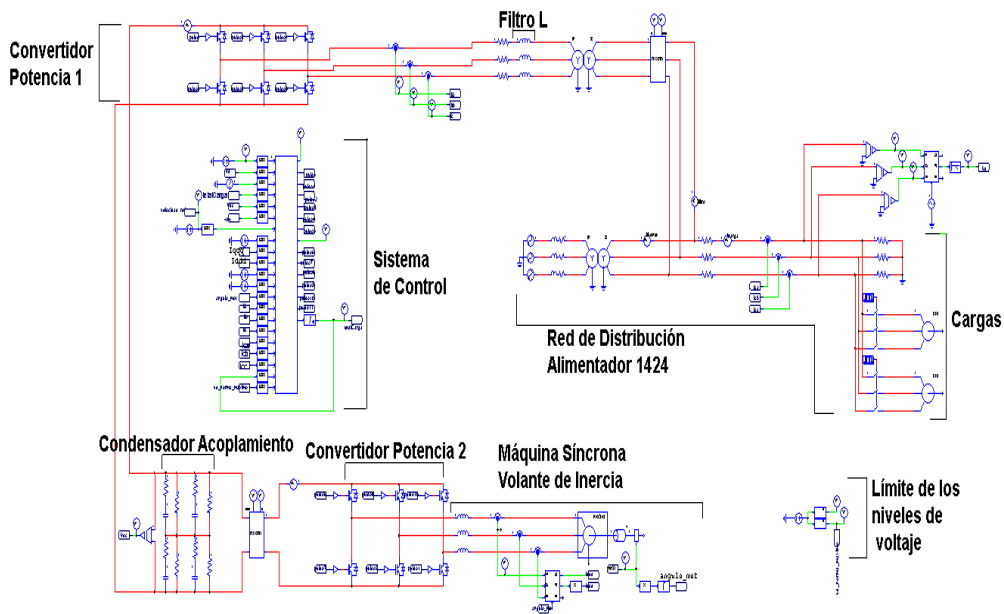


Figura 7.3, Modelo de simulación del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia conectado a la red de distribución para el control de huecos de tensión

7.3.- Desempeño del sistema de inyección de energía ante la presencia de huecos de tensión

Un problema que presenta el modelo de la figura 7.3 es que la señal de la transformada de Park aplicada a las tensiones de la carga en el eje de cuadratura es distorsionada afectando el funcionamiento del sistema, para resolver ese problema se conecta a la salida de la transformada de Park un filtro pasa bajo de segundo orden con frecuencia de corte de 350 Hz, la salida de la transformada de Park con y sin el filtro está indicado en la figura 7.4.

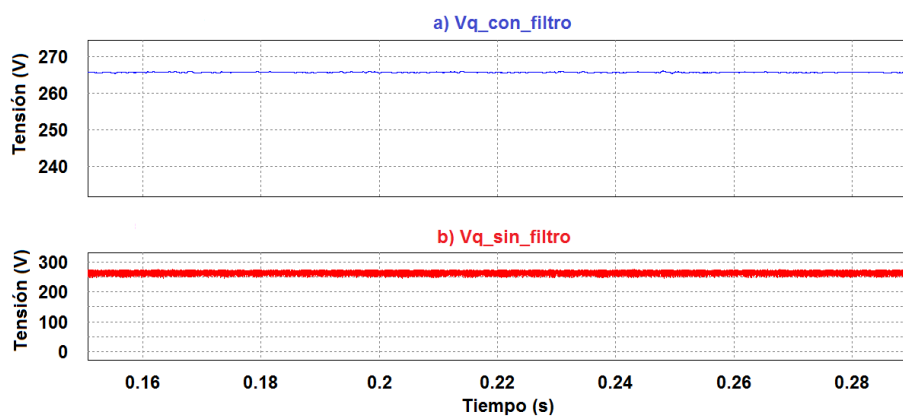


Figura 7.4, Señal de referencia de la tensión en el eje de cuadratura: a) con filtro, b) sin filtro

Para comprobar el desempeño del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia se considera los rangos establecidos en el inciso 4.2.7, los cuales fueron calculados en base a las regulaciones CONELEC 004/01 y NP EN 50160-2010, a partir de ello se procede a simular el modelo de la figura 4.6 del inciso 4.2.6 sin incluir el sistema de inyección de energía, el resultado del nivel de tensión está indicado en la figura 7.5.

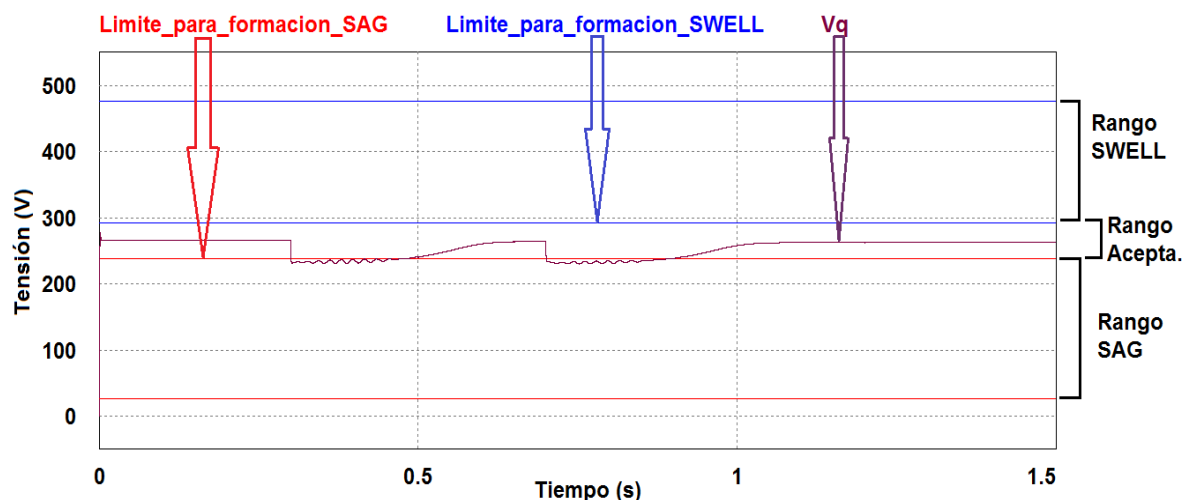


Figura 7.5, Comportamiento de tensión en PCC al momento del arranque de los motores en la red de distribución sin el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia

Al observar la figura 7.5, antes de ingresar en funcionamiento las cargas ($t < 0.3$ S.), el nivel de tensión se encuentra dentro del rango aceptable de tensión establecido en el inciso 4.2.7, con un valor igual a 265.5 V y con una corriente de 13 A debido a la carga de 20Ω que se encuentra conectado y en 0.3 S. se observa una disminución repentina y transitoria de la tensión con un valor igual a 231 V, esto se debe a que en dicho momento arranca el primer motor produciéndose un pico de corriente de 400 A indicado en la figura 7.6, con un tiempo de duración de 0.2 S., producto por el cual la tensión se ubica dentro del rango establecido para la formación de sags, el tiempo en que ingresa nuevamente el nivel de tensión dentro del rango aceptable es de 0.2 S., de igual modo sucede en 0.7 S. debido a que ingresa a funcionar el segundo motor, con el mismo valor de pico de corriente y tiempo de estabilización.

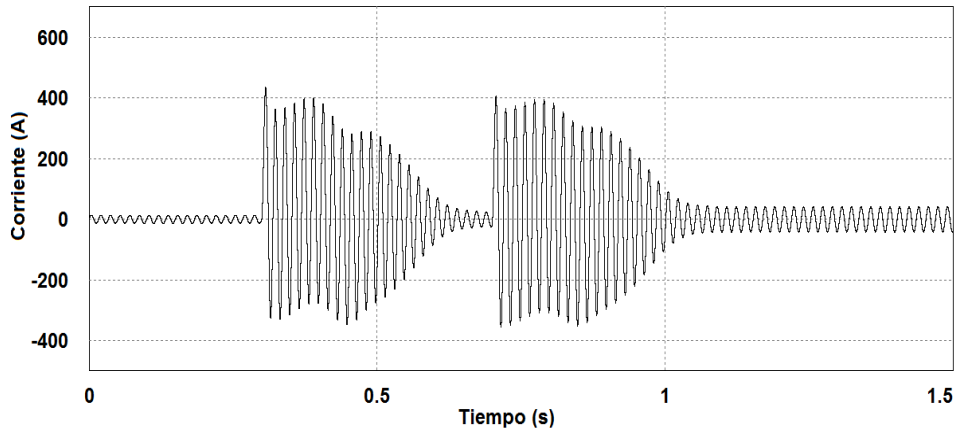


Figura 7.6, Comportamiento de corriente en la fase “A” en PCC al momento del arranque de las máquinas eléctricas en la red de distribución sin el sistema de inyección de energía basado en volantes de inercia

Ahora se considera la conexión del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia igual al de la figura 7.3, el cual inyecta energía para el control de huecos de tensión (sag) en el PCC obteniendo la figura 7.7.

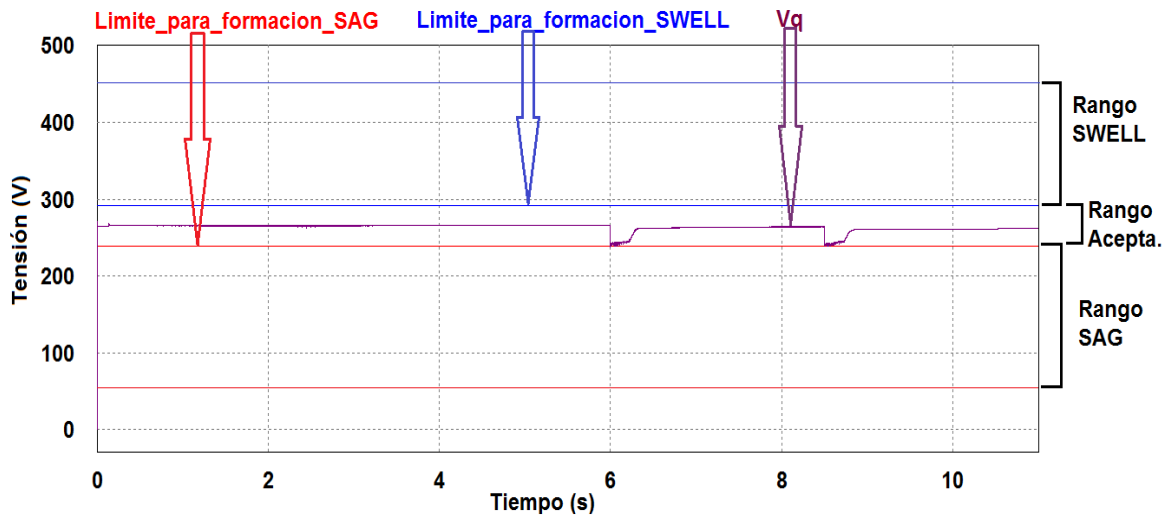


Figura 7.7, Nivel de tensión con la incursión del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia ante la presencia de huecos de tensión

En la figura 7.7, se puede observar que al momento del arranque del primer motor que ocurre en el tiempo de 6 S. el nivel de tensión se encuentra dentro del rango aceptable de tensión, con un valor de 244 V y con un tiempo de estabilización de 0 S. para que el nivel de tensión ingrese al rango aceptable establecido en el inciso 4.2.7; en comparación con el nivel de tensión de la figura 7.5 se incrementó 13 V, de igual modo sucede en 8.5 S. cuando

ingresa a funcionar el segundo motor con nivel de tensión al momento del arranque de 244 V.

El nivel de tensión del bus de continua $V_{DC-link}$ conjuntamente con la velocidad de la máquina síncrona se indican en la figura 7.8.

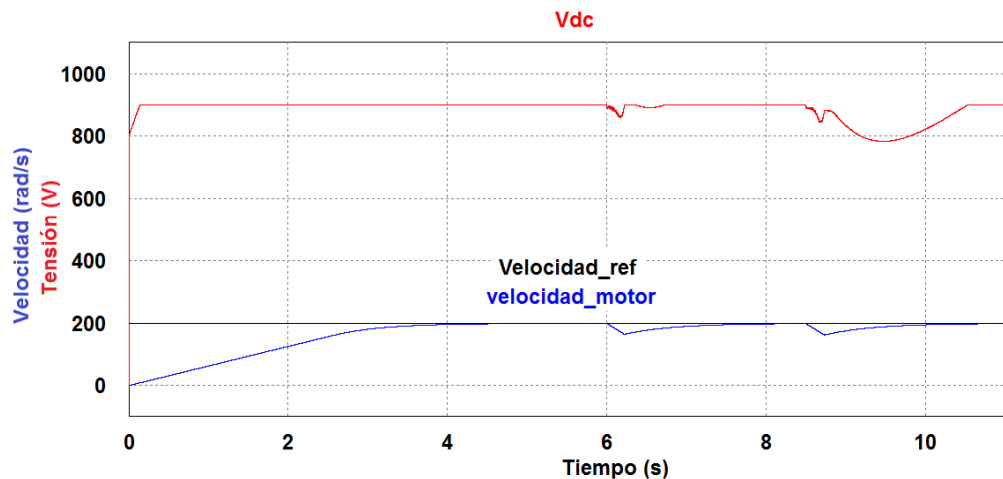


Figura 7.8, Nivel de tensión del VDC-link y velocidad de la máquina síncrona

En la figura 7.8, se puede apreciar el nivel de tensión del $V_{DC-link}$ y la velocidad de la máquina síncrona: antes de ingresar los motores a la red de distribución el nivel de tensión del $V_{DC-link}$ se incrementa hasta un valor de referencia de 900 V, con el convertidor de potencia asociado funcionando como rectificador para que de esta manera pueda absorber energía desde la red de distribución, con su respectivo lazo de corriente con referencia negativa igual a -20 A, cabe destacar que en esta condición la corriente del sistema de inyección denominada I_{filtro} está desfasada con la corriente que circula a la carga (figura 7.9), la velocidad de la máquina síncrona empieza a incrementarse hasta un valor de referencia de 200 rad/S. con el convertidor de potencia asociado funcionando como inversor para que de esta manera absorba energía desde la fuente de tensión del $V_{DC-link}$, con su respectivo lazo de corriente con referencia positiva igual a 40 A (figura 7.10), en este estado el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia se encuentra en modo de **carga**; cuando el sistema basado en volante de inercia alcanza su carga nominal consume una corriente igual a 5 A (figura 7.11) de los cuales la máquina síncrona consume 3.8 A (figura 7.12) por fase, en este estado el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia se encuentra en modo **stand-by**; pero al momento del ingreso del primer motor existe una disminución del nivel de tensión del $V_{DC-link}$ con un valor mínimo de 860 V con su respectivo convertidor de potencia asociado como inversor para de esta manera suministrar energía hacia la red de distribución, con su lazo de corriente con referencia positiva igual a 115 A, de igual manera cabe destacar que la corriente del sistema de inyección denominado

I_{Filtro} inyectada hacia la red de distribución se encuentra en fase con la corriente que circula hacia la carga (figura 7.13), en ese instante la máquina síncrona empieza a funcionar como generador disminuyendo su velocidad hasta un valor de 164.3 rad/S. entregando energía mediante el convertidor de potencia en modo rectificador hacia la fuente de tensión del $V_{\text{DC-link}}$, con su respectivo lazo de corriente con referencia negativa igual a -100 A (figura 7.10), esta disminución de tensión del $V_{\text{DC-link}}$ y la velocidad de la máquina se mantiene durante el arranque de los motores que es de 0.2 S., en este estado el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia se encuentra en modo **descarga**, una vez transcurrido ese tiempo la tensión del $V_{\text{DC-link}}$ conjuntamente con la velocidad de la máquina (figura 7.8) se vuelven a incrementar hasta su valor de referencia repitiéndose nuevamente el ciclo mencionado anteriormente cuando exista la presencia de otro hueco de tensión.

La potencia trifásica que el sistema de inyección de energía absorbe en modo carga stand-by (aproximadamente 400 W) y descarga está indicado en la figura 7.14.

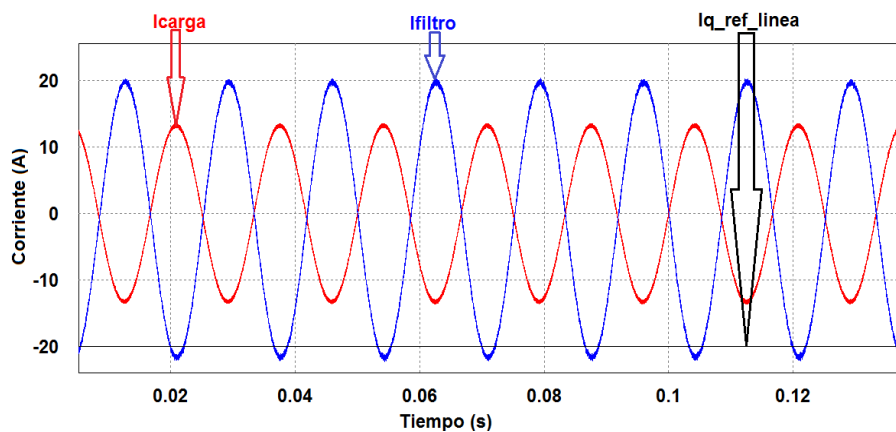


Figura 7.9, Corriente de referencia del sistema de inyección de energía basado en volantes de inercia

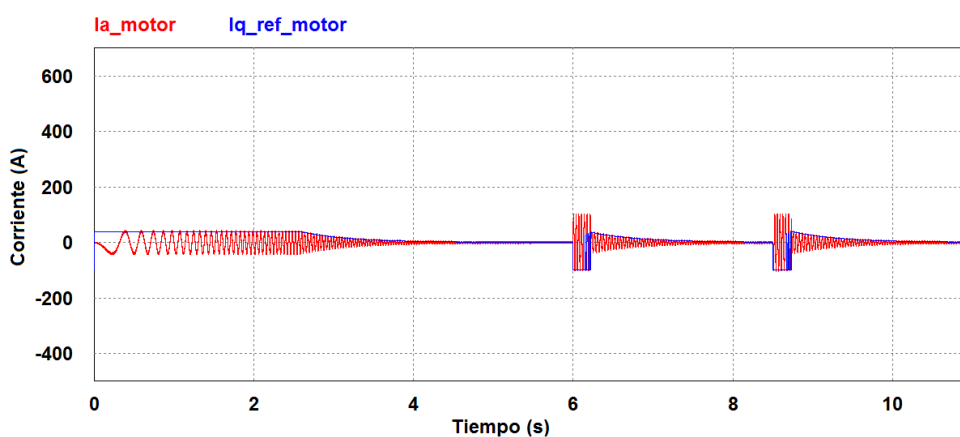


Figura 7.10, Corriente de referencia para la máquina síncrona

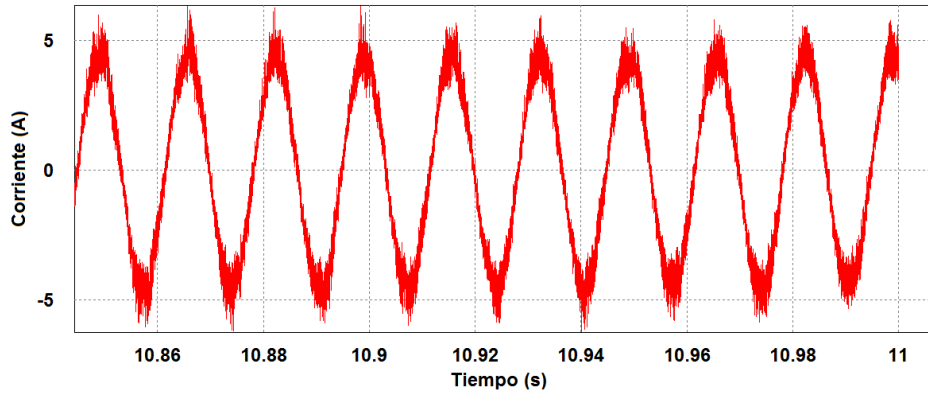


Figura 7.11, Corriente que consume el sistema basado en volante de inercia en modo stand-by

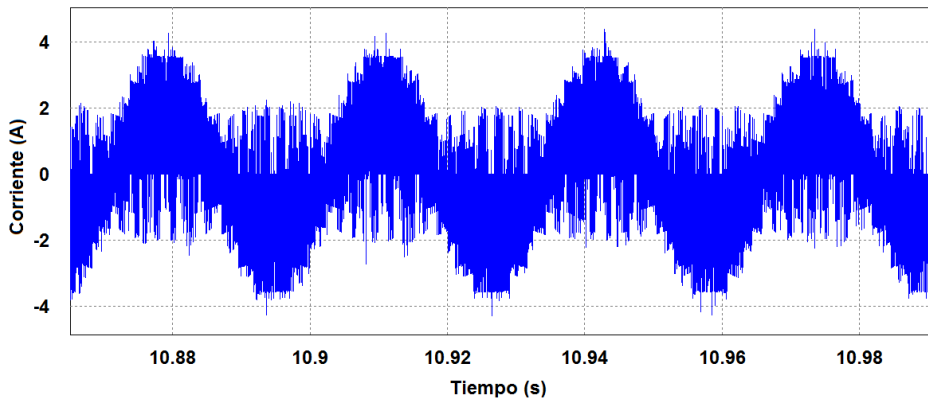


Figura 7.12, Corriente que consume la máquina síncrona como motor en modo stand-by

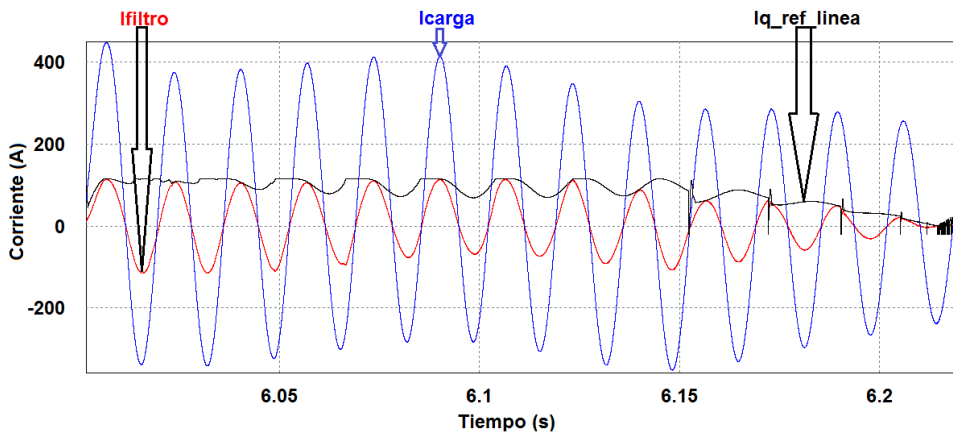


Figura 7.13, Corriente inyectada desde el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia hacia la red de distribución

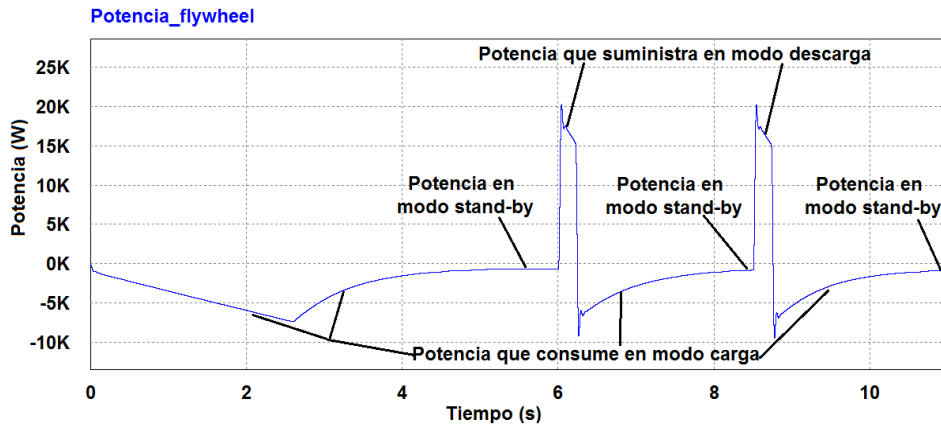


Figura 7.14, Potencia en modo carga, stand-by y descarga del sistema de inyección de energía basado en volante de inercia

El tiempo transcurrido para que el motor del sistema de inyección de energía parta desde el reposo (0 rad/S.) y alcance su valor de referencia (200 rad/S.) es de 3.3 S. (figura 7.15), pero ese tiempo se podrá reducir si se incrementa el valor de restricción (bloque de saturación) del lazo de control de velocidad pero esta acción podría conllevar de manera directa a que el sistema se involucre en la reducción de los niveles de tensión en la red de distribución, otra consideración que hay que tomar en cuenta es que ese tiempo puede ser mayor si mayor es la velocidad de referencia del motor.

El tiempo que debe transcurrir para que el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia ingrese nuevamente al modo stand-by luego de producir una descarga por la presencia de un hueco de tensión es de es de 0.7 S. (figura 7.15).

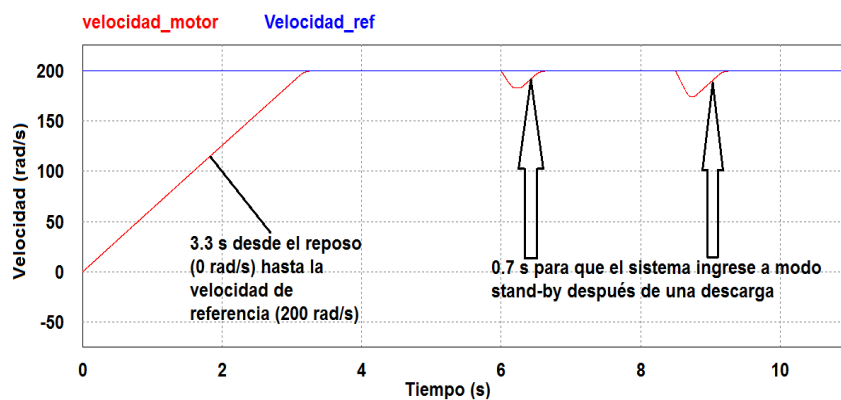


Figura 7.15, Tiempo de demora para que el sistema de inyección de energía basado en volante de inercia ingrese en modo stand-by después de una descarga para el control de un hueco de tensión

Un aspecto importante es el nivel de THD que se produce en modo carga, stand-by y descarga del sistema de inyección de energía, para ello se midió dicho nivel en distintos puntos indicados a continuación:

- En la corriente que circula hacia la carga (figura 7.16), en donde el máximo valor de THD es de 2.6% menor a lo establecido por el CONELEC 004/01 y NP EN 50160-2010 (8%).
- En la tensión de la carga (figura 7.17), en donde el máximo valor de THD es de 2.4% menor a lo establecido.
- En la corriente que circula hacia el sistema basado en volante de inercia en modo carga, stand-by y descarga (figura 7.18), en donde el máximo valor de THD es de 3.8% menor a lo establecido.
- En la tensión de la red de distribución (figura 7.19), en donde el máximo valor de THD es de 2.4% menor a lo establecido.
- En la corriente que circula en el transformador tanto en el lado de alta (figura 7.20) y baja tensión (figura 7.21), en donde los máximos valores de THD son de 2.5% y 2.5% respectivamente.

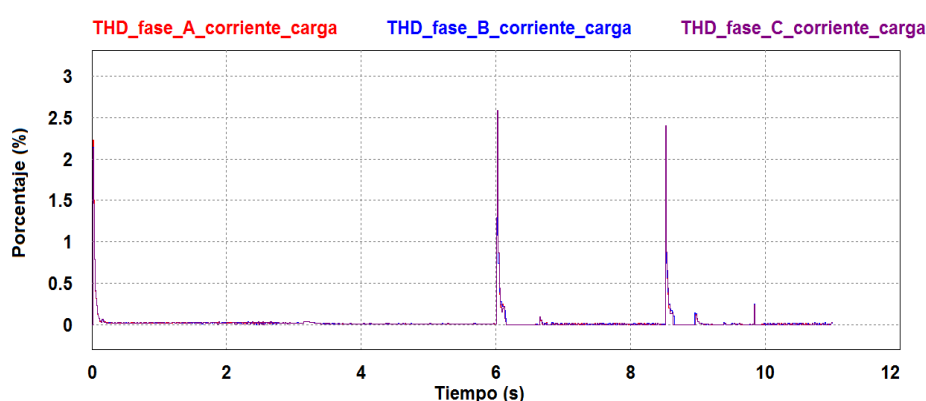


Figura 7.16, Nivel de THD en la corriente de la carga

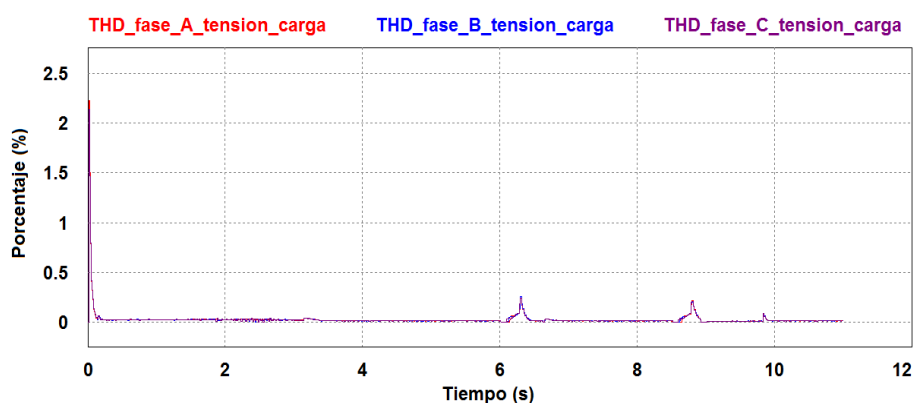


Figura 7.17, Nivel de THD en la tensión de la carga

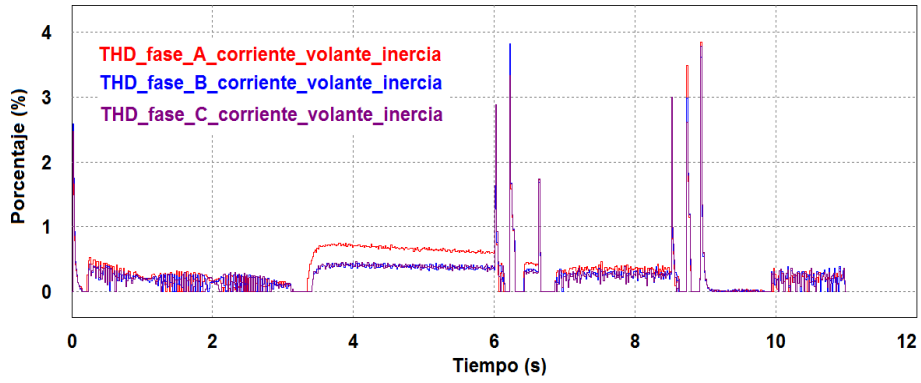


Figura 7.18, Nivel de THD en la corriente del sistema de inyección de energía

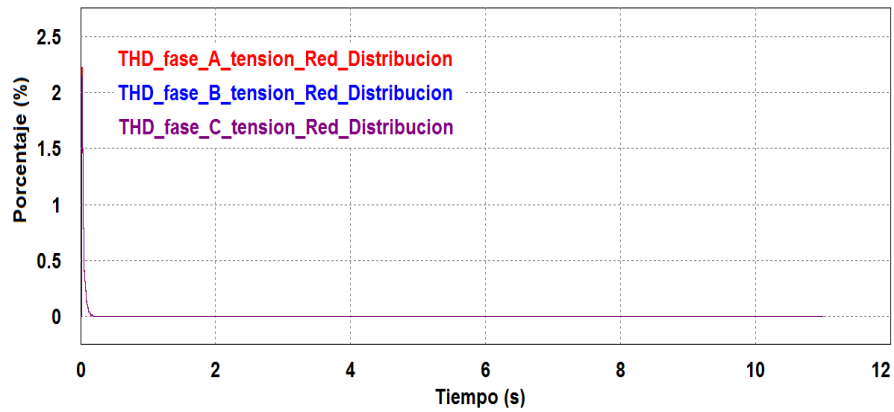


Figura 7.19, Nivel de THD en la tensión de la red de distribución

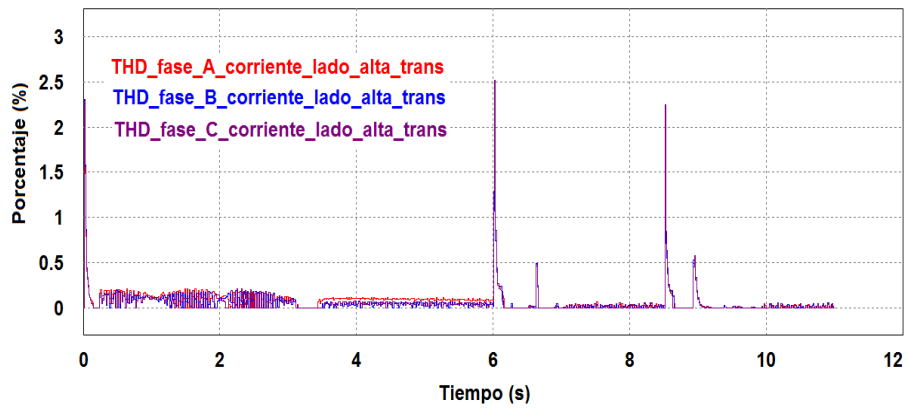


Figura 7.20, Nivel de THD en la corriente que circula en el lado de alta tensión del transformador

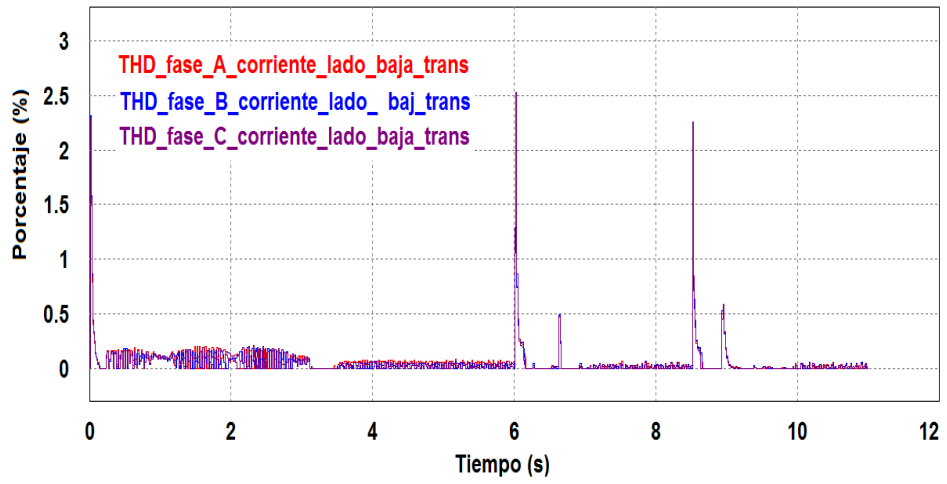


Figura 7.21, Nivel de THD en la corriente que circula en el lado de baja tensión del transformador

CAPÍTULO 8. ACOPLAMIENTO DEL BANCO DE SUPERCONDENSADORES CON LA RED DE DISTRIBUCIÓN

8.1.- Introducción

En este apartado se utiliza un banco de supercondensadores en vez de un volante de inercia para compensar los huecos de tensión en la red de distribución, el modelo completo está representado en la figura 8.1.

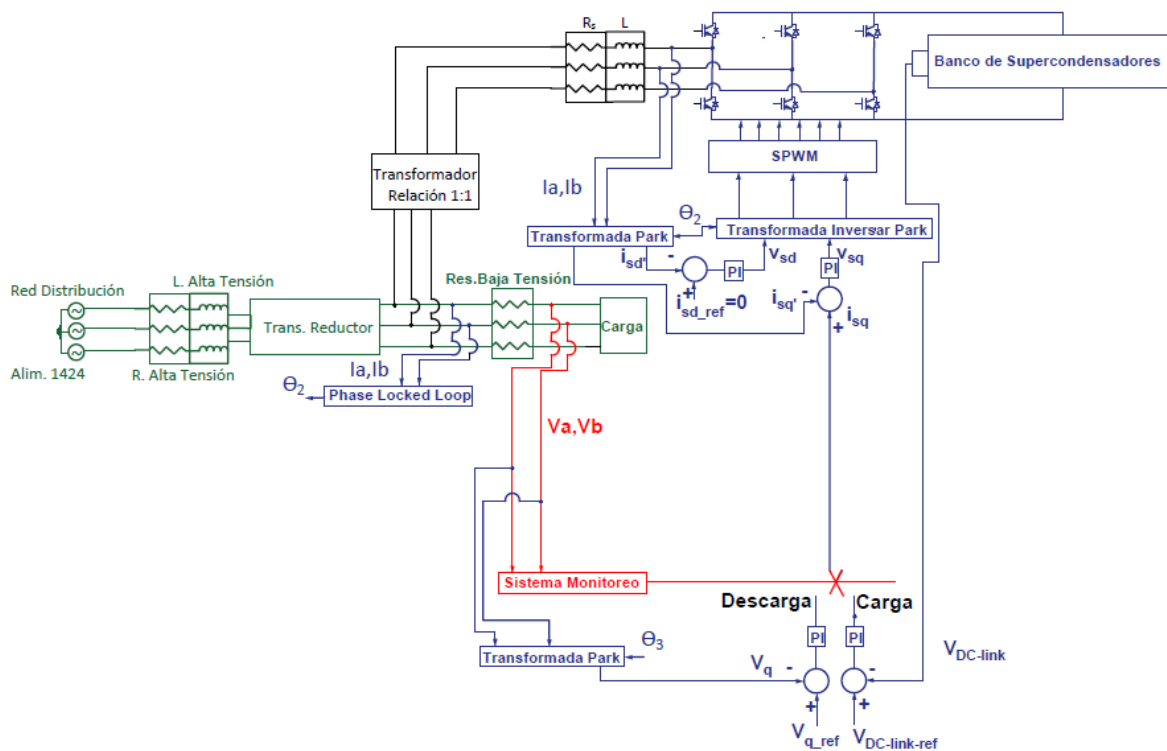


Figura 8.1, Control de huecos de tensión mediante supercondensadores

El modelo de la figura 8.1, consta de un lazo de control de corriente, un lazo de control de tensión del banco de supercondensadores y un lazo de control de tensión para la red de distribución, además consta de un sistema de monitoreo el cual se accionará dependiendo de los niveles de tensión:

- Si el nivel de tensión de la red de distribución está dentro del rango mayor o igual al 90% y menor o igual 110% de la tensión declarada, el sistema de monitoreo conectará al lazo de control de tensión del banco de supercondensadores para que

de esta manera empiece absorber energía desde la red y así llevar el nivel de tensión del banco de supercondensadores a un valor de referencia, en esta condición la fuente de tensión es la red de distribución y la carga es el banco de supercondensadores con el convertidor de potencia funcionando como rectificador, este modo se denomina **carga**.

- Si por el contrario el nivel de tensión de la red de distribución se encuentra dentro de los rangos establecidos para la formación de sags, calculado en el inciso 4.2.7, el sistema de monitoreo conectará el lazo de control de tensión de la red de distribución para que de esta forma se empiece a inyectar energía desde el banco de supercondensadores hacia la red de distribución, en este caso la fuente es el banco de supercondensadores y la carga es la red de distribución con el convertidor de potencia funcionando como inversor, este modo se denomina **descarga**.

El comportamiento del sistema de control, visto desde un punto de vista esquemático, puede observarse en la figura 8.2.

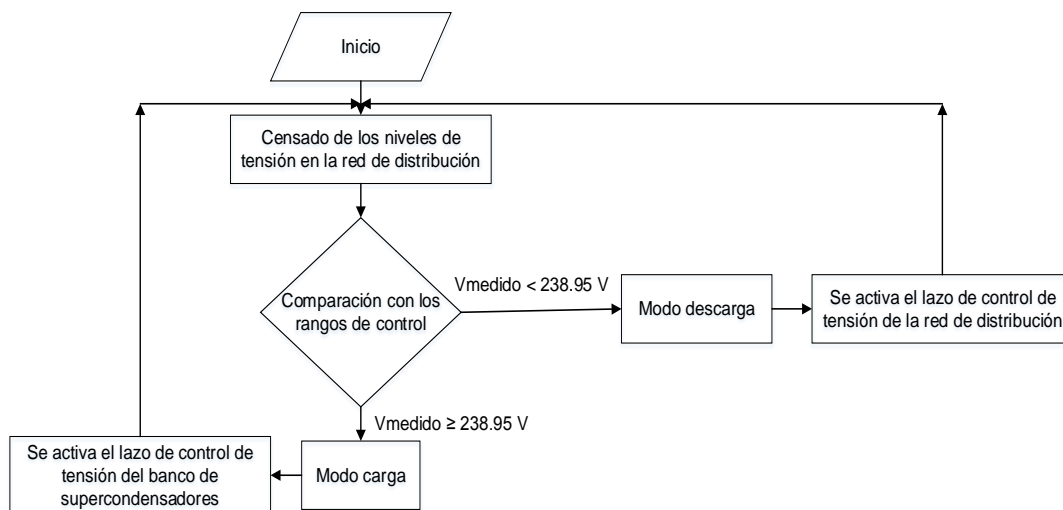


Figura 8.2, Flujograma para la activación de los lazos de control del banco de supercondensadores

El sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores de igual forma que el conformado por volante de inercia posee la siguiente restricción en modo **descarga**: el nivel de tensión mínimo que puede tener el banco de supercondensadores está expresada por la ecuación (7.1) que para la presente tesis es de $V_{dc_minimo} = 639 \text{ V}$.

Si el sistema se encuentra por debajo del límite expresado por la ecuación (7.1) la referencia de corriente obtendrá un valor 0 para que de este modo no inyecte ni absorba

energía hasta que el nivel de tensión en la red de distribución se encuentre dentro del rango aceptable calculado en el inciso 4.2.7.

Para calcular el valor total de la capacitancia del banco de supercondensadores se procede a utilizar el modelo de simulación de la figura 6.27, donde se observa que la fuente de tensión $V_{DC-link}$ es representada mediante una fuente constante de 900 VDC, para calcular la capacitancia necesaria del condensador que reemplace la fuente se hace uso de la ecuación (8.1).

$$i(t) = C \frac{dv(t)}{dt} \quad (8.1)$$

De la ecuación (8.1) se despeja "C" luego se integra con respecto a la corriente, resultando la ecuación (8.2).

$$C = \frac{\int_0^t i(t)}{v} \quad (8.2)$$

Donde: $i(t)$ es la corriente que circula a través del banco de supercondensadores, t es el tiempo en el cual se produce el arranque de los motores (0.2 S. valor calculado en el inciso 4.1.7) y V es la diferencia de tensión que se requiere al momento de descargarse el banco de supercondensadores que en este caso se considerará una diferencia de 30 V.

Para encontrar la relación $\int_0^t i(t)$, se usará un integrador el cual será incorporado al modelo de la figura 6.22 como se indica en la figura 8.3.

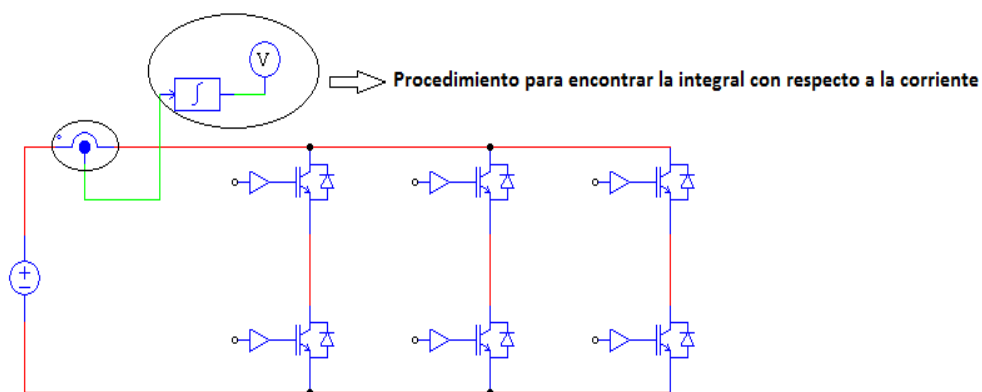


Figura 8.3, Modelo para el cálculo de la integral de la corriente

Al proceder a simular el modelo de la figura 8.3 se obtiene la gráfica que corresponde a la integral de la corriente que debe entregar la fuente DC para satisfacer el arranque del

motor, función que debe cumplir el banco de supercondensadores al momento de reemplazar la fuente DC constante, lo mencionado está indicado en la figura 8.4.

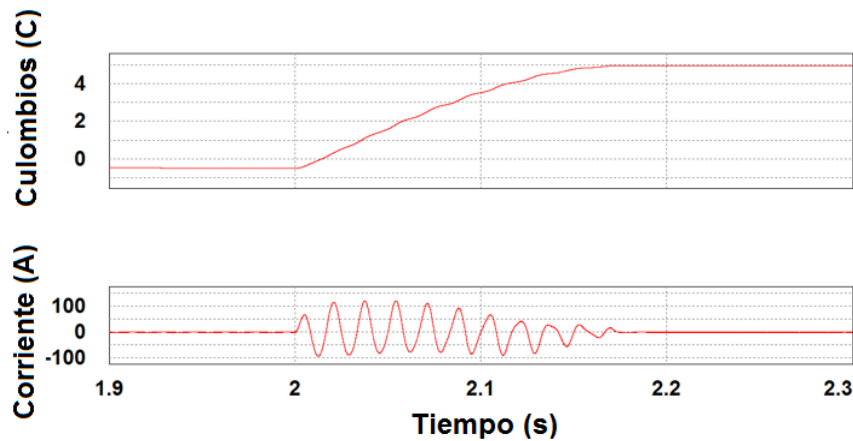


Figura 8.4, Integral de la corriente de la fuente de tensión DC al momento del arranque del motor

Al reemplazar el valor de la integral de la corriente de la figura 8.4 en la ecuación (8.2) resulta (8.3), la cual representa el valor total de la capacitancia del banco de supercondensadores.

$$C = \frac{3.5 \text{ A}}{30 \text{ V}} = 0.11 \text{ F} \approx 0.1 \text{ F} \quad (8.3)$$

Para proceder a simular el valor de la capacitancia se debe considerar lo siguiente:

- El nivel de tensión que debe soportar el capacitor es de 900 V, para ello usaremos dos capacitores en serie de 0.01 F con una tensión máxima de soporte de 550 V de cada uno de ellos.
 - La capacitancia total debe de ser de 0.1 F, como se usó dos capacitores en serie de 0.01 F resulta la capacitancia total de 0.005 F, por lo tanto, se usará 20 capacitores en paralelo.

8.2.- Sintonización del control de corriente, tensión de la red de distribución y tensión del banco de supercondensadores

Para la sintonización de los PI para los lazos de control se debe tener en cuenta los aspectos mencionados en el inciso 6.3, a partir de aquello se procede a la sintonización.

Los parámetros del controlador PI para el lazo de corrientes poseen para este caso los mismos valores calculados en el inciso 6.3.1.

8.2.1.- Sintonización el PI para el lazo de tensión de la red de distribución

Se debe tener en cuenta que la frecuencia de corte debe ser por lo menos una década de la frecuencia del lazo de corriente.

Mediante la utilización de la ecuación (6.27) que pertenece a la función de transferencia que relaciona la tensión con la corriente en la red de distribución se procede a la sintonización, esta consideración está indicado en la figura 8.5.

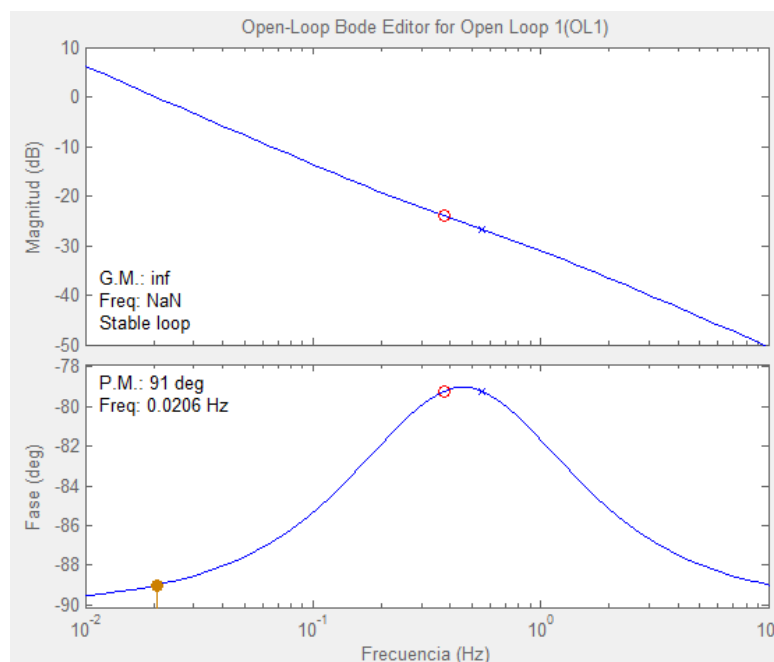


Figura 8.5, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de tensión de la red de distribución

De la figura 8.5, se observa que la frecuencia de cruce en la ganancia del lazo de tensión, se ubica por asignación de polos y ceros a una frecuencia de 0.0206 Hz, con esta frecuencia el diagrama de Bode muestra un margen de fase de 91° y un margen de ganancia infinita, por lo cual cumple con los características del inciso 6.3, a partir de estos valores el controlador PI posee un $k_p = 16.47$ y $k_i = 0.027$.

8.2.2.- Sintonización del PI para el lazo de tensión del banco de supercondensadores

Con la ecuación (6.30) se procede a la sintonización del PI, de forma gráfica es representado mediante la figura 8.6.

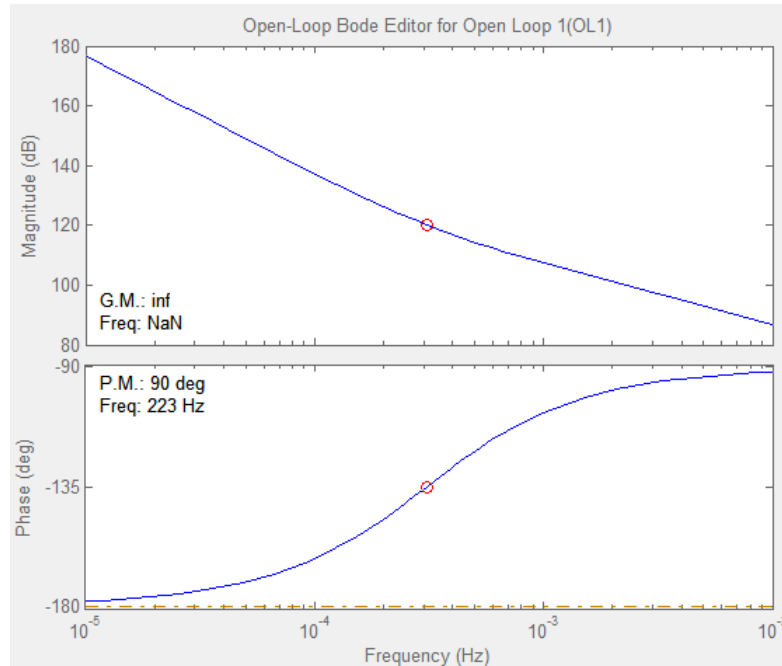


Figura 8.6, Respuesta en frecuencia de la ganancia del lazo de tensión del banco de supercondensadores

De la figura 8.6, se observa que la frecuencia de cruce en la ganancia del lazo de tensión, se ubica por asignación de polos y ceros a una frecuencia de 223 Hz, con esta frecuencia el diagrama de Bode muestra un margen de fase de 90° y un margen de ganancia infinita, por lo cual cumple con los características del inciso 6.3, a partir de estos valores el controlador PI posee un $k_p = 15$ y $k_i = 0.03$.

8.3.- Acoplamiento del banco de supercondensadores a la red de distribución

Para el acoplamiento de los lazos de control se propone la transformación bilineal o de tustin para la discretización de los controladores PI, para ello se utiliza un tiempo de muestreo de 200 kHz. En este sentido los controladores en tiempo discreto de los lazos de corriente para el eje de cuadratura está indicado por la ecuación (7.3) y para el directo

mediante la ecuación (7.4), de igual forma para el lazo de control de tensión de la red de distribución está indicado en la ecuación (8.4), y para el lazo de control de tensión del banco de supercondensadores está indicado en la ecuación (8.5).

$$PI_z = \frac{16.47z - 16.47}{z - 1} \quad \text{control tensión red de distribución (8.4)}$$

$$PI_z = \frac{15z - 15}{z - 1} \quad \text{control tensión } V_{DC\text{-link}} \quad (8.5)$$

Aplicando todos los aspectos mencionados se obtiene el modelo de simulación del banco de supercondensadores conectados a la red de distribución, de forma gráfica es representado mediante la figura 8.7.

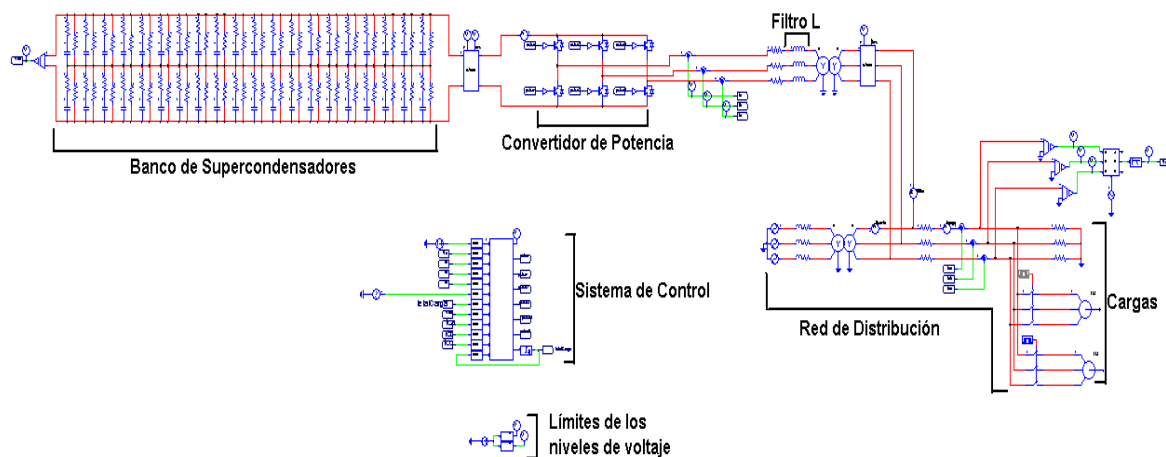


Figura 8.7, Modelo del banco de supercondensadores conectados a la red de distribución

8.4.- Desempeño del banco de supercondensadores ante la presencia de huecos de tensión

Para verificar el desempeño del banco de supercondensadores se tomará como referencia la figura 7.5 la cual pertenece al nivel de tensión que se origina en la red de distribución al momento del arranque de los motores, verificando de forma gráfica que existe la formación de huecos de tensión.

Ahora se considera la conexión del sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores igual al de la figura 8.7, el cual inyecta energía para el control de huecos de tensión en el PCC obteniendo la figura 8.8.

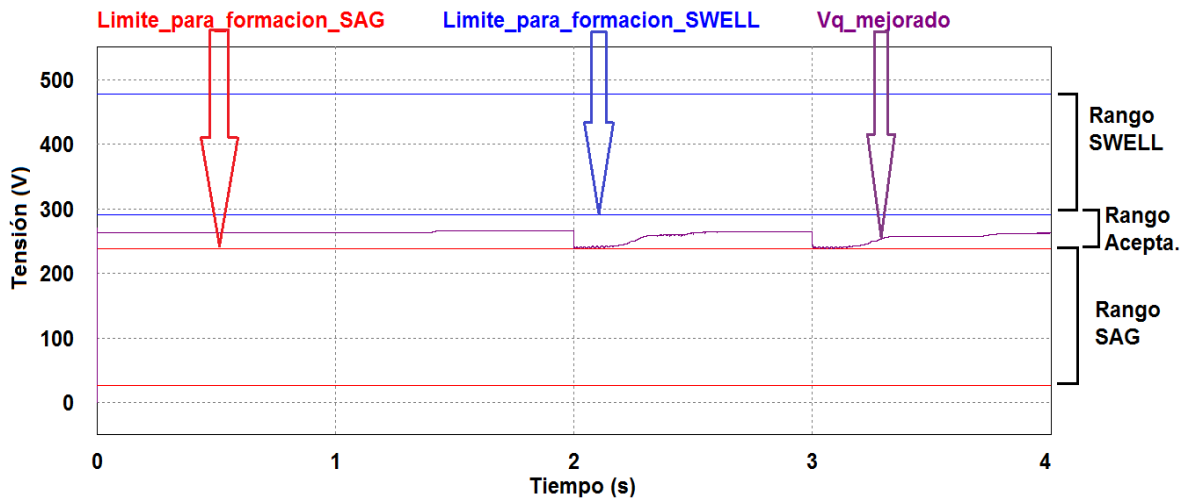


Figura 8.8, Nivel de tensión con la incursión del sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores para el control de huecos de tensión

En la figura 8.8, se puede observar que al momento del arranque del primer motor que ocurre en el tiempo de 2 S. el nivel de tensión se encuentra dentro de los rangos aceptables establecidos en el inciso 4.2.7, con un valor de 244 V y con un tiempo de estabilización de 0 S. para que el nivel de tensión ingrese al rango aceptable establecido en el inciso 4.2.7; en comparación con el nivel de tensión de la figura 7.5 se incrementó 13 V, de igual modo sucede en 3 S. cuando ingresa a funcionar el segundo motor con nivel de tensión al momento del arranque de 244 V.

El nivel de tensión del banco de supercondensadores se indica en la figura 8.9.

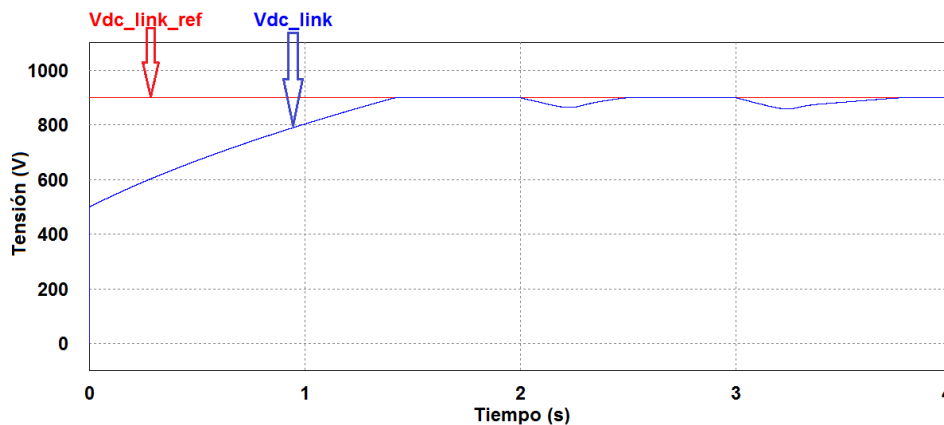


Figura 8.9, Nivel de tensión del banco de supercondensadores

En la figura 8.9, se puede apreciar el nivel de tensión del banco de supercondensadores: antes de ingresar los motores a la red de distribución el nivel de tensión del banco de supercondensadores se incrementa hasta un valor de referencia de 900 V, con el convertidor de potencia funcionando como rectificador, absorbiendo energía

desde la red de distribución con referencia negativa igual a -50 A, cabe destacar que en esta condición la corriente del sistema de inyección denominada I_{filtro} está desfasada con la corriente que circula a la carga (figura 8.10), en este estado el sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores se encuentra en modo de **carga**; cuando la tensión del banco de supercondensadores alcanza su respectiva referencias consumen corrientes iguales a 2 A (figura 8.11) por fase, en este estado el sistema de inyección de energía se encuentra en modo **stand-by**, pero al momento del ingreso del primer motor existe una disminución del nivel de tensión del banco de supercondensadores con un valor mínimo de 858 V con su respectivo convertidor de potencia como inversor para de esta manera suministrar energía hacia la red de distribución, con su lazo de corriente con referencia positiva igual a 115 A, de igual manera cabe destacar que la corriente del sistema de inyección denominado I_{filtro} inyectada hacia la red de distribución se encuentra en fase con la corriente que circula hacia la carga (figura 8.12), esta disminución de tensión del banco de supercondensadores se mantiene durante el arranque de los motores por un tiempo de 0.2 S., en este estado el sistema de inyección de energía se encuentra en modo **descarga**, una vez transcurrido ese tiempo la tensión del banco de supercondensadores se vuelve a incrementar hasta su valor de referencia repitiéndose nuevamente el ciclo mencionado anteriormente cuando exista la presencia de otro hueco de tensión, la potencia trifásica que el sistema de inyección de energía absorbe en modo carga stand-by (aproximadamente 350 W) y descarga está indicado en la figura 8.13.

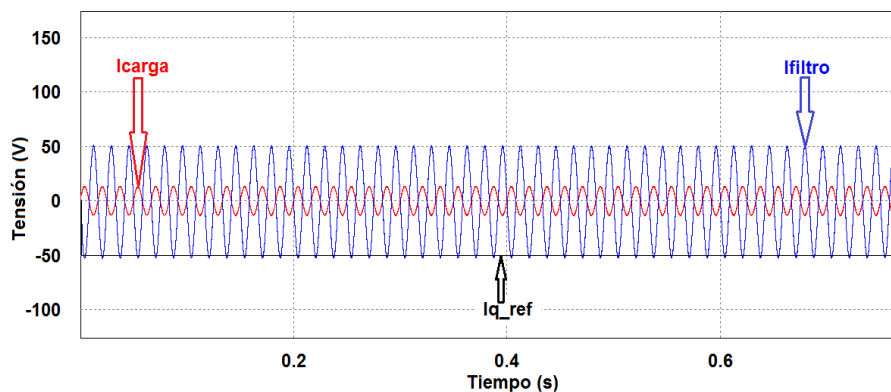


Figura 8.10, Corriente de referencia del sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores

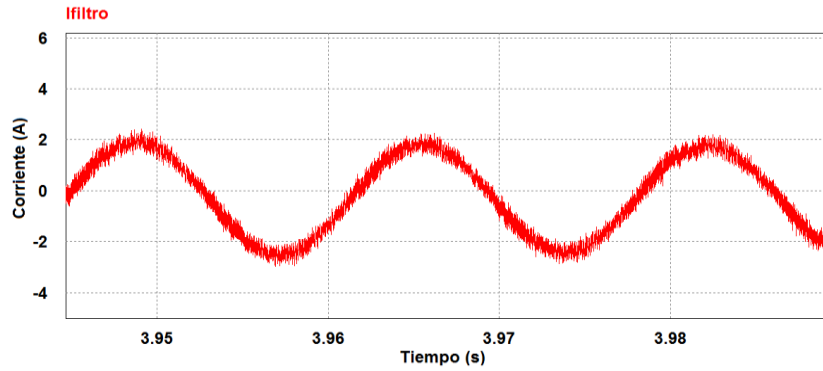


Figura 8.11, Corriente que consume el banco de supercondensadores en modo stand-by

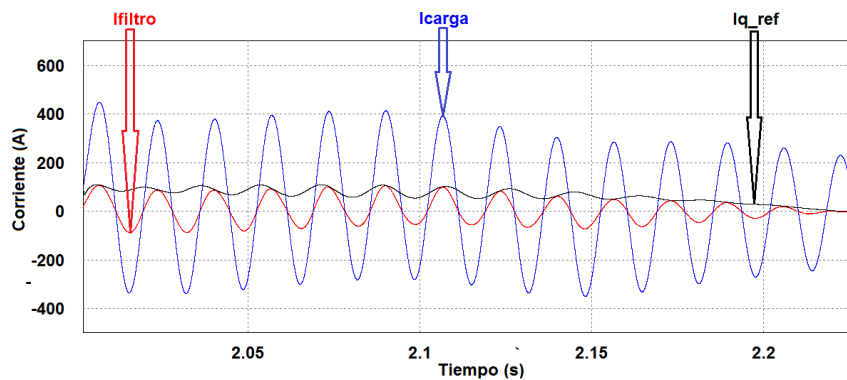


Figura 8.12, Corriente inyectada desde el sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores hacia la red de distribución

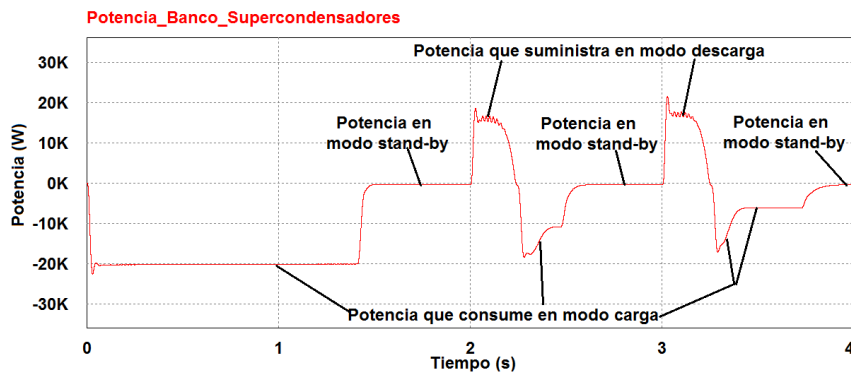


Figura 8.13, Potencia en modo carga, stand-by y descarga del sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores

El tiempo que debe transcurrir para que el sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores ingrese nuevamente al modo stand-by luego de producir una descarga por la presencia de un hueco de tensión es de 0.5 S.

Un aspecto importante es el nivel de THD que se produce en modo carga, stand-by y descarga, para ello se midió dicho nivel en distintos puntos indicados a continuación:

- En la corriente que circula hacia la carga (figura 8.14), en donde el máximo valor de THD es de 2.6% menor a lo establecido por la regulación CONELEC 004/01 y NP EN 50160-2010 (con un valor igual al 8%).
- En la tensión de la carga (figura 8.15), en donde el máximo valor de THD es de 2.3% menor a lo establecido.
- En la corriente que circula hacia el banco de supercondensadores en modo carga, stand-by y descarga (figura 8.16), en donde el máximo valor de THD es de 4.2% menor a lo establecido.
- En la tensión de la red de distribución (figura 8.17), en donde el máximo valor de THD es de 2.3% menor a lo establecido.
- En la corriente que circula en el transformador tanto en el lado de alta (figura 8.18) y baja tensión (figura 8.19), en donde los máximos valores de THD son de 2.5% y 2.5% respectivamente, los cuales son menores a lo establecido.

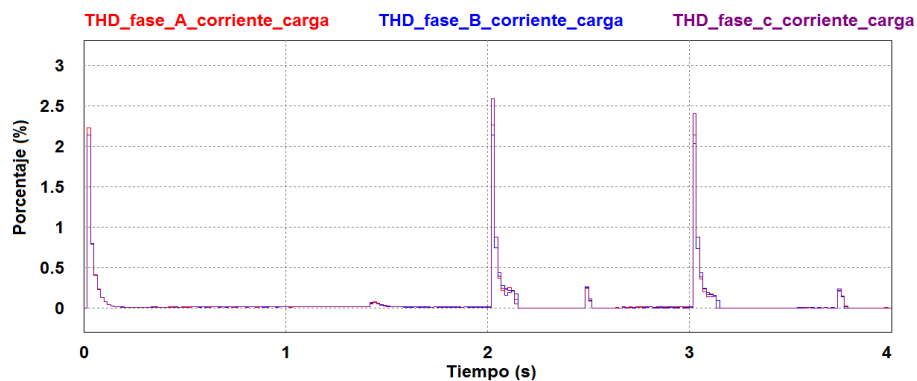


Figura 8.14, Nivel de THD en la corriente de la carga

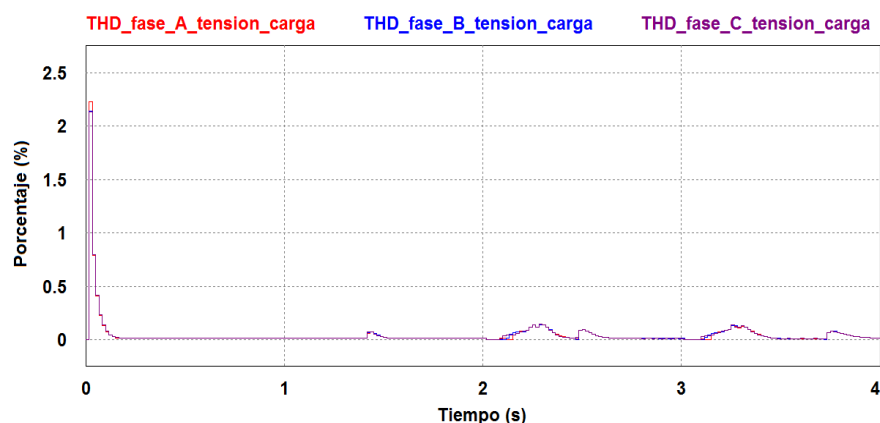


Figura 8.15, Nivel de THD en la tensión de la carga

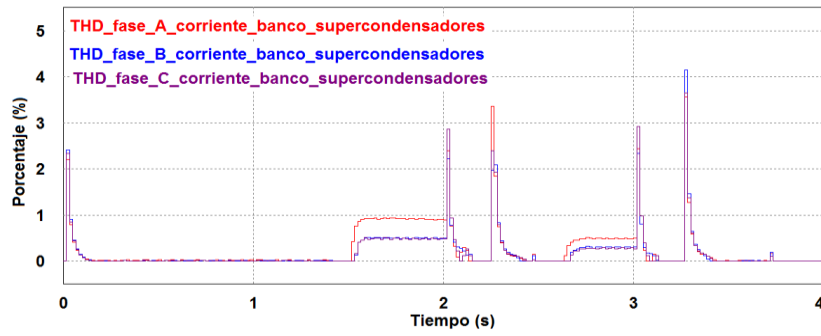


Figura 8.16, Nivel de THD en la corriente del banco de supercondensadores

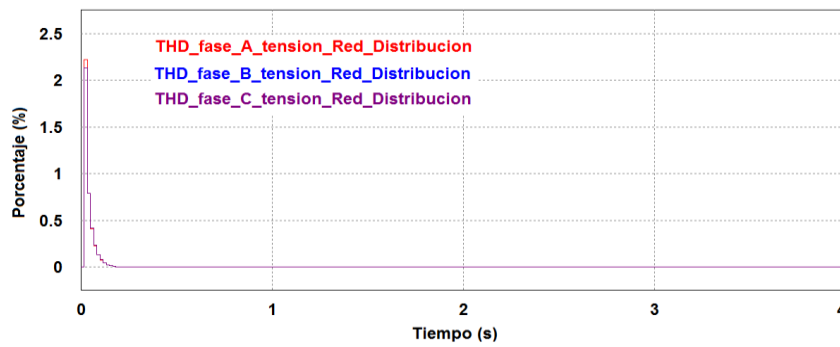


Figura 8.17, Nivel de THD en la tensión de la red de distribución

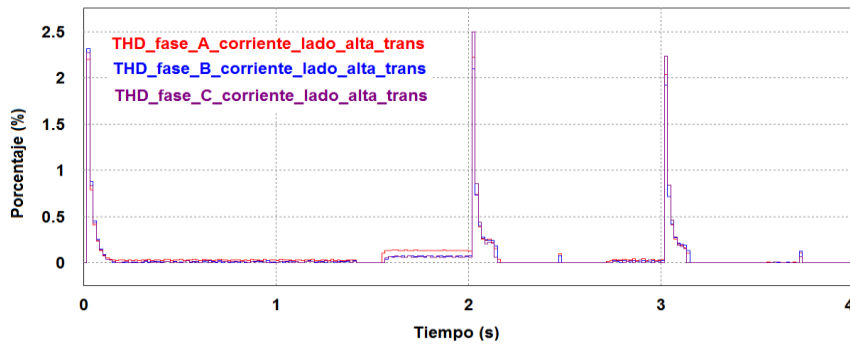


Figura 8.18, Nivel de THD en la corriente que circula en el lado de alta tensión del transformador

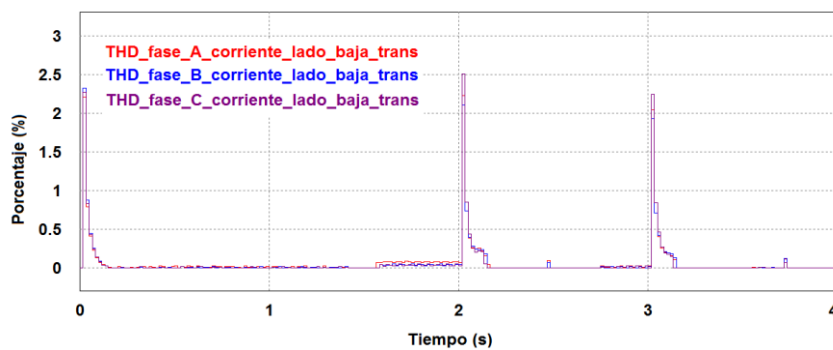


Figura 8.19, Nivel de THD en la corriente que circula en el lado de baja tensión del transformador

9. Conclusiones

Las regulaciones aplicadas a los niveles de tensión ayudan a mantener una buena interrelación entre las empresas distribuidoras de energía y los clientes, e involucra de forma directa por parte de las distribuidoras a la utilización de sistema de respaldo o estabilizadores de energía para cumplir las metas especificadas por las regulaciones, pues estos sistemas ayudan a mejorar los niveles de tensión en horas picos de consumo.

Una solución aplicable para controlar las disminuciones de tensión, originadas entre otras cosas por el arranque de cargas importantes con duración de segundos, se realiza mediante sistemas estabilizadores de tensión pues estos actúan de forma inmediata una vez detectado el problema con tiempos de respuesta menor a los segundos y con capacidades de descargas que pueden llegar a los MW.

Con los avances tecnológicos los materiales con los que están diseñados los volantes de inercia, cada vez son más resistentes y ligeros involucrando de forma directa que puedan alcanzar grandes velocidades de manera que puedan almacenar grandes cantidades de energía, la cual puede ser obtenida mediante una conversión mecánica a eléctrica por medio de un generador para corregir alguna falla de corta duración producida en la red eléctrica.

Acercas de las técnicas de control utilizadas en la presente tesis se concluyó lo siguiente:

- El control de campo orientado aplicado a la máquina síncrona de imanes permanentes para el control de la velocidad presenta mejor desempeño en cuanto a redimiendo pues ayuda a desacoplar el componente de par mecánico de la componente del flujo, además con la técnica $I_d = 0$ desde el punto de vista de implementación se simplifica la estructura de control utiliza debido a que la relación entre el par electromagnético y la corriente es lineal.
- Las técnicas de control para el convertidor back-to-back son de fácil aplicación y poseen un alto rendimiento al momento que se aplica algún tipo de referencia, como se demostró en la presente tesis, en donde el error de referencia de tensión del $V_{DC-link}$ fue del 3% y de la velocidad de la máquina síncrona del 5%.
- Un problema que se puede presentar en las técnicas de control en el convertidor back-to-back es la sintonización de los PI, pues para sintonizarlos se debe conocer la relación que existe entra la salida y entrada conocida como función de

transferencia, porque de ello dependerá que los diferentes lazos de control posean comportamientos estables y sigan de forma efectiva a sus respectivas referencias.

Acerca de los sistemas utilizados para el control de huecos de tensión se concluyó:

- El sistema basado en volante de inercia y el banco de supercondensadores actúan de forma correcta, pues al momento de detectar un nivel de tensión por debajo de los límites establecidos en el inciso 4.2.7, empiezan a inyectar energía hacia la red de distribución, además se concluyó que los límites de THD de la corriente y tensión de la carga en modo carga, stand-by y descarga no son afectadas, pues poseen un valor promedio del 4% menor a lo establecido por las regulaciones CONELEC 004/01 y NP EN 50160 – 2010.
- Una ventaja que posee el banco de supercondensadores sobre el sistema basado en volante de inercia es el tiempo de carga para volver a estar listo a una eventual descarga (modo stand-by), en donde se determinó que para una misma carga el banco de supercondensadores presenta un tiempo de 0.5 S. mientras que el sistema basado en volante de inercia es de 0.7 S., esto se debe a que el sistema basado en volante de inercia posee un mayor número de componentes, involucrando de forma directa la existencia de mayores pérdidas.
- En cuanto a implementación por los modelos de la figura 7.3 y 8.7 perteneciente al sistema basado en volante de inercia y banco de supercondensadores respectivamente, el de mayor gasto económico con los costos actuales será el sistema basado en volante de inercia pues para su respectiva implementación necesita de un mayor número de equipos que los bancos de supercondensadores.
- Desde el punto de vista de funcionamiento, ambos sistemas cumplen con el objetivo de controlar los huecos de tensión en el PCC.
- En cuanto a pérdidas originadas por el funcionamiento, el sistema basado en volante de inercia presenta otras suplementarias, específicamente por el funcionamiento de la máquina síncrona como por ejemplo: pérdidas en el cobre de los devanados, en el estator, pérdidas mecánicas (originada por la fricción de los rodamientos y el aire) y pérdidas magnéticas (originadas en el núcleo debido a las corrientes parásitas y las de histéresis)

10. Bibliografía

- [1] I.N. Kar, G. Nair, N. Senroy, "Smoothing of Wind Power using Flywheel Energy Storage System", IET Renewable Power Generation, Volume 11, pp. 1-4, April 2017.
- [2] D.O. Akinyele, R.K. Rayudu, "Review of Energy Storage Technologies for Sustainable Power Networks", JOURNAL, pp. 74-91, July 2014.
- [3] G. Nair, N. Senroy, "Power Smoothing using Multi Terminal DC based DFIG Connection and Flywheel Energy Storage System", 6th International Conference on Power Systems (ICPS), New Delhi - India, March 2016.
- [4] J.A. Guacaneme, C. Trujillo, D. Velasco, "Revisión de las características de Sistemas de Almacenamiento de Energía para aplicaciones en Micro-Redes", Centro de Información Tecnológica (CIT), Volumen 25, Octubre 2013, ISSN: 0718-0764.
- [5] D.R. Aitchison, M. Cirrincione, N. Leijtens, "Design Development of a Flywheel Energy Storage System for Isolated Pacific Island Communities", 2016 IEEE International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics (AIM), Banff-Alberta-Canadá, July 2016.
- [6] J. Itoh, T. Masuda, T. Nagano, D. Sato, T. Suzuki, N. Yamada, "Development of Magnetic Assist System in Flywheel Energy Storage System for Power Load-Leveling", 5th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Birmingham – UK, November 2016.
- [7] J. Yang, X. Zhang, "A Robust Flywheel Energy Storage System Discharge Strategy for Wide Speed Range Operation", IEEE Industrial Electronics Society, Volume 64, pp. 7862-7873, April 2017.
- [8] G.O. Cimuca, M.M. Radulescu, B. Robyns, C. Saudemont, "Control and Performance Evaluation of a Flywheel Energy-Storage System Associated to a Variable-Speed Wind Generator," IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 53, pp. 1074-1085, August 2006.
- [9] G.M. Asher, R. Cárdenas, J. Clare, R.B. Giménez, R. Peña, "Control Strategies for Power Smoothing Using a Flywheel Driven by a Sensorless Vector-Controlled Induction Machine Operating in a Wide Speed Range", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 51, pp. 603-614, June 2004.
- [10] Remar-Red de Energía y Medio Ambiente, "Almacenamiento y nuevos materiales en las Energías Renovables", pp. 21-90, Fecha de actualización: Junio 2011, Fecha de consulta:

Abril 2017, URL: <http://studylib.es/doc/4555940/almacenamiento-y-nuevos-materiales-en-las-energ%C3%ADas-renova>.

[11] I.G. Mera, S.V. Pérez, “Diseño de un Sistema de Energía Híbrido basado en Baterías y Supercondensadores para su integración en Microredes Eléctricas”, pp. 21-29, Fecha de consulta: Abril 2107, URL: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4740/fichero/2.+Baterias+y+Supercondensadores>.

[12] Instituto Português da Qualidade-CENELEC, “Norma Portuguesa-NP EN 50160-2010- Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica”, Tercera Edição, Portugal, Agosto 2011.

[13] ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS (ERSE), “Manual da Procedimentos da Qualidade de Serviços do Setor Elétrico”, Leiria-Portugal, Outubro 2013.

[14] IEEE Standards Coordinating Committee 22 on Power Quality, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality – IEEE Std 1159-1995”, Published by IEEE, pp. 2-10, June 1995.

[15] Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power & Energy Society, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”, Published by IEEE, March 2009.

[16] Directorio CONELEC, “Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”, pp. 3, Mayo 2001 Quito-Ecuador.

[17] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, “Agenda Nacional de Energía – 2016-240”, 2016.

[18] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, “Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica – Plan Maestro de Electrificación – 2013-2022”, Septiembre 2013.

[19] Informe del grupo de trabajo III Intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC), “Informe especial sobre fuentes de energía renovable y mitigación del cambio climático”, National Geographic Stock, 2011.

[20] Fellow, F. Milano, Á. Ortega, “Modeling, Simulation and Comparison of Control Techniques for Energy Storage Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 32, pp. 2445-2454, August 2016.

[21] C. Coates, Z.Y. Dong, X. Gao, F. Luo, K. Meng, D. Wang, “Coordinated Dispatch of Networked Energy Storage Systems for loading Management in active Distribution Networks”, IET Renewable Power Generation, Volume 10, pp. 1374-1381, October 2016.

- [22] H. Chaoui, H. Gualous, "Online Lifetime Estimation of Supercapacitors", IEEE Transactions on Power Electronics, Volume 32, pp. 7199-7206, November 2016.
- [23] S. Vasquez, S.M. Lukic, E. Galvan, L.G. Franquelo, J.M. Carrasco, "Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Volume 57, pp. 3881-3895, September 2010.
- [24] S. Teleke, "Energy Storage Overview: Applications Technologies and Economical Evaluation", pp. 1-11, Date of consultation: March 2017, URL: <http://quanta-technology.com/sites/default/files/doc-files/Energy-Storage-Overview>.
- [25] M.J. Alam, K.M. Muttaqi, D. Sutanto, "A novel approach for ramp-rate control of Solar PV using Energy Storage to Mitigate output Fluctuations caused by cloud passing", IEEE on Energy Conversion, Volume 29, pp. 507-518, March 2014.
- [26] V.G. Agelidis, M. Ciobotaru, G. Wang, "Power smoothing of large solar PV plant using Hybrid Energy Storage", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Volume 5, pp. 834-842, March 2014.
- [27] A.S.A Awad, E. Fouly, J.D. Fuller, M.M.A. Salama, "Impact of Energy Storage Systems on Electricity Market Equilibrium", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Volume 5, pp. 875-885, April 2014.
- [28] Ó. Gallachóir, A. González, Lynch, E. McKeogh, "Study of Electricity Storage Technologies and Their Potential to Address Wind Energy Intermittency in Ireland", pp. 2-20, Update date: May 2004, Date of consultation: March 2017, URL: <https://studylib.net/doc/18708257/study-of-electricity-storage-technologies-and-their-poten>.
- [29] H. Chen, T.N. Cong, Y. Ding, Y. Li, C. Tan, W. Yang, "Progress in Electrical Energy Storage System", ScienceDirect-ELSEVIER, Volume 19, pp. 291 – 312, July 2008.
- [30] D. Connolly, "A Review of Energy Storage Technologies—For the integration of Fluctuating Renewable Energy", pp. 1-48, Update date: October 2010, Date of consultation: March 2017, URL: <https://www.yumpu.com/en/document/view/7309920/a-review-of-energy-storage-technologiespdf-david-connolly>.
- [31] J. Hill, D. Infield, "Literature Review: Electrical Energy Storage for Scotland", pp. 33-53, Date of consultation: March 2017, URL: www.climatexchange.org.uk.
- [32] J.V. Nuñez, S.V. Pérez, "Diseño de un Sistema de Control Predictivo para el Accionamiento de la Máquina de Reluctancia conmutada de un Sistema de Almacenamiento Cinético para la mejora de la eficiencia en la edificación", pp. 43-59, Fecha de consulta: Abril 2017, URL: <http://0-bibing.us.es.fama.us.es/proyectos/abreproy/4718>.

- [33] D. Cao, B. Gao, X. Hu, C.M. Martínez, E. Velenis, M. Wellers, “Energy Management in Plug-in Hybrid Electric Vehicles: Recent Progress and a Connected Vehicles Perspective”, IEEE Transactions on Vehicular Technology, Volume 66, pp. 4534-4549, June 2016.
- [34] J.I. Candela, R. Misut, R.S Muñoz, J. Rocabert, P. Rodríguez, “Control of Energy Storage System Integrating Electrochemical Batteries and SC for Grid-connected Applications”, 2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Milwaukee-USA, September 2016.
- [35] S. Kumar, Shally, S.K. Sharma, “Energy Efficient Resource Management in Cloud Environment: Progress and Challenges”, 2016 Fourth International Conference on Parallel Distributed and Grid Computing (PDGC), Wagnaghat-India, December 2016.
- [36] Baxter R, “Energy Storage-A Nontechnical Guide”, PennWell Corporation, Edition Number 1, Tulsa-Oklahoma-USA, Volume 1, pp. 288. ISBN: 1-59370-027-X.
- [37] Z. Jie, W. Lizhi, D. Qiang, L. Rui, H. Xueli, “A Review of Equalization Topologies for Lithium-ion Battery Packs”, 34th Chinese Control Conference, Hangzhou-China, July 2015.
- [38] G. Gunlu, A.E. Sanli, M.G. Sertkaya, E. Yilmaz, “Comparison of Power and Energy Density after Full Shunting-Balancing in Serial Connected Lithium-ion Batteries and Serial-Connected Supercapacitors”, 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Marrakech-Morocco, December 2015.
- [39] A.K. Arof, M.F.M Elias, K.M. Nor, N.A. Rahim, “Lithium-Ion Battery Charger for High Energy Application”, Power Engineering Conference, Bangi-Malaysia, December 2003.
- [40] Z.M. Salameh, B.G. Kim, “Advanced Lithium Polymer Batteries”, IEEE Power & Energy Society General Meeting Conference, Calgary-Canadá, July 2009.
- [41] C.H. Dustmann, R.C. Galloway, “ZEBRA Battery-Material Cost Availability and Recycling”, Published EVS, pp. 2-9, November 2003.
- [42] A. Bose, K. Tomsovic, M. Vaziri, “A Directed Graph Formulation of the Multistage Distribution Expansion Problem,” IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 19, pp. 1335-1341, June 2004.
- [43] TECSUP, “Programa de Extensión para profesional-Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica”, pp. 2-5, Fecha de actualización: Julio de 2013, Fecha de consulta: Mayo 2017, URL: <https://es.scribd.com/document/179746191/sistemas-de-distribucion>
- [44] J. Cervantes, J. Dolores, “Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica”, Editorial Sans Serif, Primera edición, Azcapotzalco-México, pp. 170, 1995.

[45] Banco Central del Ecuador, "Reporte de Minería", pp. 4-24, Fecha de actualización: Enero 2017, Fecha de consulta: Mayo 2017, URL: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ReporteMinero012017>

[46] P. Miller, "Revista Cuenca Ilustre—Información de Historia, Cultura y Turismo de Cuenca-Azuay", Fecha de actualización: Enero 2011, Fecha de consulta: Mayo 2017, URL: <https://patomiller.wordpress.com/>

[47] Portal de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, Fecha de consulta: Mayo 2017, URL: <http://www.centrosur.gob.ec/>

[48] G.A. Nava, "Cálculo Eléctrico de las Líneas de Transmisión", U.T.O F.N.I, Fecha de consulta: Mayo 2017, URL: http://www.academia.edu/27611695/C%C3%81LCULO_EL%C3%89CTRICO_DE_LAS_LINEAS_DE_TRANSMISI%C3%93N_7.1._EFECTO_CORONA

[49] TECSUP,"Líneas de Transmisión", Fecha de consulta: Mayo 2017, URL: <https://es.slideshare.net/elvizjulver/lineas-tecsup>.

[50] CENTELSA, "RETIE: Regulación de Tensión en Instalaciones Eléctricas", Fecha de actualización: Marzo 2005, Fecha de consulta: Junio 2017, URL: <http://www.centelsa.com.co/archivos/3d6c0e37>

[51] S. Bender, W. Moell, M. Schyboll, "BENDER-The Power in Electrical Safety", Fecha de consulta: Junio 2017, URL: <http://www.bender-es.com/en/company/code-of-conduct.html>

[52] H. Valdés, F. Franco, "Minería Artesanal del oro de Aluvión Mocoa-Putumayo-Amazonia Colombiana", Corpoamazonía, Primera edición, Leticia-Amazonas-Colombia, pp. 25, Agosto 2005.

[53] G.V. Deshpande, S.S. Sankeshwari, "Speed Control of Induction Motors Using Hybrid PI Plus Fuzzy Controller", International Journal of Advances in Engineering & Technology (IJAET), pp. 2253-2261, November 2013.

[54] L.G. González, "Mejora de la eficiencia y de las prestaciones dinámicas en procesadores electrónicos de potencia para pequeños aerogeneradores sincrónicos operando en régimen de velocidad variable", Tesis para optar el grado de Doctor, Universidad Politécnica de Valencia, Mayo 2011.

[55] F.A. Bardemaker, "Modulação Vetorial aplicada a Retificadores Trifásicos PWM Unidirecional", Tese para o grau de doutor, Universidad Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Junho 2006.

- [56]** A.T. Elsayed, Fellow, O.A. Mohammed, T.A. Youssef, "Modeling and Control of a Low Speed Flywheel Driving System for Pulsed Load Mitigation in DC Distribution Networks", IEEE Transactions on Industry Applications, Volume 52, pp. 3378-3387, February 2016.
- [57]** M. Hsieh, I. Tsai, Y. Weng, "Cost-effective Design for High Efficiency Synchronous Reluctance Motor", IEEE International Magnetics Conference, Beijing-China, May 2015.
- [58]** A. Egea, G. Ugalde, S.M. de Pancorbo, J. Poza, "Comparative Study between Induction Motor and Synchronous Reluctance Motor for Electrical Railway Traction Applications", 5th International Electric Drives Production Conference (EDPC), Nuremberg-Germany, September 2015.
- [59]** M.P. Magill, P.T. Krein, "Examination of Design strategies for Inverter-Driven Induction Machines," IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI), Champaign-USA, February 2012.
- [60]** M.E. Amiryar, K.R. Pullen, "A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications", pp. 2-22, Update date: March 2017, Date of consultation: June 2017, URL: [http:// dx.doi.org./10.3390/app7030286](http://dx.doi.org/10.3390/app7030286).
- [61]** C.R. Dias, "Dimensionamento de um Sistema UPS Flywheel", Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto.
- [62]** S.T. Rafsanjan, "Advanced High-Speed Flywheel Energy Storage System for Pulsed Power Application", Thesis for doctor's degree, Texas A&M University.
- [63]** E.L. Carillo, "Modeling and Simulation of Permanent Magnet Synchronous Motor Drive System", A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science, University of Puerto Rico-Mayagüez.
- [64]** N. Mohan, W. Robbins, T. Undeland, "Power Electronics: Converters, Applications and Design", John Wiley & Sons Inc, Second edition, Canadá, pp. 792, 1995.
- [65]** S. Hashimoto, S. Kaku, K. Yoshida, "PWM Sinusoidal Inverter with Modulation Switching and Carrier Frequency Modulation", International Conference on Power Electronic Drive and Energy Systems for Industrial Growth, Perth-Australia, December 1998.
- [66]** P. Parthiban, S. Kumar, "Analysis of Current Controlled Voltage Source Inverter with Space Vector PWM and Sinusoidal PWM Techniques", IEEE Sponsored 2da International Conference on Innovations in Information-Embedded and Communication System (ICIIECS), Coimbatore-India, March 2015.

- [67] D.Dujic, G. Grandi, M. Jones, E. Levi, G. Serra, A. Tani, "Continuous PWM Techniques for Sinusoidal Voltage Generation with Seven-Phase Voltage Source Inverts", IEEE Power Electronics Specialists Conference, Orlando-USA, June 2007.
- [68] J. Jacob, N. Prakash, V. Reshmi, "Comparison of DVR Performance with Sinusoidal and Space Vector PWM Techniques", 2014 Annual International Conference on Magnetics-Machines & Drives (AICERA/iCMMD), Kottayam-India, July 2014.
- [69] L. González, "Estudio de Tensiones y Corrientes en un Inversor Trifásico con Modulación PWM Sinusoidal", Universidad Politécnica Valencia, Noviembre 2008.
- [70] A. Carlson, "The Back to Back Converter- Control and Design", Department of Industrial Electrical Engineering and Automation- Lund Institute of Technology, pp. 17-30, May 1988.
- [71] F. Renken, "Analytic Calculation of the DC-Link Capacitor Current for Pulsed Three Phase Inverters", pp. 1-9, Update date: September 2004, Date of consultation: June 2017, URL: <https://wenku.baidu.com/view/bc17e04333687e21af45a959.html?re=view>.
- [72] I. Barbi, A.S. de Morais, F.L. Tofoli, "Modelling, Digital Control, and Implementation of a Three-Phase Four-Wire Power Converter Used as A Power Redistribution Device", IEEE Transactions on Industrial Informatics, Volume 12, pp. 1035-1042, March 2016.
- [73] Cichowlas, M. Kamierkowschi, "Comparison of Current Control Techniques for PWM Rectifiers", IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE-20002). Proceedings, July 2002.
- [74] R. Sheehan, "Comprender y aplicar la teoría de control en modo corriente: Guía de diseño práctico el funcionamiento en modo de conducción continua de frecuencia fija", Octubre 2007.
- [75] NIPPON CHEMI-CON, "Large Capacitance Aluminum Electrolytic Capacitors: Inverter use screw terminal, 85°C", Date of consultation: July 2017, URL: <http://www.mouser.com/ds/2/420/al-u37flg-e-140101-315802>.
- [76] C.H. de Angelo, "Control para Máquinas de CA de Imanes Eprmentes con FEM Arbitraria sin sensores mecánicos", Tesis para obtener el grado de Doctor, Universidad Nacional de la Plata, Marzo 2004.
- [77] R. Krishnan, "Electric Motor Drives: Modeling, Analysis, and Control", Prentice Hall, First edition, New Jersey-USA, pp. 626, March 2001.
- [78] A.E. Fitzgerald, C. Kingsley, S. D. Umans, "Máquinas Eléctricas", McGraw-Hill Interamericana, Sexta Edición, Iztapalapa-México, pp. 675, Enero 2004.

[79] M. Bhardwaj, "Sensored Field Oriented Control of 3-Phase Permanent Magnet Synchronous Motors", pp. 2-10, Update date: July 2013, Date of consultation: July 2017, URL: <http://www.ti.com/lit/an/sprabq2/sprabq2>

[80] V. Blasco, V. Kaura, "Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions", Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1996. APEC '96. Conference Proceedings 1996., Eleventh Annual, San Jose-USA, March 1996.

[81] S. Chung, "A Phase tracking system for three phase utility interface inverters", IEEE Transactions on Power Electronics, Volume 15, pp. 431-438, May 2000.

[82] L. Neves, "Sistemas de Accionamientos Eléctricos", Clases dictadas durante la estadia de la Maestría, Instituto Politécnico de Leiria-IPL, Portugal 2015.

11. - Anexos

A.- Transformación de coordenadas

A1.- Transformada de Clarke

La transformada de Clarke permite cambiar un sistema trifásico a,b,c desfasado generalmente entre sí 120° de igual amplitud y que están en función del tiempo a un sistema de coordenadas equivalente de ejes α, β ortogonales entre sí, la figura A1.1 representa el sistema de referencia en el eje α, β .

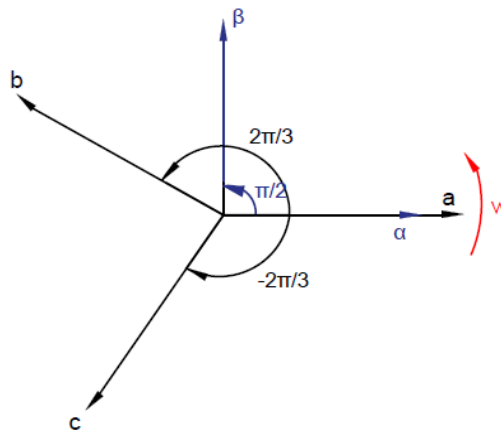


Figura A1.1, Representación del sistema a,b,c en el sistema de referencia α, β

Las variables a,b,c en el nuevo eje del sistema α, β serán la suma de sus proyecciones ortogonales para cada instante de tiempo, la expresión que relaciona la transformada de Clark está expresada en (A1.1).

$$f_{\alpha,\beta,0} = [C] \cdot f_{a,b,c} \quad (A1.1)$$

Donde: $[C]$ se llama matriz de concordia (es la matriz de clarke normalizada) y su expresión viene dado por (A1.2), con una matriz inversa representada en (A1.3).

$$[C] = k \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (A1.2)$$

$$[C]^{-1} = k \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{A1.3})$$

El resultado que se obtiene en (A1.2) y (A1.3) se debe multiplicar por un factor de escala k , el cual puede tomar los siguientes valores **[82]**:

- $k = \sqrt{\frac{2}{3}}$ que pertenece a la transformación invariante en potencia (convenio europeo).
- $k = \frac{2}{3}$ que pertenece a la transformación invariante en tensión (convenio americano).

Como la matriz es ortogonal se $[C]^{-1} = [C]^T$.

En la figura A1.2 se indica el resultado de aplicar la trasformada de clarke a un sistema trifásico formada por fuentes de tensión con amplitud igual a 100 V a una frecuencia de 60 Hz.

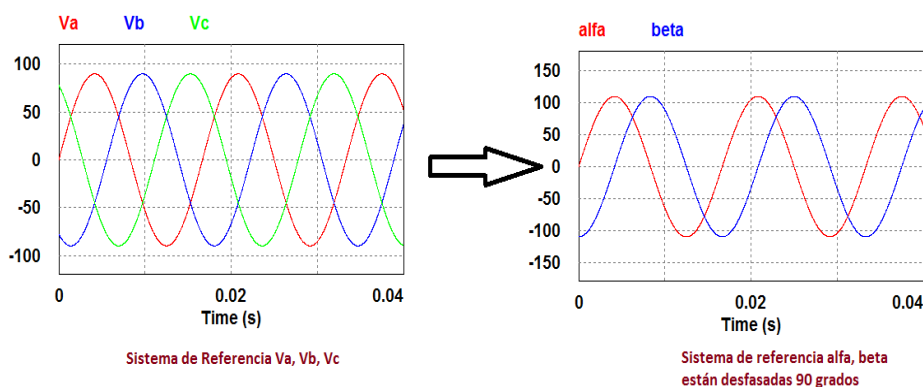


Figura A1.2, Sistema de referencia a,b,c referido al sistema de referencia α, β

A2.- Transformada de Park

Al utilizar el sistema de referencia síncrona (transformada de Park) se hace un cambio de variables desde un sistema trifásico a un nuevo sistema de referencia formado por dos ejes perpendicular entre sí y giratorios, este sistema está indicado en la figura A2.1, pero presenta un problema debido a que al momento de hacer la transformada se necesita conocer la magnitud del ángulo del sistema triásico en todo instante del tiempo, una solución para ello es la utilización de un PLL (*Phase-Locked-Loop*)..

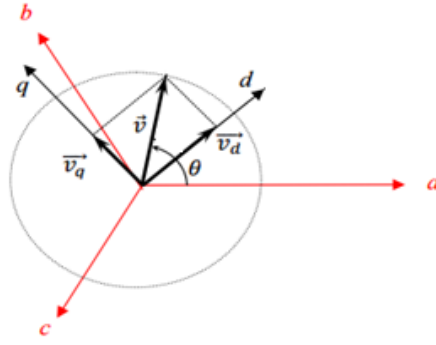


Figura A2.1, Representación del sistema a,b,c en el sistema d,q

Donde: θ que al pertenecer al sistema síncrono será en función del tiempo.

El cambio del sistema $\alpha, \beta, 0$ al sistema d,q,0 está definido por (A2.1) mientras que el cambio del sistema de referencia trifásico al sistema síncrono está dado definido por (A2.2).

$$f_{d,q,0} = [\overline{q(\theta)}] \cdot f_{\alpha,\beta,0} \quad (A2.1)$$

$$f_{d,q,0} = [\overline{q(\theta)}] \cdot [C] \cdot f_{a,b,c} \quad (A2.2)$$

Donde: θ es el ángulo de rotación entre el marco de referencia rotatorio y estacionario y $[\overline{q(\theta)}]$ es el vector de rotación y viene definido por (A2.3).

$$[\overline{q(\theta)}] = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (A2.3)$$

De (A2.2) y (A2.3) se define la transformada de park mediante (A2.4) y (A2.5).

$$[T] = [\overline{q(\theta)}] \cdot [C] \quad (A2.4)$$

$$[T] = k \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (A2.5)$$

Con una matriz inversa representada en (A2.6).

$$[T]^{-1} = k \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (A2.6)$$

Sustituyendo (A2.4) en (A2.2) da como resultado la transformación del sistema a,b,c al sistema de referencia síncrono d,q,0 expresado en (A2.7).

$$f_{d,q,0} = [T] \cdot f_{a,b,c} \quad (A2.7)$$

De igual forma se cumple con la condición de ortogonalidad, por lo tanto $[T]^{-1} = [T]^T$.

B.- Características del capacitor de acoplamiento



LARGE CAPACITANCE ALUMINUM ELECTROLYTIC CAPACITORS Inverter-use screw terminal, 85°C

U37F New!
Series

Standard Voltage Ratings - Screw Terminals

Rated Voltage (WVDC)	Capacitance (µF)	Global Part Number†	Nominal Case Size* D × L (mm)	Case Size Code	Maximum ESR (mΩ) at +25°C, 120Hz	Rated Ripple Current (A rms) at +85°C		
						120Hz	300Hz	>3kHz
500 Volts 550 Volts Surge	1,800	E37F501HPN182MCD0M	50 × 130	CD0	55	8.0	9.6	11.2
	1,800	E37F501CPN182MD92M	63.5 × 92	D92	52	8.2	9.8	11.5
	2,200	E37F501CPN222MDA5M	63.5 × 105	DA5	43	9.4	11.2	13.1
	2,700	E37F501CPN272MDB7M	63.5 × 117	DB7	37	10.5	12.6	14.7
	3,300	E37F501CPN332MDD0M	63.5 × 130	DD0	32	11.7	14.0	16.3
	3,300	E37F501CPN332MDE3M	63.5 × 143	DE3	29	12.8	15.4	17.9
	2,700	E37F501CPN272ME92M	76.2 × 92	E92	36	10.9	13.1	15.3
	3,300	E37F501CPN332MEA5M	76.2 × 105	EA5	30	12.5	15.0	17.5
	3,900	E37F501CPN392MEB7M	76.2 × 117	EB7	25	14.0	16.8	19.6
	5,600	E37F501CPN562MEE3M	76.2 × 143	EE3	20	17.1	20.5	23.9
	6,800	E37F501CPN682MEJ1M	76.2 × 181	EJ1	15	21.5	25.8	30.1
	8,200	E37F501CPN822MEM9M	76.2 × 219	EM9	12	26.0	31.2	36.3
	3,900	E37F501CPN392MF92M	89 × 92	F92	25	14.2	17.1	19.9
	4,700	E37F501CPN472MFA5M	89 × 105	FA5	21	16.2	19.5	22.7
	5,600	E37F501CPN562MFB7M	89 × 117	FB7	18	18.2	21.8	25.5
	6,800	E37F501CPN682MFE3M	89 × 143	FE3	14	22.1	26.5	30.9
	8,200	E37F501CPN822MFF5M	89 × 155	FF5	13	24.0	28.8	33.6
	10,000	E37F501CPN103MFK0M	89 × 190	FK0	10	29.2	35.1	40.9
12,000	E37F501CPN123MFM9M	89 × 219	FM9	8	33.5	40.2	46.9	

†For terminal, mounting and construction options, refer to the part numbering system for descriptions and codes.

*Refer to diagram of dimensions for detailed case size specifications.

Figura B1.1, Características del condensador de acoplamiento

C.- Características de los dispositivos de potencia IGBT/diodo

SKiM459GD12E4



SKiM[®] 93

Trench IGBT Modules

SKiM459GD12E4

Figura C1.1, Modelo del convertidor trifásico bidireccional

Absolute Maximum Ratings				
Symbol	Conditions		Values	Unit
Inverter - IGBT				
V_{CES}	$T_j = 25\text{ °C}$		1200	V
I_C	$\lambda_{paste}=0.8\text{ W/(mK)}$	$T_s = 25\text{ °C}$	556	A
		$T_j = 175\text{ °C}$	452	A
I_C	$\lambda_{paste}=2.5\text{ W/(mK)}$	$T_s = 25\text{ °C}$	716	A
		$T_s = 70\text{ °C}$	585	A
I_{Cnom}			450	A
I_{CRM}	$I_{CRM} = 3 \times I_{Cnom}$		1350	A
V_{GES}			-20 ... 20	V
t_{psc}	$V_{CC} = 800\text{ V}$ $V_{GE} \leq 15\text{ V}$ $V_{CES} \leq 1200\text{ V}$	$T_j = 150\text{ °C}$	10	μs
T_j			-40 ... 175	$^{\circ}\text{C}$
Inverse - Diode				
I_F	$\lambda_{paste}=0.8\text{ W/(mK)}$	$T_s = 25\text{ °C}$	438	A
		$T_j = 175\text{ °C}$	347	A
I_F	$\lambda_{paste}=2.5\text{ W/(mK)}$	$T_s = 25\text{ °C}$	530	A
		$T_s = 70\text{ °C}$	422	A
I_{Fnom}			450	A
I_{FRM}	$I_{FRM} = 3 \times I_{Fnom}$		1350	A
I_{FSM}	10 ms, sin 180°, $T_j = 150\text{ °C}$		2430	A
T_j			-40 ... 175	$^{\circ}\text{C}$
Module				
$I_t(\text{RMS})$	$T_{terminal} = 80\text{ °C}$,		700	A
T_{stg}			-40 ... 125	$^{\circ}\text{C}$
V_{isol}	AC sinus 50 Hz, t = 1 min		2500	V

Figura C1.2, Corriente que puede soportar el inversor trifásico bidireccional

Characteristics						
Symbol	Conditions		min.	typ.	max.	Unit
Inverter - IGBT						
$V_{CE(sat)}$	$I_C = 450\text{ A}$ $V_{GE} = 15\text{ V}$ chipllevel	$T_j = 25\text{ }^\circ\text{C}$		1.85	2.10	V
		$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		2.25	2.45	V
V_{CE0}	chipllevel	$T_j = 25\text{ }^\circ\text{C}$		0.80	0.90	V
		$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		0.70	0.80	V
r_{CE}	$V_{GE} = 15\text{ V}$ chipllevel	$T_j = 25\text{ }^\circ\text{C}$		2.3	2.7	m Ω
		$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		3.4	3.7	m Ω
$V_{GE(th)}$	$V_{GE} = V_{CE}, I_C = 18\text{ mA}$		5	5.8	6.5	V
I_{CES}	$V_{GE} = 0\text{ V}, V_{CE} = 1200\text{ V}, T_j = 25\text{ }^\circ\text{C}$			0.1	0.3	mA
C_{ies}	$V_{CE} = 25\text{ V}$ $V_{GE} = 0\text{ V}$	$f = 1\text{ MHz}$		26.4		nF
C_{oes}		$f = 1\text{ MHz}$		1.74		nF
C_{res}		$f = 1\text{ MHz}$		1.41		nF
Q_G	$V_{GE} = -8\text{ V} \dots +15\text{ V}$			2550		nC
R_{Gint}	$T_j = 25\text{ }^\circ\text{C}$			1.7		Ω
$t_{d(on)}$	$V_{CC} = 600\text{ V}$ $I_C = 450\text{ A}$	$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		276		ns
t_r	$R_{G\ on} = 1.3\ \Omega$	$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		55		ns
E_{on}	$R_{G\ off} = 1.3\ \Omega$	$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		22		mJ
$t_{d(off)}$	$di/dt_{on} = 8340\text{ A}/\mu\text{s}$	$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		538		ns
t_f	$di/dt_{off} = 3660\text{ A}/\mu\text{s}$	$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		114		ns
E_{off}	$V_{GE} = +15/-15\text{ V}$			57		mJ
$R_{th(j-s)}$	per IGBT, $\lambda_{paste} = 0.8\text{ W}/(\text{mK})$			0.092		K/W
$R_{th(j-s)}$	per IGBT, $\lambda_{paste} = 2.5\text{ W}/(\text{mK})$			0.059		K/W

Figura C1.3, Voltaje de saturación (V_{CE}) del convertidor trifásico bidireccional

Characteristics						
Symbol	Conditions		min.	typ.	max.	Unit
Inverse - Diode						
$V_F = V_{EC}$	$I_F = 450\text{ A}$ chipllevel	$T_j = 25\text{ }^\circ\text{C}$		2.14	2.46	V
		$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		2.07	2.38	V
V_{F0}	chipllevel	$T_j = 25\text{ }^\circ\text{C}$		1.30	1.50	V
		$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		0.90	1.10	V
r_F	chipllevel	$T_j = 25\text{ }^\circ\text{C}$		1.87	2.1	m Ω
		$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		2.6	2.8	m Ω
I_{RRM}	$I_F = 450\text{ A}$	$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		570		A
Q_{rr}	$di/dt_{off} = 8880\text{ A}/\mu\text{s}$ $V_{GE} = +15/-15\text{ V}$	$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		80		μC
E_{rr}	$V_{CC} = 600\text{ V}$	$T_j = 150\text{ }^\circ\text{C}$		40		mJ
$R_{th(j-s)}$	per Diode, $\lambda_{paste} = 0.8\text{ W}/(\text{mK})$			0.155		K/W
$R_{th(j-s)}$	per Diode, $\lambda_{paste} = 2.5\text{ W}/(\text{mK})$			0.115		K/W
Module						
L_{CE}				10	15	nH
R_{CC+EE}	measured per switch	$T_s = 25\text{ }^\circ\text{C}$		0.3		m Ω
		$T_s = 125\text{ }^\circ\text{C}$		0.5		m Ω
w				1042		g
Temperature Sensor						
R_{100}	$T_{Sensor} = 100\text{ }^\circ\text{C}$ ($R_{25} = 5\text{ k}\Omega$)			339		Ω
$B_{100/125}$	$R_{(T)} = R_{100} \exp[B_{100/125}(1/T - 1/373)]$; $T[\text{K}]$;			4096		K

Figura C1.4, Resistencia del diodo del puente rectificador trifásico bidireccional

D.- Revista sobre: “Control de un Sistema de Energía basado en Volantes de Inercia para mitigar los Huecos de Tensión en el Punto de Conexión Común”, enviada a la Escuela Politécnica Nacional de Quito-Ecuador

The screenshot displays the user interface of the 'revista politécnica' website. The header includes the logo of the Escuela Politécnica Nacional and the text 'revista politécnica ECUADOR'. A navigation menu contains 'INICIO', 'ACERCA DE...', 'ÁREA PERSONAL', 'BUSCAR', 'ACTUAL', and 'ARCHIVOS'. The main content area shows a confirmation message for article #931, 'Resumen', with a breadcrumb trail: 'Inicio > Usuario/a > Autor/a > Envíos > #931 > Resumen'. The article details are as follows:

RESUMEN	REVISIÓN	EDITAR
Envío		
Autores	Carlos Mauricio Orellana Uguna	
Título	Control de un Sistema de Energía basado en Volantes de Inercia para mitigar los Huecos de Tensión en el Punto de Conexión Común	
Fichero original	931-5392-2-SUMMARY_2017-09-14	
Ficheros ad.	Ninguno	AGRADE FICHERO ADICIONAL
Remitente	Carlos Mauricio Orellana Uguna	
Fecha de envío	September 14, 2017 - 05:52 PM	
Sección	Artículos	
Editor/a	Ninguno asignado	
Estado	Esperando asignación	
Estado	2017-09-14	
Iniciado	2017-09-14	
Última modificación	2017-09-14	

Additional interface elements include: 'Notificaciones' (Ver, Administrar), 'Usuario/a' (Su identificación actual es... carlos, Mi Perfil, Salir), 'Idioma' (Español), 'Tamaño de Fuente' (A, AA, AAA), and 'Autor/a' (Envíos: Activo (1), Archivo (0)).

Figura D1.1, Confirmación de recepción del documento sobre volante de inercia en la revista de la Escuela Politécnica Nacional de Quito-Ecuador

Control de un Sistema de Energía basado en Volantes de Inercia para mitigar los Huecos de Tensión en el Punto de Conexión Común

Orellana, Carlos¹; González, Luis¹; Soares, Filipe²; Abreu, Nuno²

¹Universidad de Cuenca, Facultad de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Cuenca, Ecuador

²Instituto Politécnico de Leiria, Faculdade de Engenharia Eletrotécnica - Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Leiria, Portugal

Resumen: Este artículo presenta el diseño de un sistema de energía basado en volante de inercia para mitigar los huecos de tensión, con el sistema se mejora la calidad de energía en un punto de una red de distribución el cual está expuesta a la conexión aleatoria de máquinas eléctricas, para ello se modela el sistema de distribución de energía del caso de estudio, el sistema de inyección de energía que está compuesto por una máquina eléctrica con volante de inercia, el sistema de conversión de energía bidireccional y el sistema de control de corriente, voltaje y velocidad del sistema. El sistema diseñado permite inyectar una potencia de 22,8 kW y capacidad de 1,2 Wh, compensando los transitorios producidos por las cargas conectadas a la red.

Palabras clave: Almacenamiento de energía mediante baterías, almacenamiento de energía mediante volante de inercia, convertidores de potencia (AC/DC, DC/AC), punto de conexión común (PCC).

Control of a System of Energy based on Flywheel to mitigate the Voltage Sags at the Point of Common Coupling

Abstract: This article presents the design of a system de energy based in flywheel to mitigate voltage sags, with the system the quality of energy is improved at a point in a distribution network which is exposed to the random connection of electric machines, for this purpose are modeled the system of distribution of energy of the case study, the system of injection of energy which be composed of an machine electric with flywheel, the system of conversion of energy bidirectional and the system of control of current, voltage and speed of the system. The system designed inject a power of 22,8 kW and capacity of 1,2 Wh, compensating the transients produced by the loads connected to the network.

Keywords: Batteries energy storage, flywheel energy storage system, power coversion (AC/DC, DC/AC), point of common coupling (PCC).

1. INTRODUCCIÓN

La empresa distribuidora de energía eléctrica, al ser entidad que suministra energía a los consumidores, basándose en normas establecidas, tiene la obligación de mantener la calidad de energía entregada, la que se puede estimar mediante la continuidad de servicio, calidad de onda de tensión y calidad comercial.

Para llevar a cabo este objetivo se han implemento diferentes sistemas de respaldo de energía en los sistemas eléctricos de potencia para mejorar la calidad y estabilidad de la energía eléctrica [1], estos sistemas pueden ser clasificados por su tiempo de descarga [2] como se indica a continuación:

- Tiempo de descarga de segundos a minutos: son usados para mejorar la calidad de energía debido a los requisitos de generación de energía no distorsionada y de suministro de tensión aceptable a los usuarios finales, los tiempos de descarga son de 10 minutos con respuestas de milisegundos, en este tipo

se encuentra los supercondensadores con potencias hasta 1 MW y los volantes de inercia con potencias entre 10kW y 1MW.

- Tiempo de descarga de minutos a una hora: son usados como puentes de potencia, es decir, aseguran la confiabilidad de la fuente de alimentación a los clientes, poseen respuestas de segundos a minutos con tiempo de descarga de hasta 1 hora, con potencias entre 1KW y 10 MW, en este tipo se encuentran las baterías electroquímicas.
- Tiempo de descarga de horas: se utiliza para gestión de la energía, en este tipo se encuentra el almacenamiento hidráulico por bombeo y por aire comprimido con potencias entre 100 MW y 1 GW y el almacenamiento de energía térmica con capacidades de almacenamiento entre 10-100 MW.

Independientemente de la tecnología de sistema a utilizar se debe considerar aspectos como: gastos operativos y constructivos, tiempo de vida útil, tiempo de respuesta ante una perturbación en la red, limitaciones geográficas y propiedades físicas del mismo [3].

Si se consideran las limitaciones geográficas se descartan los sistemas de almacenamiento por bombeo, pues requiere de dos depósitos que se encuentren a diferentes niveles debido a que la energía almacenada es proporcional al volumen del líquido y la diferencia de alturas entre los depósitos limitando así su instalación solo a lugares con características no planas, el aire comprimido debido a que requiere cavernas subterráneas con características muy resistentes pues va albergar aire a gran presión y el almacenamiento de energía térmica debido a que el principio de funcionamiento de cada uno de ellos depende de la temperatura ambiente en la cual va a trabajar, quedando como resultado las baterías electroquímicas, los volantes de inercia y los supercondensadores [2].

En el caso de las baterías presentan desventajas como: al finalizar su vida útil y al no poseer una infraestructura adecuada de reciclaje provoca contaminación al medio ambiente [4], su vida útil depende del ambiente de trabajo y del número de cargas/descargas y el principal inconveniente que posee este sistema es que no se puede cargarse ni descargarse rápidamente debido a que posee una resistencia interna grande [5], mientras los volantes de inercia presentan ventajas como: tiene un mayor ciclo de cargas/descargas con potencia media a alta (kW a MW) durante cortos periodos (segundos) sin afectar su vida útil [6], alta capacidad de respuesta, es amigable con el medio ambiente pues no requiere de reacciones químicas, no necesita de condiciones geográficas especiales para su construcción [7]; el principal competidor en términos comparativos que tiene los volantes de inercia son los supercondensadores, los cuales de igual manera presentan ventajas sobre las baterías: pueden cargarse/descargarse en periodos cortos (segundos), pueden proporcionar corrientes de cargas altas, poseen ciclo de vida del orden de millones de veces, trabajan en condiciones de temperaturas muy duras, no poseen en su estructura elementos tóxicos [2], es por ello que los sistemas convenientes son los volantes de inercia y los supercondensadores.

En este trabajo se pretende realizar el estudio sobre el diseño de un sistema de inyección de energía basado en volantes de inercia para mitigar los huecos de tensión en el punto de conexión común, para ello se modelará el sistema con volante de inercia con su sistema de control y la red de distribución, el diseño es aplicado a una zona rural con explotación minera y agrícola que presentan cargas del tipo máquinas

eléctrica, como herramienta de simulación es utilizado PSIM®.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Debido al incremento de cargas conectadas a un Punto de Conexión Común (PCC) perteneciente a la zona con vocación minera y agrícola de estudio, la calidad del suministro de energía disminuye, dado que las características del sistema de distribución existente y a la continua puesta en marcha de máquinas eléctricas de gran capacidad sin contar con sistemas de arranque suave contribuyen a la formación de huecos de tensión. A partir de lo mencionado el caso de estudio abarcará al cantón Pucará y sus alrededores, específicamente en el caserío San Juan de Naranjillas perteneciente a la provincia del Azuay del país Ecuador, la cual es abastecida por el alimentador 1424 de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur con la subestación eléctrica ubicada en Lentag.

Para la construcción del escenario que provoque los huecos de tensión en las zonas mineras antes mencionadas, se considera que están conformadas por motores eléctricos con capacidad de 50HP que dan movimiento a bombas centrífugas para el manejo de líquidos, trituradoras, cintas transportadoras entre otras [8], por ende, la carga a modelar serán para esta aplicación motores eléctricos de inducción con las características indicadas en la Figura 1 [9] y con el modelo de simulación y sus características de la red de distribución indicadas de igual forma en la Figura 1, con resistencias de 20Ω en el modelo la cual emula pequeños aparatos eléctricos conectados (iluminación, electrodomésticos).

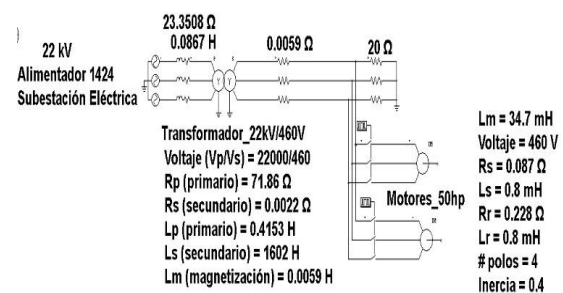


Figura 1. Modelo de la red de distribución

3. CALIDAD DE ENERGÍA

Uno de los aspectos importantes relacionadas con la calidad de energía son los llamados huecos de tensión (sag) descritos en detalle en las normativas técnicas IEE 1159, CONELEC 004/01 y NP EN 50160-2010, las cuales definen al “sag” como una disminución de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 10% y el 90% de la tensión nominal además definen a la elevación de tensión (swell) como una elevación de tensión de alimentación a un valor situado entre el 110% y 180% de la tensión nominal seguida del

restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo, aplicando este criterio al nivel de tensión fase-neutro del lado secundario del transformador de la Figura 1, el rango para la formación de los sags está comprendido entre 26,55 V y 238,95 V y para el “swell” entre 292,05 V y 477,9 V, resultando así un rango permisible de 238,95 V y 292,05 V en donde el nivel de tensión se considera como aceptable.

4. PROPUESTA DEL SISTEMA DE ENERGÍA PARA MITIGAR LOS HUECOS DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE CONEXIÓN COMÚN

El modelo en diagrama de bloques que este estudio propone para mitigar los huecos de tensión en el PCC está indicado en la Figura 2, el cual está compuesto por una máquina eléctrica con volante de inercia, el sistema consta de dos convertidores de potencia trifásico conectados, el acoplamiento entre estos dos convertidores se realiza mediante un condensador de acoplamiento en el bus de corriente continua llamado DC-link.

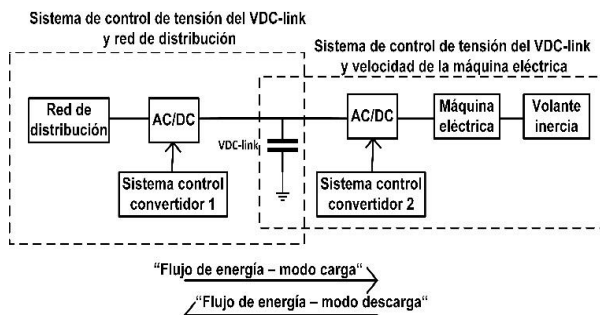


Figura 2. Sistema basado en volante de inercia para mitigar los huecos de tensión en el PCC

En la figura 2 el modelo propuesto consta de las siguientes etapas de control:

- Sistema de control 1: el convertidor de potencia asociado a la red de distribución consta de un control de corriente en el sistema de referencia síncrono como el utilizado en [10,11], y tendrá la tarea de controlar la tensión de la red de distribución y tensión DC-link, este control se puede dividir en dos subetapas: modo carga, la energía fluye desde la red de distribución hacia el bus de continua para alcanzar el nivel de tensión nominal del $V_{DC-link}$, en este modo, opera el sistema de control de tensión del $V_{DC-link}$ comportándose el convertidor como rectificador trifásico controlado. En modo descarga, la energía fluye desde la máquina eléctrica funcionando como generador hacia la red de distribución, en este modo, opera el sistema de control de tensión de la red de distribución comportándose el convertidor como inversor trifásico controlado.

- Sistema de control 2: el convertidor de potencia asociado a la máquina eléctrica consta de un control de corriente como el utilizado en el segmento anterior. En el modo carga, la energía fluye desde la fuente de tensión $V_{DC-link}$ hacia la máquina eléctrica que está funcionando como motor para alcanzar la velocidad nominal de carga, en este modo, opera el sistema de control de velocidad de la máquina eléctrica comportándose el convertidor como inversor trifásico controlado, en este estado el sistema tiene almacenada su energía en forma cinética. En modo descarga, la energía fluye desde la máquina eléctrica funcionando como generador hacia la fuente de tensión $V_{DC-link}$ para mantener su nivel de tensión en un valor de referencia ante la presencia de cualquier carga conectada, en este modo, opera el sistema de control de tensión del $V_{DC-link}$ comportándose el convertidor como rectificador trifásico controlado.

El cambio de los modos de control está sujeto al estado de la tensión en PCC, en este sentido cada uno de los convertidores de potencia operarán en el sentido AC/DC o DC/AC.

A continuación se describe los lazos de control que conforman el sistema basado en volante de inercia.

4.1 Sistema de control 1 perteneciente al control de la tensión de la red de distribución y tensión del $V_{DC-link}$.

El sistema de control 1, cuenta con una estructura definida por el modo de operación “carga o descarga”, la Figura 3, muestra en forma de diagrama de bloques el sistema de control en cascada, donde el lazo interno de control es el correspondiente a las corrientes en el eje directo (i_d) y cuadratura (i_q).

En el modo carga, el valor de referencia $V_{DC-link}$ está sujeto por las condiciones de diseño del sistema, donde su tensión nominal se ha fijado en 900 V.

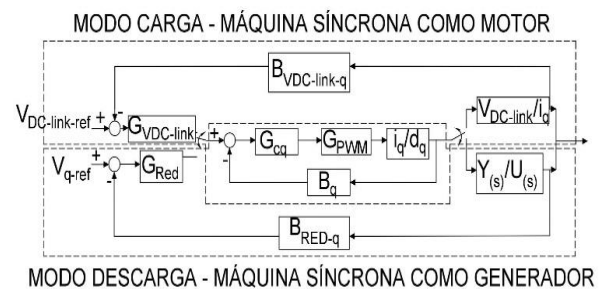


Figura 3. Lazos de control para la tensión de la red de distribución y del $V_{DC-link}$

De la figura 3, $B_q, B_{Red-q}, B_{VDC-link}$ son las ganancias asociadas a los censados de corriente, de tensión de la red de distribución y de la tensión del $V_{DC-link}$ respectivamente con valores unitarios, $G_{cq}, G_{VDC-link}, G_{RED}$ son las funciones de transferencia de los controladores, que en esta aplicación se han utilizado controladores clásico proporcionales e integrales PI, G_{PWM} es la ganancia del PWM, que en este caso se ha utilizado con ganancia unitario, $\frac{Y(s)}{U(s)}$ representa la función de transferencia que relaciona la tensión de la red de distribución con respecto a la corriente en el eje de cuadratura, $\frac{V_{DC-link}}{\tilde{i}_q}$ representa la función de transferencia que relaciona la tensión del $V_{DC-link}$ con respecto a la corriente en el eje de cuadratura.

Independiente del modo de operación, el sistema de control en el lazo interno del control cascada permite manejar la corriente en el sistema de referencia síncrono d,q a fin de poder utilizar el convertidor de potencia de forma bidireccional.

El modelado del convertidor de potencia, puede tratarse mediante la Ecuación (1), como es utilizada en [10,11].

$$\frac{\tilde{i}_{d(s)'}}{\tilde{d}_{d(s)'}} = \frac{\tilde{i}_{q(s)'}}{\tilde{d}_{q(s)'}} = -\frac{V_0}{L s' + R_s} \quad (1)$$

Para los parámetros involucrados en la Ecuación (1), se considera lo siguiente:

- V_0 es la tensión del $V_{DC-link}$, en el presente trabajo se ha definido en un valor de 900 V.
- L es la inductancia del filtro de entrada de acuerdo a [12], para el cálculo se procede de la siguiente manera: se considera que la reactancia inductiva va hacer igual al 10% de la resistencia base [10] resultando $X_L = 0,565 \Omega$ y a partir de ello $L = 1,5 \text{ mH}$. A partir de este valor inicial se calibra el valor del filtro L hasta llegar a un valor de 7 mH, con el cual el THD se encuentra dentro de la norma NP EN 50160-2010, CONELEC 004/01 (menor al 8%).
- R_s de acuerdo a [12] está asociado a las pérdidas de los elementos pasivos y semiconductores que existe en el convertidor.
- s' es el operador de Laplace.

De igual manera se cumple las ecuaciones del balance de energía asociada al condensador del bus de continua que puede representarse mediante las ecuaciones (2) y (3) [10].

$$\frac{V_{DC-link}}{\tilde{i}_q} = \frac{D_q}{C s' + \frac{I_0}{V_{DC-link}}} \quad (2)$$

$$D_q = \frac{2 \sqrt{2} V_{f-n}}{V_{DC-link}} \quad (3)$$

Donde: D_q es el índice de modulación, C es la capacitancia total de los condensadores que conforman el bus de continua, I_0 es la corriente que circula desde el puente rectificador hacia el bus de continua, $V_{DC-link}$ es la tensión del bus de continua, s' es el operador de Laplace.

En el caso del *modo descarga*, el convertidor de potencia controlado mediante los lazos de corriente en el eje directo y cuadratura son utilizado para el control de la tensión en la red de distribución mediante la función de transferencia $\left(\frac{Y(s)}{U(s)}\right)$ que para efecto del diseño del sistema de control se ha caracterizado a una aproximación de un sistema de primer orden, para encontrar los parámetros que constituyen dicha función de transferencia se considera que el sistema basado en volante de inercia va a estar conectado en paralelo a la red de distribución comportándose como fuente de corriente, de forma gráfica, la Figura 4, muestra el esquema para determinar la función de transferencia antes descrita mediante la respuesta escalón.

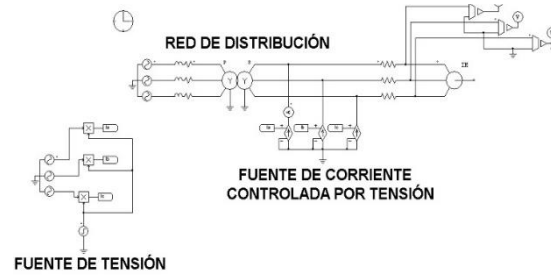


Figura 4. Modelo para la función de transferencia que relaciona la tensión en el PCC con la inyección de corriente en fase

Al aplicar el procedimiento antes descrito, el comportamiento de la tensión en la red de distribución ante perturbaciones de corriente con amplitud de $\Delta I = 400 \text{ A}$, se obtiene $\Delta V = 51.6 \text{ V}$, obteniéndose una función de transferencia como la que observa en la Ecuación (4).

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{0,129}{0,287 s' + 1} \quad (4)$$

Es importante destacar que las corrientes que se inyecten desde el sistema de almacenamiento de energía hacia el PCC deben constar con un sistema de sincronización de fase para poder tener un control de energía activa o reactiva, en este diseño se ha utilizado un sistema de enganche de fase PLL normalizado como el utilizado en [10].

4.2 Sistema de control 2 perteneciente al control de la velocidad de la máquina eléctrica y la tensión del $V_{DC-link}$.

La máquina eléctrica utilizada en el presente trabajo es una máquina síncrona de imanes permanentes debido a que presentan algunas ventajas sobre las de inducción, entre las cuales tenemos: posee altas eficiencia, posee altas densidad de potencia, alta relación par mecánico/corriente, tamaño pequeño [13] y lo que se destaca en las máquinas síncronas es que la velocidad del rotor es igual a la velocidad del flujo del rotor, entonces θ_1 (ángulo necesario para la transformada de Park) se mide directamente mediante sensores de posición o mediante la integración de la velocidad del rotor [14].

Para el control de la velocidad de la máquina síncrona se utilizó el Control de Campo Orientado "FOC", el cual permite desacoplar el par mecánico y las componentes de flujo de magnetización, debido a la facilidad de poder controlar de forma independiente la corriente i_{sd} (asociada al flujo magnético de la máquina) e i_{sq} (asociada al par mecánico ejercida por la máquina), esto gracias a su característica de rotor liso ($L_d=L_q$) [10].

El modelo matemático de la máquina síncrona de imanes permanentes en el sistema de referencia síncrono son expresadas por las Ecuaciones (5) y (6).

$$V_d = R_s I_d - w L_q I_q + L_d \frac{dI_d}{dt} \quad (5)$$

$$V_q = w L_d I_d + R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + \lambda_m \frac{\sqrt{6}}{2} w \quad (6)$$

Donde: w es la velocidad angular eléctrica en (rad/s), λ_m es el flujo de los imanes permanentes, L_q y L_d son las inductancias de la máquina en el eje síncrono de cuadratura y directo respectivamente en (H), R_s es la resistencia estática de la máquina síncrona en (Ω).

La potencia efectiva y el par son expresadas por las ecuaciones (7) y (8) respectivamente.

$$P_e = w \left[(L_d - L_q) I_q I_d + \lambda_m I_q \frac{\sqrt{6}}{2} \right] \quad (7)$$

$$T_e = p \left[(L_d - L_q) I_q I_d + \lambda_m I_q \frac{\sqrt{6}}{2} \right] \quad (8)$$

Donde: p es el número de polos de la máquina síncrona.

La relación que existe entre la velocidad angular del rotor y la corriente referida al eje de cuadratura, está expresada en la Ecuación (9).

$$\frac{dw_r}{dt} + B w_r = p \lambda_m I_q \frac{\sqrt{6}}{2} \quad (9)$$

Dónde: J es el momento de inercia en ($kg \cdot m^2$), B es el coeficiente de fricción en ($N \cdot m \cdot s$) y w_r es la velocidad angular mecánica.

La relación de la corriente en estado estable en el eje de cuadratura y la tensión del condensador del bus de continua están relacionados mediante la Ecuación (10).

$$I_{qs} = \frac{V_{DC-link} I_{dc}}{p \lambda_m \frac{\sqrt{6}}{2} w_r} \quad (10)$$

A partir de las ecuaciones de la máquina síncrona conjuntamente con el condensador referidas al eje síncrono, se obtiene el diagrama de bloques de la Figura 5, en donde se observa un lazo interno perteneciente al lazo de corriente en el eje de cuadratura y dos lazos externos perteneciente al control de velocidad de la máquina y el control de la tensión del $V_{DC-link}$ [15].

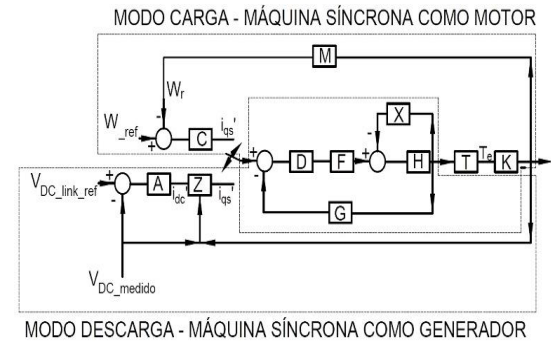


Figura 5. Lazo de control de la tensión del $V_{DC-link}$ y velocidad de la máquina síncrona

De la figura 5, G, M son las ganancias asociadas a los sensores de corriente y de velocidad con valores unitarios, D, A, C son las funciones de transferencia de los controladores, que en esta aplicación se han utilizado controladores clásico proporcionales e integrales PI, F es la ganancia del PWM, que en este caso se ha utilizado con ganancia unitario, H viene expresada por la Ecuación (1), $Z = \frac{2 V_{DC_medido} I_{dc}}{p \lambda_m \sqrt{6} w_r}$, $T = \frac{p \lambda_m \sqrt{6}}{2}$, $X = \left(\frac{p \lambda_m \sqrt{6}}{2} \right)^2 \left(\frac{1}{J s' + B} \right)$, $K = \frac{1}{J s' + B}$.

Para la sintonización del lazo de velocidad y de corriente es necesario conocer los parámetros eléctricos y mecánicos de la máquina síncrona trifásica, estos datos están indicados en la tabla 1 [15].

Tabla 1. Parámetros de la máquina síncrona de imanes permanentes

Potencia (kW)	< 125
Polos	2
Velocidad (kr/min)	< 36
Resistencia del estator (Ω)	0,02
Inductancia del estator (μH)	entre 70 y 120
Inercia ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$)	0,633
Coefficiente de fricción ($\text{N} \cdot \text{m} \cdot \text{s}$)	4,2E-05
Inductancia externa (mH)	1,5

Las funciones de transferencias necesarias para la sintonización de los controladores PI relacionados al lazo de control de tensión del $V_{\text{DC-link}}$ son las mismas que se expresan en las Ecuaciones (2) y (3).

Las Ecuaciones (11) y (12) expresan la simplificación de los lazos de corriente y de velocidad respectivamente de la máquina síncrona de la Figura 5.

$$\frac{i_{qs}}{i_{qs}'} = \frac{E s'^2 + P s' + N}{Q s'^3 + I s'^2 + Y s' + U} \quad (11)$$

Donde: $E = 4 J L V_{\text{DC-link}}$, $P = (4 L B V_{\text{DC-link}} + 4 J R V_{\text{DC-link}})$, $N = 4 R B$, $L = L_{\text{máquina-síncrona}} + L_{\text{externa}}$ pertenecientes al numerador de la ecuación (11).

Dónde: $Q = 4 J L^2$, $I = 4 L^2 B + 8 J R L$, $Y = 8 R B L + 6 V_{\text{DC-link}} p^2 \lambda_m^2 L$, $U = 4 R^2 B + 6 V_{\text{DC-link}} p^2 \lambda_m^2 R$, $L = L_{\text{máquina-síncrona}} + L_{\text{externa}}$ pertenecientes al denominador de la ecuación (11).

$$\frac{w_r}{i_{qs}} = \frac{1,22 p \lambda_m}{J s' + B} \quad (12)$$

La sintonización de los PI para los diferentes lazos de control se realiza por asignación de polos y ceros tomando en consideración los siguientes aspectos [11]:

- La frecuencia de conmutación en este trabajo se ha fijado en 15kHz, lo que limita las dinámicas de los lazos de corriente, dado que para frecuencias superiores a $\frac{f_{sw}}{2} = 7,5 \text{ kHz}$, la técnica del modelado pierde validez.
- A partir de la frecuencia de sintonización del PI para el lazo de corriente, se debe sintonizar una década a partir de dicha frecuencia para los lazos restantes de control.
- El margen de fase del diagrama de Bode tiene que ser mayor o igual a 60° .
- El margen de ganancia mayor o igual a 7dB.

Considerando estos aspectos se obtuvieron los siguientes parámetros del PI:

- Sistema de control 1: para el lazo de corrientes en el eje directo y cuadratura el controlador PI posee un $k_p = 0,36$ y $k_i = 0,09$, para el lazo de control de tensión del bus de continua $V_{\text{DC-link}}$ el controlador PI posee un $k_p = 51,02$ y $k_i = 0,32$ y para el lazo de control de tensión de la red de distribución el controlador PI posee un $k_p = 36,98$ y $k_i = 4,3$.
- Sistema de control 2: para el lazo de corrientes en el eje directo y cuadratura el controlador PI posee un $k_p = 655$ y $k_i = 166,62$, el lazo de control de tensión del bus de continua $V_{\text{DC-link}}$ posee los mismos valores que del sistema de control 1 y para el lazo de control de la velocidad de la máquina síncrona el controlador PI posee un $k_p = 9,5$ y $k_i = 0,005$.

El sistema basado en volante de inercia posee dos restricciones en *modo descarga*: el nivel de tensión mínimo que puede tener el bus de continua $V_{\text{DC-link}}$ se expresa mediante la Ecuación (13) [10], que para este trabajo es de $V_{\text{dc-minimo}} = 639 \text{ V}$ y la profundidad de descarga de los volantes de inercia que es el 75% de su energía almacenada, que para este caso es de $w_{r-\text{minimo}} = 27 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$.

$$V_{\text{DC-minimo}} = \frac{2 \sqrt{2} V_{f-n(\text{rms})}}{D_q} \quad (13)$$

Si el sistema basado en volantes de inercia se encuentra por debajo de las restricciones en *modo descarga*, las referencia de corrientes obtendrá un valor 0 para que de este modo no inyecte ni absorba energía durante la presencia de un hueco de tensión hasta que los niveles de tensión en el PCC se encuentre dentro del rango aceptable definido en la sección 3.

4. DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL

Para comprobar el desempeño del sistema basado en volante de inercia se considera los límites establecidos en la sección 3, a partir de ello se procede a simular el modelo de la Figura 1 sin incluir el sistema basado en volante de inercia; el resultado del nivel de tensión está indicado en la Figura 6.

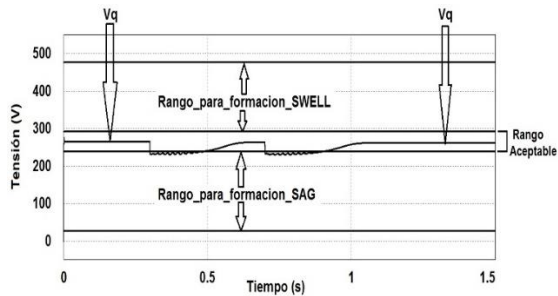


Figura 6. Comportamiento de tensión en PCC al momento del arranque de los motores en la red de distribución sin el sistema de energía basado en volantes de inercia

Al observar la Figura 6, antes de ingresar en funcionamiento las cargas ($t < 0,3$ s), el nivel de tensión se encuentra en el rango aceptable de tensión establecido en la sección 3 con un valor igual a 265,5 V y con una corriente de 13 A debido a la carga de 20Ω que se encuentra conectado y en 0,3 s. se observa una disminución repentina y transitoria de la tensión con un valor igual a 231 V, esto se debe a que en dicho momento arranca el primer motor produciéndose un pico de corriente de 400 A indicado en la Figura 7, con un tiempo de duración de 0,2 s., producto por el cual la tensión se ubica dentro del rango establecido para la formación de sags, el tiempo en que ingresa nuevamente el nivel de tensión dentro del rango aceptable es de 0,2 s., de igual modo sucede en 0,7 s. debido a que ingresa a funcionar el segundo motor, con el mismo valor de pico de corriente y tiempo de estabilización.

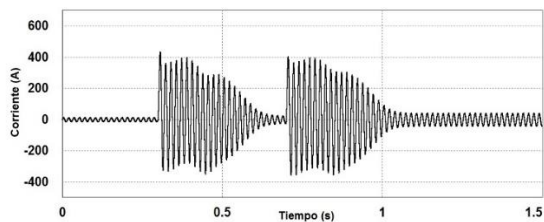


Figura 7. Comportamiento de corriente en la fase "A" en PCC al momento del arranque de máquina eléctrica en la red de distribución sin el sistema de energía basado en volantes de inercia

Ahora se considera la conexión del sistema de energía basado en volantes de inercia, el cual inyecta energía para mitigar los huecos de tensión en el PCC obteniendo la Figura 8.

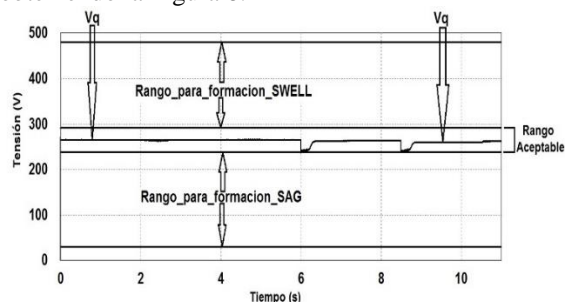


Figura 8. Nivel de tensión con la incursión del sistema de energía basado en volantes de inercia para mitigar los huecos de tensión en el PCC

En la Figura 8, se puede observar que al momento del arranque del primer motor que ocurre en el tiempo de 6 s. el nivel de tensión se encuentra dentro del rango aceptable de tensión establecido en la sección 3, con un valor de 244 V y con un tiempo de estabilización para que ingrese a los límites de 0 s.; en comparación con el nivel de tensión de la Figura 6 se incrementó 13 V, de igual modo sucede en 8,5 s. cuando ingresa a funcionar el segundo motor con nivel de tensión al momento del arranque de 244 V.

En la Figura 9, se puede apreciar el nivel de tensión del $V_{DC-link}$ y la velocidad de la máquina síncrona: antes de ingresar los motores a la red de distribución el nivel de tensión del $V_{DC-link}$ se incrementa hasta un valor de referencia de 900 V, con el convertidor de potencia asociado funcionando como rectificador para que de esta manera pueda absorber energía desde la red de distribución, con su respectivo lazo de corriente con referencia negativa igual a -20 A, cabe destacar que en esta condición la corriente del sistema basado en volante de inercia denominada I_{filtro} está desfasada de la corriente que circula a la carga (ver Figura 10.a), la velocidad de la máquina síncrona empieza a incrementarse hasta un valor de referencia de 200 rad/s con el convertidor de potencia asociado funcionando como inversor para que de esta manera absorba energía desde la fuente de tensión del $V_{DC-link}$, con su respectivo lazo de corriente con referencia positiva igual a 40 A (ver Figura 11), en este estado el sistema de energía basado en volante de inercia se encuentra en modo de *carga*; cuando el sistema alcanza su referencia respectiva consume una corriente total de 5 A del cual 3.8 A pertenece solo al sistema conformado por la máquina síncrona, en este estado el sistema de energía basado en volante de inercia se encuentra en modo *stand-by*; pero al momento del ingreso del primer motor existe una disminución del nivel de tensión del $V_{DC-link}$ con un valor mínimo de 860 V con su respectivo convertidor de potencia asociado como inversor para de esta manera suministrar energía hacia la red de distribución, con su lazo de corriente con referencia positiva igual a 115 A, de igual manera cabe destacar que la corriente del sistema basado en volante de inercia denominado I_{Filtro} inyectada hacia la red de distribución se encuentra en fase con la corriente que circula hacia la carga (ver Figura 10.b), en ese instante la máquina síncrona empieza a funcionar como generador disminuyendo su velocidad hasta un valor de 164.3 rad/s entregando energía mediante el convertidor de potencia en modo rectificado hacia la fuente de tensión del $V_{DC-link}$, con su respectivo lazo de corriente con referencia negativa igual a -100 A (ver Figura 11), esta disminución de tensión del $V_{DC-link}$ y la velocidad de la máquina se mantiene durante el arranque de los motores que es de 0,2 s., en este estado el sistema de energía basado en volante de inercia se encuentra en modo *descarga*, una vez

transcurrido ese tiempo la tensión del $V_{DC-link}$ conjuntamente con la velocidad de la máquina se vuelven a incrementar hasta su valor de referencia (ver Figura 9) repitiéndose nuevamente el ciclo mencionado anteriormente cuando exista la presencia de otro hueco de tensión.

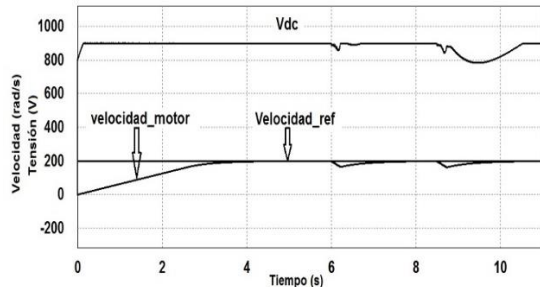


Figura 9. Nivel de tensión del $V_{DC-link}$ y velocidad de la máquina síncrona

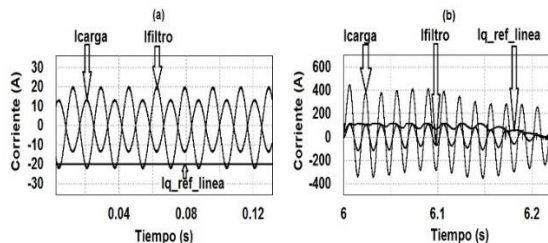


Figura 10. Corriente de referencia del sistema de energía basado en volantes de inercia: a) en modo carga, b) en modo descarga

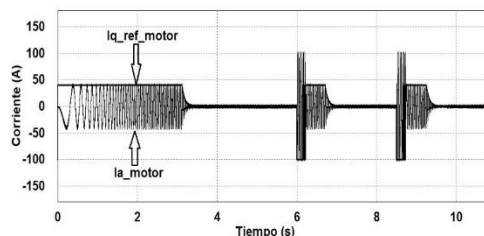


Figura 11. Corriente de referencia para la máquina síncrona

Otro aspecto importante es el nivel de THD que se produce al momento de carga, stand-by y descarga del sistema basado en volante de inercia que al simular se obtuvo lo siguiente: con respecto al THD de la corriente que circula hacia la carga se obtuvo 2.4% menor a lo establecido que es del 8% (regulación CONELEC 004/01, NP EN 50160-2010), con respecto al THD de la tensión medido en el PCC se obtuvo 2.4% menor a lo establecido y finalmente el THD de la corriente que circula hacia el sistema basado en volante de inercia se obtuvo 3.4% menor a lo establecido.

4. CONCLUSIONES

El presente artículo realiza un estudio acerca de los niveles de tensión que se originan con la introducción del sistema de energía basado en volante de inercia en una red de distribución ante la presencia de huecos de tensión originados por el ingreso de cargas

transitorias a la red eléctrica, concluyendo que al momento de cargarse el sistema con la presencia de cargas en la red eléctrica no afecta los niveles de tensión que se encuentran en la red de distribución, además se concluyó que el sistema posee un tiempo de respuesta menor a los milisegundos ante la presencia de disturbios en la red de distribución y evita la formación de los huecos de tensión al momento del arranque de cargas importantes conectadas a la red manteniendo así el nivel de tensión del PCC dentro del rango aceptable establecido en la sección 3, otro aspecto importante es que el sistema de energía basado en volante de inercia no afecta los niveles de THD de la tensión y corriente en el PCC.

Una limitación que presenta este sistema es que una vez llegado a su carga nominal no puede actuar ante una sobretensión (swell), pues ya no va a tener la capacidad de absorber la energía excedente en el PCC, debido tanto a que el nivel de tensión del bus de continua como la velocidad de la máquina síncrona alcanzaron sus valores nominales y si empezaran absorber más energía la vida útil de cada uno de los componentes del sistema se deterioran involucrando así la reducción de vida útil del sistema completo e incrementando las pérdidas en el mismo debido que los componentes defectuosas van a empezar absorber una mayor cantidad de energía.

AGRADECIMIENTOS

El primer autor agradece a la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación (SENESCYT) de la República del Ecuador por la beca de cuarto nivel.

El segundo autor desea agradecer el apoyo económico e institucional del Proyecto Prometeo patrocinado por la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación (SENESCYT) de la República del Ecuador.

REFERENCIAS

- [1] G. Nair, N. Senroy, I.N. Kar (2017). Smoothing of Wind Power using Flywheel Energy Storage System. IET Renewable Power Generation, Volumen 11, 1-4. DOI: 10.1049/iet-rpg.2016.0076.
- [2] D.O. Akinyele, R.K. Rayudu (2014). Review of energy storage technologies for sustainable power networks. JOURNAL, 74-91. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2014.07.004>.
- [3] G. Nair, N. Senroy (2016). Power Smoothing using Multi terminal DC based DFIG connection and Flywheel Energy Storage System. 2016 IEEE 6th International Conference, 1-5. DOI: 10.1109/ICPES.2016.7584134.
- [4] J.A. Guacaneme, C. Trujillo, D. Velasco. Revisión de las características de Sistemas de Almacenamiento de Energía

para aplicaciones en micro redes. Centro de Información Tecnológica (CIT) versión On-line. Obtenido de: http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642014000200020. (Abril, 2017).

- [5] D.R. Aitchison, M. Cirrincione, N. Leijtens (2016). Desing Development of a Flywheel Energy Storage System for Isolated Pacific Island Communities. 2016 IEEE International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics (AIM), 1-6. DOI: 10.1109/AIM.2016.7577003.
- [6] J. Itoh, T. Masuda, T. Nagano, D. Sato, T. Suzuki, N. Yamada (2016). Development of Magnetic Assist System in Flywheel Energy Storage System for Power Load-Leveling. 5th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, 1-4. DOI: 10.1109/ICRERA.2016.7884537.
- [7] J. Yang, X. Zhang (2017). A Robust Flywheel Energy Storage System Discharge Strategy for Wide Speed Range Operation. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 1-4. DOI: 0.1109/TIE.2017.2694348.
- [8] H. Criollo, F. Hernández. Minería Artesanal del oro de Aluvión Mocoa, Putumayo, Amazonia Colombiana. Obtenido de: <http://www.bdigital.unal.edu.co/53064/6/9587015630.preli minares>. (Marzo 2017).
- [9] G.V. Deshpande, S.S. Sankeshwari (2013). Speed Control of Induction Motors Using Hybrid PI Plus Fuzzy Controller. International Journal of Advances in Engineering & Technology (IAET), 2254-2258. ISSN: 22311963.
- [10] L.G. González (2011). Mejora de la eficiencia y de las prestaciones dinámicas en procesadores electrónicos de potencia para pequeños aerogeneradores sincrónicos operando en régimen de velocidad variable. Tesis para optar el grado de doctor. Universidad Politécnica de Valencia.
- [11] F.A. Bardemaker (2006). Modulação Vetorial aplicada a Retificadores Trifásicos PWM Unidirecionais. Tese para o grau de doutor. Universidad Federal de Santa Catarina.
- [12] I. Barbi, A. Morais, F.L. Tofoli (2015). Modelling, Digital Control and Implementation of a Three-Phase Four-Wire Power Converter Used as A Power Redistribution Device. IEEE Transactions on Industrial Informatics, Volume. 12, 2-5. DOI: 10.1109/TII.2016.2544248.
- [13] A. Egea, S.M. Pancorbo, J. Poza, F. Ugalde (2015). Comparative Study between Induction Motor and Synchronous Reluctance Motor for electrical Railway Traction Applications. 2015 5th International Conference on Electric Drives Production (EDPC), 1-4. DOI: 10.1109/EDPC.2015.7323219.
- [14] M. Bhardwai (2013). Sensored Field Orientes Control of 3-Phase Permanent Magnet Synchronous Motors. Obtenido de: <http://www.ti.com/lit/an/sprabq2/sprabq2>. (Mayo, 2017).
- [15] S. Talebi (2008). Advanced High-Speed Flywheel Energy Storage Systems for Pulsed Power Application. Thesis for doctor's degree. Texas A&M University.

E.- Revista sobre: “Control de un sistema de energía basado en supercondensadores para mitigar los huecos de tensión en el punto de conexión común”, enviado a la Universidad San Francisco de Quito-Ecuador

The screenshot shows the submission confirmation page for the journal 'AVANCES EN CIENCIAS E INGENIERÍAS'. The page includes a navigation menu, a description of the journal, a breadcrumb trail, and a submission details table.

Revista científica multidisciplinaria (peer-review, indexada, y open access) enfocada en las ciencias exactas, físicas, biológicas, y sus aplicaciones ingenieriles, así como investigaciones en el interfaz de estas disciplinas.

AVANCES EN CIENCIAS E INGENIERÍAS

INICIO ACERCA DE NÚMERO ACTUAL ARCHIVOS BUSCAR ÁREA PERSONAL AVISOS DIRECTRICES PARA AUTORES/AS

Inicio > Usuario/a > Autor/a > Envíos > #960 > Resumen

Escoje idioma

#960 Resumen

RESUMEN	REVISIÓN	EDICIÓN
Envío		
Autores/as	Carlos Mauricio Orellana Uguna, Luis Gerardo González Morales	
Título	Control de un sistema de energía basado en supercondensadores para mitigar los huecos de tensión en el punto de conexión común	
Archivo original	960-2398-1-5M.docx	2017-09-26
Archivos comp.	Ninguno	Añadir un archivo complementario
Emisor/a	hola Carlos Mauricio Orellana Uguna	
Fecha de envío	septiembre 26, 2017 - 06:19	
Sección	SECCIÓN C: INGENIERÍAS	
Editor/a	Ninguno asignado/a	

Figura E1.1, Confirmación de recepción del documento sobre supercondensadores en la revista de la Universidad de San Francisco de Quito-Ecuador

Control de un sistema de energía basado en supercondensadores para mitigar los huecos de tensión en el punto de conexión común

Carlos Orellana Uguna^{1*}, Luis González Morales¹, Filipe Soares Oliveira², Nuno Abreu Sousa²

Control of a system of energy based on supercapacitors to mitigate the voltage sags at the point of common coupling

Abstract— This article presents the design of a system de energy based in supercapacitors to mitigate voltage sags, with the system the quality of energy is improved at a point in a distribution network which is exposed to the random connection of electric machines, for this purpose are modeled the system of distribution of energy of the case study, the system of injection of energy, which be composed by supercapacitors, the system of conversion of energy bidirectional and the system of control of current and voltage. The system designed inject a power of 22,8 kW and capacity of 1,2 Wh, compensating the transients produced by the loads connected to the network.

Keywords: Voltage sags, supercapacitor bank, Power conversión (AC/DC, DC/AC), point of common coupling (PCC).

Resumen— Este artículo presenta el diseño de un sistema de energía basado en supercondensadores para mitigar los huecos de tensión, con el sistema se mejora la calidad de energía en el punto de conexión común, el cual está expuesta a la conexión aleatoria de máquinas eléctricas, para ello se modela el sistema de distribución de energía del caso de estudio, el sistema de almacenamiento de energía, que está compuesto por supercondensadores, el sistema de conversión de energía bidireccional y el sistema de control de corriente y voltaje. El sistema diseñado permite inyectar una potencia de 22,8 kW y capacidad de 1,2 Wh, compensando los transitorios producidos por las cargas conectadas a la red.

Palabras claves: Huecos de tensión, Banco de supercondensadores, convertidores de potencia (AC/DC, DC/AC), punto de conexión común (PCC).

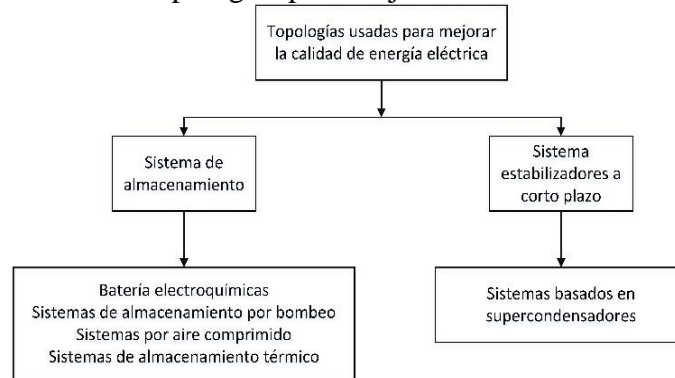
¹ Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad de Cuenca, Av. 12 de Abril y Av. Loja. Cuenca, Ecuador. "Autor para correspondencia, e-mail: carl.mauryou@yahoo.es".

² Departamento de Engenharia Eletrotécnica, Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Instituto Politécnico de Leiria, R. Gen. Norton de Matos, Leiria, Portugal.

Introducción

Una buena planificación del sistema de alimentación de energía involucra una rápida respuesta ante problemas que se puedan originar por motivos atmosféricos, por intervención humana o por mantenimiento; otra consideración que hay que tomar en cuenta es el continuo crecimiento de la demanda, obligando al redimensionamiento y a la expansión de la red de distribución [1], con el objetivo de incrementar los niveles de confiabilidad en el suministro y en la calidad de energía en el punto común de conexión (PCC) [2], siempre tomando en cuenta aspectos económicos, los cuales involucran si la mejor opción es el redimensionamiento, repotenciación o la interconexión de un sistema de inyección de energía en la red, cualquiera de las opciones que se implemente tendrán el objetivo de hacer cumplir las regulaciones técnicas, las cuales exigen a las empresas distribuidoras mantener la calidad de energía entregada. Para llevar a cabo este objetivo se han implementado diferentes sistemas de almacenamiento (ESS) y estabilizadores de energía los cuales están indicados en la “Fig. 1”.

FIGURA 1. Topologías para mejorar la calidad de energía



Estos diferentes sistemas de almacenamiento tendrán la función de absorber la energía durante periodos no picos de consumo cuando el costo de generación es bajo o cuando la generación es excedente y abastecer la demanda durante los periodos de carga máxima cuando los costos son altos o cuando no se disponga de otro medio de generación, sin embargo hay tener presente algunas consideración antes de su elección: tiempo de vida útil, eficiencia y ciclo de carga/descarga, estas consideraciones están indicados en la “Fig. 2”.

FIGURA 2. Comparación de las características de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

ESS	Ciclo	Vida útil	Eficiencia
	Carga /descarga	(años)	(%)
Supercondensador	1000000	15-20	95
Volante de Inercia	200000	15	90
Batería Plomo-Ácido	2000-2500	5-15	75-80
Batería Niquel-Cadmio	2000-2500	10-15	60-70
Batería Sulfuro de Sodio	2500	5-15	75-86
Batería Ion-Litio	500-1000	5-10	87-92
Batería Polímero-Litio	>1000	5-10	95
Por aire comprimido	10000-30000	30	70-80
Por bombeo	20000-50000	30	57-64

Si se consideran los aspectos mencionados anteriormente, la opción viable es la utilización de supercondensadores, es por ello, que el presente trabajo se pretende realizar el estudio sobre el diseño de un sistema de inyección de energía basado en supercondensadores para mitigar los huecos de tensión en el punto de conexión común, para ello se modelará el sistema basado en supercondensadores con sus respectivos lazos de control y la red de distribución, el diseño es aplicado a una zona rural con explotación minera/agrícola que presentan cargas del tipo máquinas eléctrica, como herramienta de simulación es utilizado PSIM®.

Descripción del problema

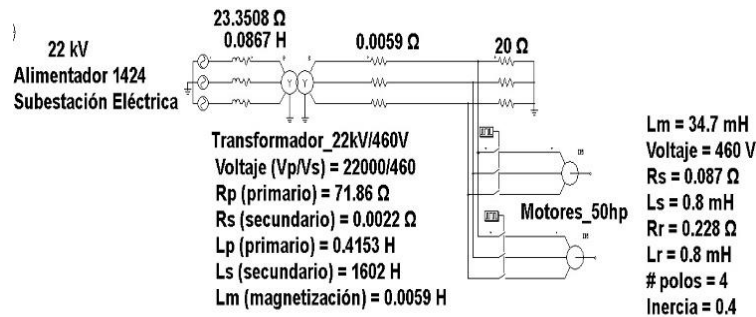
Debido al incremento de cargas conectadas a un PCC perteneciente a zonas con vocación minera/agrícola de estudio, la calidad del suministro de energía disminuye, dado que las características del sistema de distribución existente y a la continua puesta en marcha de máquinas eléctricas de gran capacidad sin contar con sistemas de arranque suave contribuyen a la formación de huecos de tensión, considerando aquello y en base al Instituto Nacional de Estadística de Ecuador y Censo en el año 2010 concluyeron que el 58% de las concesiones dedicadas a la explotación minera se encuentra en 8 provincias del país: El Oro, Pichincha, Azuay, Orellana, Sucumbíos, Zamora Chinchipe, Guayas y Esmeralda especificando lo siguiente [3]:

- En la provincia del Oro: 6745 personas trabajaron en la actividad de explotación minera representado un 2,7% del total de habitantes.
- En la provincia de Pichincha: 6245 personas trabajaron en la actividad de canteras representando el 0,5% del total de habitantes.
- En la provincia del Azuay (Camilo Ponce Enríquez, Pucará): 4728 personas trabajan en la explotación minera representado más del 85% del total de habitantes, además se dedican a otras actividades como la agricultura y la ganadería [4].

A partir de lo mencionado, las zonas con mayor actividad mineras/agrícolas son Camilo Ponce Enríquez y Pucará involucrando este estudio en dichos cantones, es por ello, que se modelará el alimentador 1424 debido a que suministra de energía eléctrica a los cantones mencionados, este alimentador pertenece a la Empresa Eléctrica Regional, perteneciente a la provincia del Azuay del país Ecuador.

Para la construcción del escenario que provoque los huecos de tensión en las zonas mineras antes mencionadas, se considera que están conformadas por motores eléctricos con capacidad de 50 HP que dan movimiento a bombas centrífugas para el manejo de líquidos, trituradoras, cintas transportadoras entre otras [5], por ende, la carga a modelar serán para esta aplicación motores eléctricos de inducción con las características indicadas en la “Fig. 3” [6] y con el modelo de simulación y sus características de la red de distribución indicadas de igual forma en la “Fig. 3”, con resistencias de 20Ω en el modelo la cual emula pequeños aparatos eléctricos conectados (iluminación, electrodomésticos).

FIGURA 3. Modelo de la red de distribución



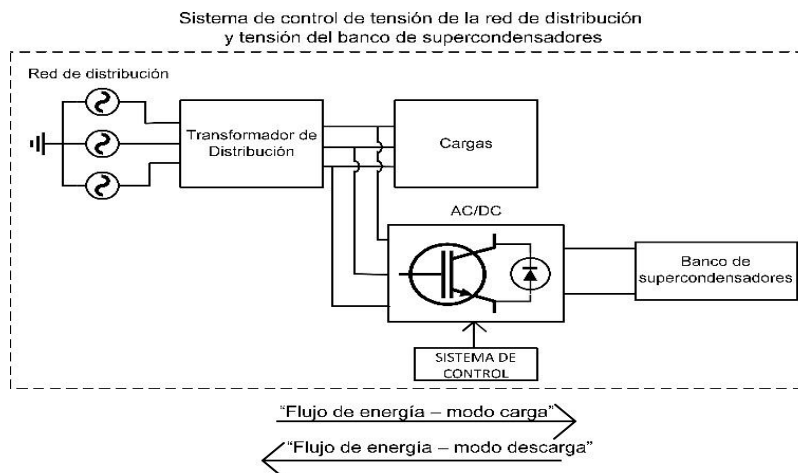
Calidad de energía

Uno de los aspectos importantes relacionadas con la calidad de energía son los llamados huecos de tensión (sag) descritos en detalle en las normativas técnicas IEE 1159, CONELEC 004/01 y NP EN 50160-2010, las cuales definen al “sag” como una disminución de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 10% y el 90% de la tensión nominal además definen a la elevación de tensión (swell) como una elevación de tensión de alimentación a un valor situado entre el 110% y 180% de la tensión nominal seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo, aplicando este criterio al nivel de tensión fase-neutro del lado secundario del transformador de la “Fig. 3”, el rango de voltaje de fase para la formación de los sags está comprendido entre 26,55 V y 238,95 V y para el “swell” entre 292,05 V y 477,9 V, resultando así un rango permisible de 238,95 V y 292,05 V en donde el nivel de tensión se considera como aceptable.

Propuesta del sistema de energía para mitigar los huecos de tensión en el punto de conexión común

El modelo que este estudio propone para mitigar los huecos de tensión en el PCC está indicado en la “Fig. 4”, el cual está compuesto por un banco de supercondensadores y un convertidor de potencia trifásico bidireccional.

FIGURA 4. Sistema basado en supercondensadores para mitigar los huecos de tensión en el PCC



El sistema de control de la “Fig. 4” consta de un control de corriente en el sistema de referencia síncrono discutido en [7,8], y tendrá la tarea de controlar la tensión de la red de distribución y

tensión del banco de supercondensadores, este control se puede dividir en dos subetapas: *modo carga*, la energía fluye desde la red de distribución hacia el banco de supercondensadores para alcanzar el nivel de tensión nominal, en este modo, opera el sistema de control de tensión del banco de supercondensadores comportándose el convertidor como rectificador trifásico controlado. En *modo descarga*, la energía fluye desde el banco de supercondensadores hacia la red de distribución, en este modo, opera el sistema de control de tensión de la red de distribución comportándose el convertidor como inversor trifásico controlado.

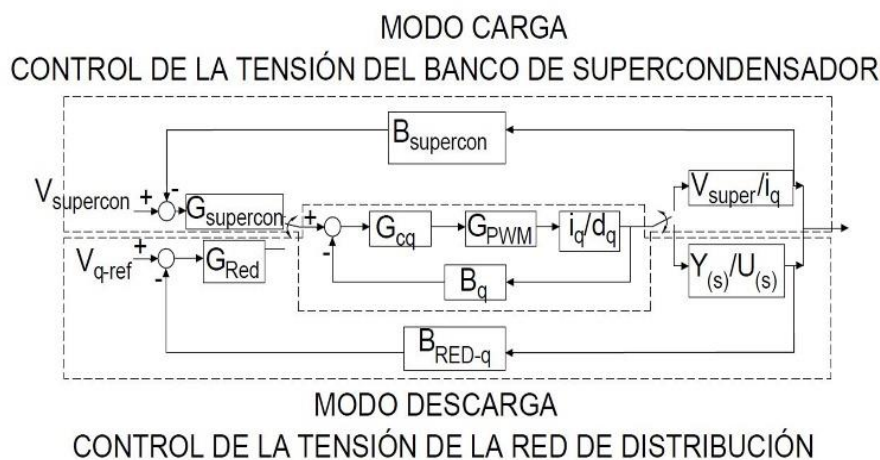
A continuación se describe el lazo de control que conforma el sistema basado supercondensadores.

Sistema de control perteneciente al control de la tensión de la red de distribución y tensión del banco de supercondensadores

El sistema de control, cuenta con una estructura definida por el modo de operación “*carga o descarga*”, la “Fig. 5”, muestra en forma de diagrama de bloques el sistema de control en cascada, donde el lazo interno de control es el correspondiente a las corrientes en el eje directo (i_d) y cuadratura (i_q).

En el *modo carga*, el valor de referencia de la tensión del banco de supercondensadores se ha fijado en 900 V.

FIGURA 5. Lazos de control para la tensión de la red de distribución y del banco de supercondensadores



De la “Fig. 5”, B_q , B_{Red-q} , $B_{supercon}$ son las ganancias asociadas a los sensores de corriente, de tensión de la red de distribución y de la tensión del banco de supercondensadores respectivamente con valores unitarios, G_{ccq} , $G_{supercon}$, G_{RED} son las funciones de transferencia de los controladores, que en esta aplicación se han utilizado controladores clásico proporcionales e integrales PI, G_{PWM} es la ganancia del PWM, que en este caso se ha utilizado con ganancia unitario, $\frac{Y(s)}{U(s)}$ representa la función de transferencia que relaciona la tensión de la red de distribución con respecto a la corriente en el eje de cuadratura, $\frac{V_{super}}{i_q}$ representa la función de transferencia que relaciona la tensión del banco de supercondensadores respecto a la corriente en el eje de cuadratura.

Las ecuaciones del balance de energía asociada al banco de supercondensadores pueden representarse mediante las Ecuaciones (1) y (2) [7].

$$\frac{V_{\text{super}}}{\tilde{i}_q} = \frac{D_q}{C s' + \frac{I_{\text{Filtro}}}{V_{\text{banco_super}}}} \quad (1)$$

$$D_q = \frac{2 \sqrt{2} V_{f-n}}{V_{\text{banco_super}}} \quad (2)$$

Donde: D_q es el índice de modulación, C es la capacitancia total del banco de supercondensadores, I_{Filtro} es la corriente que circula desde el puente rectificador hacia el banco de supercondensadores, $V_{\text{banco_super}}$ es la tensión nominal del banco de supercondensadores, s' es el operador de Laplace.

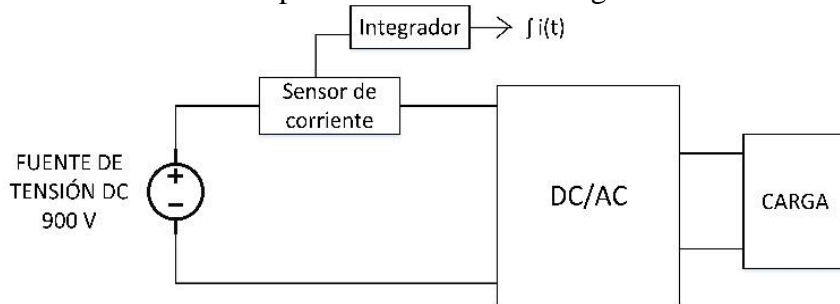
Para calcular el valor de la capacitancia total del banco de supercondensadores se hace uso de la Ecuación (3).

$$C = \frac{Q}{V} \quad (3)$$

Donde: Q es la carga en coulomb, definido como la integral de la corriente $i(t)$ que circula a través del banco de supercondensadores, t es el tiempo en el cual se produce el arranque de los motores (que para este caso es de 0.2 s) y V es la diferencia de tensión que se requiere al momento de descargarse el banco de supercondensadores que en este caso se considerará una diferencia de 30 V.

El modelo de la “Fig. 6”, permite calcular el valor de $\int_0^t i(t)$.

FIGURA 6. Modelo para el cálculo de la integral de la corriente



Al aplicar el modelo de la “Fig. 6” en la Ecuación (3) se obtuvo un valor de capacitancia total de 0,1 F, pero se debe considerar los siguientes aspectos:

- El nivel de tensión que debe soportar el banco de capacitores es de 900 V, para ello se usó dos capacitores en serie de 0,01 F con una tensión máxima individual de soporte de 550 V.
- La capacitancia total debe de ser de 0,1 F, como se usó dos capacitores en serie de 0,01 F resulta la capacitancia total de 0,005 F, por lo tanto, para que la capacitancia total sea de 0,1 F se hará uso de 20 capacitores en paralelo.

De igual modo el modelo del convertidor de potencia, puede tratarse mediante la Ecuación (4), como es utilizada en [10,11].

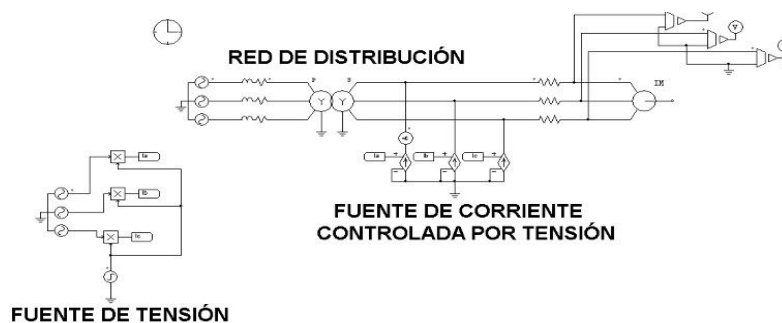
$$\frac{\tilde{i}_{d(s)'}}{\tilde{d}_{d(s)'}} = \frac{\tilde{i}_{q(s)'}}{\tilde{d}_{q(s)'}} = -\frac{V_0}{L s' + R_s} \quad (4)$$

Para los parámetros involucrados en la Ecuación (4), se considera lo siguiente:

- V_0 es la tensión del banco de supercondensadores, en el presente trabajo se ha definido en un valor de 900 V.
- L es la inductancia del filtro de entrada de acuerdo a [9], para el cálculo se procede de la siguiente manera: se considera que la reactancia inductiva va hacer igual al 10% de la resistencia base [7] resultando $X_l = 0,565 \Omega$ y a partir de ello $L = 1,5 \text{ mH}$. A partir de este valor inicial se calibra el valor del filtro L hasta llegar a un valor de 7 mH, con el cual el THD se encuentra dentro de la norma NP EN 50160-2010, CONELEC 004/01 (menor al 8%).
- R_s de acuerdo a [9] está asociado a las pérdidas de los elementos pasivos y semiconductores que existe en el convertidor.
- s' es el operador de Laplace.

En el caso del *modo descarga*, el convertidor de potencia controlado mediante los lazos de corriente en el eje directo y cuadratura son utilizado para el control de la tensión en la red de distribución mediante la función de transferencia $\left(\frac{Y(s)}{U(s)}\right)$ que para efecto del diseño del sistema de control se ha caracterizado a una aproximación de un sistema de primer orden, para encontrar los parámetros que constituyen dicha función de transferencia se considera que el sistema basado en banco de supercondensadores va a estar conectado en paralelo a la red de distribución comportándose como fuente de corriente, de forma gráfica, la “Fig. 7”, muestra el esquema para determinar la función de transferencia antes descrita mediante la respuesta escalón.

FIGURA 7. Modelo para la función de transferencia que relaciona la tensión en el PCC con la inyección de corriente en fase



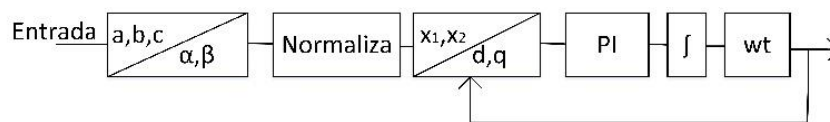
Al aplicar el procedimiento antes descrito, el comportamiento de la tensión en la red de distribución ante perturbaciones de corriente con amplitud de $\Delta I = 400 \text{ A}$, se obtiene $\Delta V = 51,6 \text{ V}$, obteniéndose una función de transferencia como la que observa en la Ecuación (5).

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{0,129}{0,287 s' + 1} \quad (5)$$

Es importante destacar que las corrientes que se inyecten desde el sistema de almacenamiento de energía hacia el PCC deben constar con un sistema de sincronización de fase para poder tener un control de energía activa o reactiva, en este diseño se ha utilizado un sistema de enganche de fase PLL como el utilizado en [7]. Un inconveniente que presenta este sistema de sincronización de fase es que una vez sintonizado el controlador PI para un determinado valor de amplitud de la entrada al cambiar la misma, varía la dinámica del lazo con llevando a que de nuevo se vuelva a sintonizar el PI, una solución para ello es la normalización de las magnitudes de entrada discutida en [7], es decir, ante cualquier amplitud de valor de entrada con un bloque de transformación, esta magnitud siempre será igual a uno, para realizar esta normalización se utiliza la Ecuación (6) con un modelo igual al de la “Fig. 8” [7].

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{e_\alpha}{\sqrt{e_\alpha^2 + e_\beta^2}} \\ \frac{e_\beta}{\sqrt{e_\alpha^2 + e_\beta^2}} \end{bmatrix} \quad (6)$$

FIGURA 8. Diagrama de un PLL normalizado



La sintonización de los PI para los diferentes lazos de control se realiza por asignación de polos y ceros tomando en consideración los siguientes aspectos [8]:

- La frecuencia de conmutación en este trabajo se ha fijado en 15 kHz, lo que limita las dinámicas de los lazos de corriente, dado que para frecuencias superiores a $\frac{f_{sw}}{2} = 7,5 \text{ kHz}$, la técnica del modelado pierde validez.
- A partir de la frecuencia de sintonización del PI para el lazo de corriente, se debe sintonizar una década a partir de dicha frecuencia para los lazos restantes de control.
- El margen de fase del diagrama de Bode tiene que ser mayor o igual a 60° .
- El margen de ganancia mayor o igual a 7dB.

Considerando estos aspectos se obtuvieron los siguientes parámetros del PI:

- Sistema de control: para el lazo de corrientes en el eje directo y cuadratura el controlador PI posee un $k_p = 0,36$ y $k_i = 0,09$, para el lazo de control de tensión del banco de supercondensadores el controlador PI posee un $k_p = 15$ y $k_i = 0,03$ y para el lazo de control de tensión de la red de distribución el controlador PI posee un $k_p = 16,47$ y $k_i = 0,027$.
- Para el sistema de sincronización de fase PLL, el controlador PI posee un $k_p = 44312,4$ y $k_i = 1007,1$.

El sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores en *modo descarga* posee una restricción, la cual tiene que ver con la mínima tensión que puede llegar en el momento de inyectar energía hacia el PCC, esta restricción está indicado en la Ecuación (7), que para este caso es de $V_{dc_minimo} = 639 \text{ V}$.

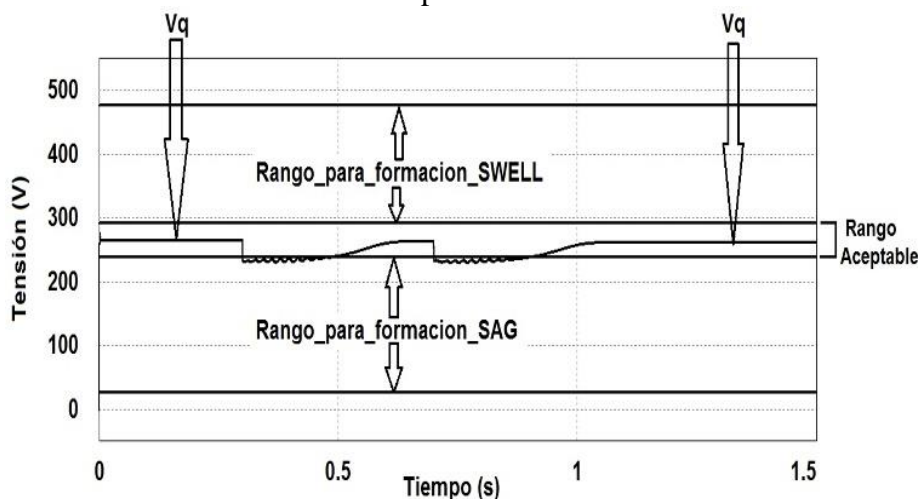
$$V_{dc_mínimo} = \frac{2 \sqrt{2} V_{f-n(rms)}}{D_q} \quad (7)$$

Si el nivel de tensión del banco de supercondensadores se encuentra por debajo de la mínima tensión establecida anteriormente, las referencia de corrientes obtendrá un valor 0 para que de este modo no inyecte ni absorba energía durante la presencia de un hueco de tensión hasta que los niveles de tensión en el PCC se encuentre dentro del rango aceptable definido en la sección 3.

Desempeño del sistema de control

Para comprobar el desempeño del sistema basado en supercondensadores se considera los límites establecidos en la sección 3, a partir de ello se procede a simular el modelo de la “Fig. 3” sin incluir el sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores; el resultado del nivel de tensión está indicado en la “Fig. 9”.

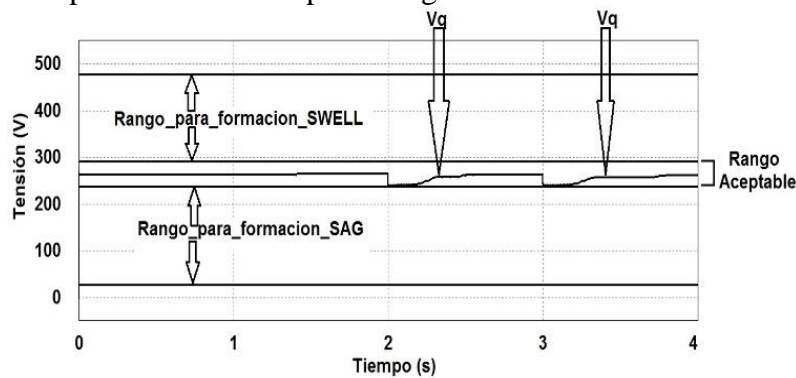
FIGURA 9. Comportamiento de tensión en PCC al momento del arranque de los motores en la red de distribución sin el sistema de energía basado en banco de supercondensadores



Al observar la “Fig. 9”, antes de ingresar en funcionamiento las cargas ($t < 0,3$ s), el nivel de tensión se encuentra en el rango aceptable establecido en la sección 3 con un valor igual a 265,5 V y con una corriente de 13 A debido a la carga de 20Ω que se encuentra conectado y en 0,3 s se observa una disminución repentina y transitoria de la tensión con un valor igual a 231 V, esto se debe a que en dicho momento arranca el primer motor produciéndose un pico de corriente de 400 A, con un tiempo de duración de 0,2 s, producto por el cual la tensión en el PCC se ubica dentro del rango establecido para la formación de sags, el tiempo en que ingresa nuevamente el nivel de tensión dentro del rango aceptable es de 0,2 s, de igual modo sucede en 0,7 s debido a que ingresa a funcionar el segundo motor, con el mismo valor de pico de corriente y tiempo de estabilización.

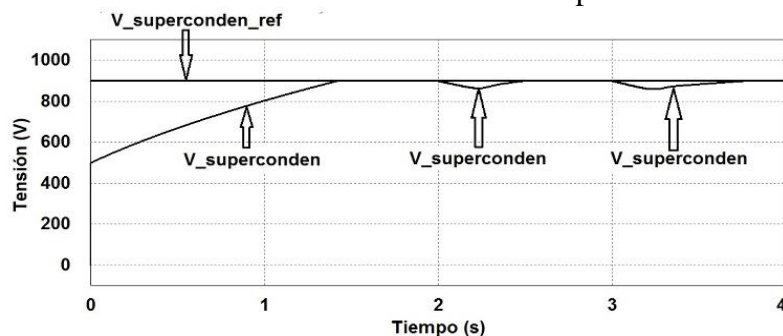
Ahora se considera la conexión del sistema de energía basado en banco de supercondensadores, el cual inyecta energía para mitigar los huecos de tensión en el PCC obteniendo la “Fig. 10”.

FIGURA 10. Nivel de tensión con la incursión del sistema de energía basado en banco de supercondensadores para mitigar los huecos de tensión en el PCC



En la “Fig. 10”, se puede observar que al momento del arranque del primer motor que ocurre en el tiempo de 2 s el nivel de tensión se encuentra dentro de los rangos aceptables establecidos en la sección 3, con un valor mínimo de 244 V y con un tiempo de estabilización de 0 s para que el nivel de tensión ingrese al rango aceptable; en comparación con el nivel de tensión de la “Fig. 9” se incrementó 13 V, de igual modo sucede en 3 s cuando ingresa a funcionar el segundo motor con nivel de tensión al momento del arranque de 244 V. El nivel de tensión del banco de supercondensadores se indica en la “Fig. 11”.

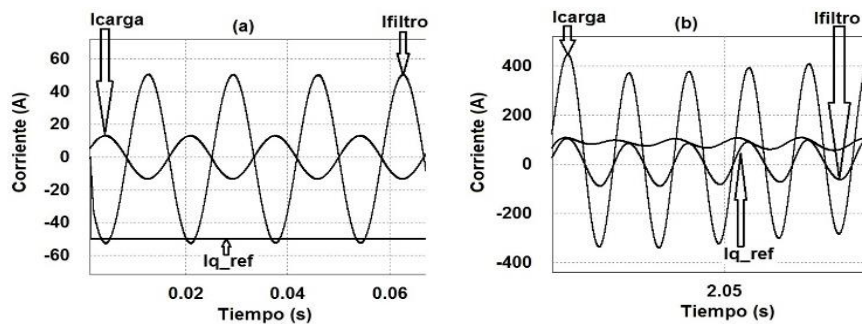
FIGURA 11. Nivel de tensión del banco de supercondensadores



En la “Fig. 11”, se puede apreciar el nivel de tensión del banco de supercondensadores: antes de ingresar los motores a la red de distribución el nivel de tensión del banco de supercondensadores se incrementa hasta un valor de referencia de 900 V, con el convertidor de potencia funcionando como rectificador, absorbiendo energía desde la red de distribución con referencia negativa igual a -50 A, cabe destacar que en esta condición la corriente del sistema de inyección basado en supercondensadores está desfasada con la corriente que circula a la carga (Fig. 12a), en este estado el sistema de inyección de energía basado en banco de supercondensadores se encuentra en *modo carga*; cuando la tensión del banco de supercondensadores alcanza su respectiva referencia consume corrientes iguales a 2 A por fase, en este estado el sistema de inyección de energía se encuentra en *modo stand-by*; pero al momento del ingreso del primer motor existe una disminución de tensión del banco de supercondensadores con un valor mínimo de 858 V con su respectivo convertidor de potencia como inversor para de esta manera suministrar energía hacia la red de distribución, con su lazo de corriente con referencia positiva igual a 115 A, de igual manera cabe destacar que la corriente del sistema de inyección basado en supercondensadores inyectada hacia la red de distribución se encuentra en fase con la corriente que circula hacia la carga (Fig. 12b), esta disminución de tensión del banco de supercondensadores se mantiene durante el arranque de los motores por un tiempo de 0.2 s, en este estado el sistema de inyección de energía se

encuentra en *modo descarga*, una vez transcurrido ese tiempo la tensión del banco de supercondensadores se vuelve a incrementar hasta su valor de referencia (Fig. 11) repitiéndose nuevamente el ciclo mencionado anteriormente cuando exista la presencia de otro hueco de tensión.

FIGURA 12. Corriente de referencia del sistema de energía basado supercondensadores: a) en modo carga, b) en modo descarga



Un aspecto importante es el nivel de THD que se produce al momento de carga, stand-by y descarga del banco de supercondensadores que al simular se obtuvo lo siguiente: con respecto al THD de la corriente que circula hacia la carga se obtuvo 2,6% menor a lo establecido que es del 8% (regulación CONELEC 004/01, NP EN 50160-2010), con respecto al THD de la tensión medido en el PCC se obtuvo 2,3% menor a lo establecido y finalmente el THD de la corriente que circula hacia el sistema basado en banco de supercondensadores se obtuvo 4,2% menor a lo establecido.

Conclusiones

El presente artículo realiza un estudio para mitigar los huecos de tensión en el PCC debido al ingreso de cargas transitorias a la red eléctrica, concluyendo así que el sistema basado en supercondensadores actúa de forma correcta ante una disminución de tensión en el PCC, pues dicho sistema posee una rápida respuesta de actuación evitando así la formación de huecos de tensión, otro aspecto que se concluye es que el nivel de tensión en el PCC no se ve afectado cuando el sistema de energía basado en banco de supercondensadores se encuentra en modo carga, finalmente se concluye también que el sistema de energía basado en banco de supercondensadores no afecta los niveles de THD de la tensión y corriente en el PCC.

Un problema que posee este sistema es que si el nivel de tensión se ubica por debajo de la tensión mínima permitida, el sistema ya no va a poder inyectar energía para evitar la formación de los huecos de tensión y si el sistema de control en ese instante actúa de forma errónea el sistema de inyección de energía va a empezar absorber energía desde la red para ingresar al modo carga involucrando de forma directa una disminución más drástica del nivel de tensión en el PCC.

Agradecimientos

El primer autor agradece a la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación (SENESCYT) de la República del Ecuador por la beca de cuarto nivel.

El segundo autor desea agradecer el apoyo económico e institucional del Proyecto Prometeo patrocinado por la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación (SENESCYT) de la República del Ecuador.

Referencias

- [1] A. Bose, K. Tomsovic, M. Vaziri (2004). A Directed Graph Formulation of the Multistage Distribution Expansion Problem. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1335-1341. doi: <http://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.829146>.
- [2] TECSUP. Programa de Extensión para profesional-Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Recuperado de: <https://es.scribd.com/document/179746191/sistemas-de-distribucion-pdf> Fecha de consulta: (Septiembre, 2017).
- [3] Banco Central del Ecuador. Reporte de Minería. Recuperado de: <https://web.archive.org/web/20170926215322/https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ReporteMinero012017.pdf> Fecha de consulta: (Septiembre, 2017).
- [4] P. Miller. Revista Cuenca Ilustre—Información de Historia, Cultura y Turismo de Cuenca-Azuay. Recuperado de: <https://web.archive.org/web/20170616014309/https://patomiller.wordpress.com/> Fecha de consulta: (Septiembre, 2017).
- [5] H. Criollo, F. Hernández. Minería Artesanal del oro de Aluvión Mocoa, Putumayo, Amazonia Colombiana. Recuperado de: <https://web.archive.org/web/20170926220714/http://www.bdigital.unal.edu.co/53064/6/9587015630.preliminares.pdf> Fecha de consulta: (Septiembre, 2017).
- [6] G.V. Deshpande, S.S. Sankeshwari (2013). Speed Control of Induction Motors Using Hybrid PI Plus Fuzzy Controller. *International Journal of Advances in Engineering & Technology (IJAET)*, 2254-2258. ISSN: 22311963.
- [7] L.G. González (2011). Mejora de la eficiencia y de las prestaciones dinámicas en procesadores electrónicos de potencia para pequeños aerogeneradores sincrónicos operando en régimen de velocidad variable (Tesis para optar el grado de doctor). Universidad Politécnica de Valencia, España.
- [8] F.A. Bardemaker (2006). Modulação Vetorial aplicada a Retificadores Trifásicos PWM Unidirecionais (Tese para o grau de doutor). Universidad Federal de Santa Catarina, Brasil
- [9] I. Barbi, A. Morais, F.L. Tofoli (2015). Modelling, Digital Control and Implementation of a Three-Phase Four-Wire Power Converter Used as A Power Redistribution Device. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Volumen. 12, 2-5. doi: <http://doi.org/10.1109/TII.2016.2544248>.