

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



**DISEÑO EN MATLAB DE UN GENERADOR DISTRIBUIDO
PARA SUMINISTRAR ENERGÍA ELÉCTRICA A UNA RED DE
DISTRIBUCIÓN**

Tesis para optar por el título profesional de Ingeniero Electrónico, que presenta el
bachiller:

Carlos Eduardo Rojas Ramos

ASESOR:

Mg. Ing. Ana Cecilia Moreno Alamo

Lima, abril de 2021

Resumen

La generación de energía eléctrica es sumamente necesaria para el desarrollo socioeconómico de una nación. Se estima que durante los próximos años se continuará con el incremento sostenido de la demanda de energía eléctrica en el país [5] a la par que aumentan las preocupaciones relacionadas a temas ambientales provenientes de la instalación y utilización de la energía. En un contexto de mercado de energía, por razones económicas y de crecimiento poblacional en zonas urbanas, los sistemas de potencia están expuestos a un estrés incremental, resultando en que los sistemas operen cerca de sus límites de estabilidad aumentando el riesgo de apagones [15]. En este contexto la Generación Distribuida utilizando Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs) aparece para contrarrestar el gran impacto ambiental generado por las hidroeléctricas convencionales. Esta alternativa hace factible atender las necesidades de energía eléctrica de pequeños centros urbanos y lugares de difícil acceso, contribuyendo también de esta manera con la descentralización del sistema de generación de energía eléctrica convencional.

El presente trabajo consiste en el diseño en el software Matlab de un Generador Distribuido (GD) para suministrar energía eléctrica a una red de distribución. El GD está conformado por: un generador síncrono, un sistema de excitación y una turbina hidráulica y su gobernador. El GD se diseñó operando a la par con una subestación de 138 kV, para suministrar energía eléctrica a una red de distribución de 10 kV alimentando una carga total de 5 MW y 1.4578 MVAR. En la elección del generador se consideró un generador síncrono de polos salientes de una potencia de 6.25 MVA, ya que su uso es adecuado en una PCH. El sistema de excitación usado como base fue el tipo DC1C del estándar de la IEEE para estudios de sistemas de potencia [25], a partir del cual se realizó el control de la tensión terminal o de potencia reactiva del GD. Con el sistema de generación distribuida diseñado, se analizó el comportamiento y el perfil de tensión de la red de distribución, en distintos puntos de operación del GD, en etapas previa y posterior a su desconexión con la red de distribución. Asimismo, se evaluó el desempeño del sistema de excitación en los diversos escenarios ante la desconexión repentina de una carga y se analizó la variación en el perfil de tensión de la red de distribución para esta desconexión. El desarrollo de esta tesis se realizó en el entorno de Matlab y Simulink, usando las librerías Simscape SimPowerSystems que permiten modelar y simular sistemas eléctricos de potencia.

Dedicado a mis padres.



Índice general

Introducción	1
1. Problemática en la generación de energía eléctrica	3
1.1. Problemática	3
1.2. Estado del arte	5
1.3. Justificación.....	9
1.4. Objetivos	11
1.4.1. Objetivos generales.....	11
1.4.2. Objetivos específicos.....	11
2. Fundamentos para el diseño del generador distribuido	12
2.1. El sistema por unidad (pu)	12
2.2. Efectos de la carga en un generador síncrono.....	12
2.3. Control de potencia reactiva mediante corriente de campo.....	13
2.4. La transformación dq0.....	14
2.5. Modelamiento matemático de la máquina síncrona.....	15
2.5.1. Devanados de amortiguamiento.....	15
2.5.2. Eje directo y de cuadratura	16
2.5.3. Modelo del funcionamiento dinámico de la máquina síncrona	16
2.5.3.1. Ecuaciones del circuito del estator	17
2.5.3.2. Ecuaciones del circuito del rotor	18
2.5.4. Ecuaciones referidas al circuito del rotor dq0	18
2.5.4.1. Flujos enlazados en el estator en el sistema dq0	18
2.5.4.2. Flujos enlazados en el rotor en el sistema dq0.....	19
2.5.4.3. Voltajes del circuito del estator en el sistema dq0	19
2.5.5. Modelo matemático de la máquina síncrona en el sistema pu	20
2.6. Sistemas de excitación	21
2.6.1. Elementos generales de un sistema de excitación	21
2.6.2. Modelamiento de los sistemas de excitación	22
2.6.2.1. Excitatriz de corriente continua	22
2.6.2.2. Amplificadores	23
2.6.2.3. Circuito de estabilización del sistema de excitación.....	24
2.6.2.4. Transductores de voltaje y compensadores de carga.	24

2.6.3.	Modelamiento de sistemas de excitación completos.....	24
2.6.3.1.	Modelo del sistema de excitación DC1C.....	25
2.6.4.	Regulador de VAR/FP	25
2.7.	Modelamiento de turbinas hidráulicas y gobernador	26
2.7.1.	Turbina hidráulica	26
2.7.2.	Gobernador hidráulico	27
2.8.	Líneas de transmisión	27
3.	Diseño del generador distribuido operando en la red de distribución	29
3.1.	Representación del generador síncrono.....	29
3.1.1.	Parámetros Estándar según la definición clásica	29
3.1.2.	Parámetros del generador empleado	30
3.1.3.	Transformador del generador síncrono	32
3.2.	Flujo de potencia.....	33
3.3.	Representación del sistema de excitación.....	34
3.3.1.	Control de tensión terminal.....	34
3.3.2.	Control de Potencia reactiva.....	37
3.4.	Representación de la turbina hidráulica	38
3.4.1.	Turbina hidráulica	38
3.4.2.	Gobernador para turbina hidráulica	39
3.5.	Representación de las cargas.....	43
3.6.	Representación de las líneas de distribución.....	44
3.7.	Representación de la subestación eléctrica.....	46
3.7.1.	Línea de alta tensión	47
3.7.2.	Transformador de AT/MT	47
3.8.	Consideraciones de simulación.....	47
4.	Pruebas y análisis de los resultados	49
4.1.	Tap del transformador de la subestación eléctrica	49
4.2.	Sistema eléctrico con GD controlando la tensión terminal	51
4.2.1.	Desconexión del GD con tensión terminal constante	53
4.3.	Sistema eléctrico con GD controlando potencia reactiva.....	54
4.3.1.	GD operando con factor de potencia unitario	54
4.3.2.	GD operando con factor de potencia de 0.85 inductivo y capacitivo	57
4.3.2.1.	Factor de potencia de 0.85 inductivo	57

4.3.2.2. Factor de potencia de 0.85 capacitivo	59
4.3.3. GD operando con factor de potencia de 0.9 inductivo y capacitivo	62
4.3.3.1. Factor de potencia de 0.9 inductivo	62
4.3.3.2. Factor de potencia de 0.9 capacitivo	64
4.4. Análisis de los resultados	67
Conclusiones	70
Recomendaciones	72
Bibliografía	73



Índice de figuras

Figura 1.1: Producción de energía eléctrica por tecnologías.....	3
Figura 1.2: Centrales eléctricas por tipo de tecnología	4
Figura 1.3: Esquema típico de una pequeña central hidroeléctrica	6
Figura 1.4: Diagrama unifilar de la red de distribución	8
Figura 2.1: Efectos del incremento de carga en un generador síncrono. (a) Factor de potencia en retraso, (b)factor de potencia unitario, (c)factor de potencia en adelanto	13
Figura 2.2: Diagrama fasorial del efecto de la variación de la corriente de campo	14
Figura 2.3: Diagrama esquemático de una máquina síncrona de 3 fases	15
Figura 2.4: Devanados de amortiguamiento	16
Figura 2.5: (a) Circuitos de rotor en los ejes d-q y (b) circuitos del estator.....	17
Figura 2.6: Diagrama de bloques de un sistema de control de excitatriz.....	22
Figura 2.7: Excitatriz dc	23
Figura 2.8: Diagrama de bloques de un excitador dc	23
Figura 2.9: Modelo de un amplificador.....	24
Figura 2.10: Modelo del compensador de carga y transductor de voltaje.....	24
Figura 2.11: Modelo de sistema de excitación DC1C.....	25
Figura 2.12: Diagrama de bloques de un regulador de var/FP	26
Figura 2.13: Modelo no lineal de la turbina asumiendo una columna de agua inelástica	27
Figura 2.14: Modelo del gobernador PID.....	27
Figura 3.1: Generador síncrono conectado a la turbina hidráulica y sistema de excitación tipo DC1A	32
Figura 3.2: Bus 'k' con sus 4 parámetros	33
Figura 3.3: Herramienta 'Load flow tool' de Simulink	34
Figura 3.4: Sistema de excitación DC1A.....	35
Figura 3.5: Cálculo de flujo de potencia para la operación del GD en modo de control de potencia reactiva.....	37
Figura 3.6: Sistema de Excitación configurado para regular la Potencia Reactiva	38
Figura 3.7: Gobernador de la turbina hidráulica PID	40
Figura 3.8: Diagrama de sistema simplificado para ganancia permanente RP	40
Figura 3.9: Test bench de la Turbina y Gobernador.....	42
Figura 3.10: Velocidad del rotor (ω_m), Potencia activa (P_{eo}) y Voltaje de campo (V_f).	42
Figura 3.11: Velocidad del rotor (ω_m), Potencia activa (P_{eo}) y Voltaje de campo (V_f).	43

Figura 3.12: Bloque de impedancia RLC.....	46
Figura 3.13: Distribución de cargas y líneas de distribución.....	46
Figura 3.14: Representación de la subestación eléctrica.....	47
Figura 3.15: Cargas resistivas para simulación.	48
Figura 4.1: Esquema del sistema eléctrico con generación distribuida.....	50
Figura 4.2 Tensión en los buses de carga con el GD controlando su tensión terminal	51
Figura 4.3: Tensión terminal 'Vt', Potencia activa 'Peo', Potencia reactiva 'Qeo' y tensión de campo 'Vf' del GD.	52
Figura 4.4: Tensiones en los buses de carga con desconexión de la carga 'COMERCIAL_1' con el GD controlando su tensión terminal	53
Figura 4.5: Tensiones en los buses de carga con desconexión del GD controlando su tensión terminal	53
Figura 4.6: Tensiones en los buses de carga con la desconexión del GD operando con factor de potencia unitario.....	55
Figura 4.7: Tensión terminal 'Vt', potencia reactiva 'Qeo' del GD y tensión de campo 'Vf'	56
Figura 4.8: Tensiones en los buses de carga con la desconexión de la carga 'COMERCIAL_1' con el GD operando con factor de potencia unitario.....	56
Figura 4.9: Tensiones en los buses de carga con la desconexión del GD operando con factor de potencia inductivo	57
Figura 4.10: Tensión terminal 'Vt' del GD, potencia reactiva 'Qeo' y tensión de campo 'Vf'.....	58
Figura 4.11: Tensiones en los buses de carga con desconexión de la carga 'COMERCIAL_1' con GD operando con factor de potencia inductivo	59
Figura 4.12: Tensiones en los buses de carga con desconexión del GD operando con factor de potencia capacitivo	60
Figura 4.13: Tensión terminal 'Vt', potencia reactiva 'Qeo' y tensión de campo 'Vf'	61
Figura 4.14: Tensiones en los buses de carga con desconexión de la carga 'COMERCIAL_1' con GD operando con factor de potencia capacitivo	61
Figura 4.15: Tensiones en los buses de carga con la desconexión del GD con factor de potencia inductivo	62
Figura 4.16: Tensión terminal 'Vt', potencia reactiva 'Qeo' y tensión de campo 'Vf'	63
Figura 4.17: Tensiones en los buses de carga con la desconexión de la carga 'COMERCIAL_1' con el GD operando con factor de potencia inductivo.....	64
Figura 4.18: Tensiones en los buses de carga con desconexión del GD operando con factor de potencia capacitivo	65
Figura 4.19: Tensión terminal 'Vt' del GD, potencia reactiva 'Qeo' y tensión de campo 'Vf'.....	66
Figura 4.20: Tensiones en los buses de carga con la desconexión de la carga 'COMERCIAL_1' con el GD operando con factor de potencia capacitivo	66

Índice de tablas

Tabla 1.1: Potencial hidroeléctrico técnico del Perú	9
Tabla 1.2: Evolución del sistema de transmisión 2008 – 2017	10
Tabla 3.1: Expresiones para los parámetros Estándar de la máquina síncrona en el eje 'd'	30
Tabla 3.2: Especificaciones técnicas del generador síncrono	31
Tabla 3.3: Parámetros Estándar para el generador síncrono	31
Tabla 3.4: Tipos de buses en un sistema eléctrico.....	33
Tabla 3.5: Valores para el sistema de excitación DC1C	36
Tabla 3.6: Potencias asignadas a las cargas.	44
Tabla 3.7: Características eléctricas del conductor N2XS2Y-S 6/10 (12) kV	45
Tabla 3.8: Longitud de los conductores de media tensión	45
Tabla 4.1: Tensiones en los buses de carga con el GD controlando su tensión terminal.	51
Tabla 4.2: Tensiones en los buses de carga luego de la desconexión del GD controlando su tensión terminal.....	54
Tabla 4.3: Tensiones en los buses de carga antes y después de la desconexión del GD operando con factor de potencia unitario.	55
Tabla 4.4: Tensiones en los buses de carga con el GD operando con factor de potencia 0.85 inductivo.	58
Tabla 4.5: Tensiones en los buses de carga con GD operando con factor de potencia 0.85 capacitivo.	60
Tabla 4.6: Tensiones en los buses de carga con el GD operando con factor de potencia 0.9 inductivo.	63
Tabla 4.7: Tensiones en los buses de carga con el GD operando con factor de potencia 0.9 capacitivo.	65
Tabla 4.8: Tensiones (pu) en los buses de carga antes de la desconexión del GD de la red de distribución.	67
Tabla 4.9: Tensiones (pu) en los buses de carga después de la desconexión del GD de la red de distribución.	68

Introducción

La generación de energía eléctrica es fundamental para el desarrollo socioeconómico de una nación. En un contexto de interés entorno a cambios climáticos sostenidos, y a razón de que el Perú es un país en el que la generación de energía eléctrica se realiza principalmente por termoeléctricas, que emplean recursos no renovables que liberan gases como el dióxido de carbono que son altamente contaminantes para el medio ambiente y por grandes centrales hidroeléctricas, cuya construcción conlleva a un alto impacto ambiental proporcional al tamaño de estas centrales. A esto se suma la creciente y sostenida demanda de energía eléctrica a lo largo de los años, lo cual hace que los sistemas de potencia se encuentren sobrecargados. Esta sobrecarga es generada por un intento de suministrar la demanda de energía desde las principales centrales hacia el norte y sur del país, conllevando a una generación de energía centralizada. En este contexto la energía eléctrica debe ser transportada desde ubicaciones lejanas a las cargas, resultando en que se incrementan las pérdidas de potencia por efecto Joule en las largas líneas de transmisión. Es importante resaltar que la continua sobrecarga de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) hace que estos sistemas operen cerca de sus límites de estabilidad por lo tanto los riesgos de fallas pueden incrementarse.

Frente a este contexto la generación distribuida, definida como una fuente de energía eléctrica conectada directamente a una red de distribución surge como una solución oportuna. De esta manera la ubicación de un generador distribuido operando cercano a las cargas conlleva a que estas reciban los niveles de tensión adecuados. Asimismo, se evita que la energía tenga que ser transmitida por grandes distancias, con lo cual las pérdidas de potencia por transmisión serán menores y se logra que los SEP no estén expuestos a una constante sobrecarga. El Perú es un país de gran potencial hídrico proveniente de los ríos, lo que lo hace adecuado para la implementación de Generadores Distribuidos (GD) como lo son las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs), que son fuentes de energía renovable de impacto ambiental reducido a comparación del impacto ambiental generado por las hidroeléctricas convencionales.

La inserción de un GD en una red de distribución implica el estudio de las nuevas condiciones de operación de la red, ya que altera su perfil original de tensión en los buses de carga; estas tensiones en los buses no deben sobrepasar los límites permitidos. Asimismo, se debe evaluar la respuesta de la red de distribución ante diferentes escenarios de operación del GD y ante situaciones de desconexión repentina del GD y de las cargas debido a fallas en el SEP.

El presente trabajo de tesis tiene como objetivo diseñar en el entorno de Matlab y Simulink un generador distribuido para suministrar energía eléctrica a una red de distribución. De esta manera con el GD diseñado e insertado en el SEP, se realizan simulaciones y se evalúa el perfil de tensión de la red de distribución en escenarios previos y posteriores a la desconexión del GD de la red de distribución. Asimismo, se evalúa la desconexión repentina de una carga en todos los escenarios de operación del GD; y se determina en cuales escenarios la inserción del GD en el SEP, es beneficioso en el perfil de tensión en los buses de carga de la red de distribución.

El presente trabajo de tesis está estructurado de la siguiente manera: en el capítulo 1 se presenta la problemática en la generación de energía eléctrica y a la generación distribuida como una solución oportuna. En el capítulo 2 se abordan los fundamentos necesarios para diseñar las partes de un sistema de generación distribuida. En el capítulo 3 se presenta el diseño del generador distribuido para su simulación y análisis en el entorno de Matlab/Simulink. En el capítulo 4 se realizan las simulaciones en diversos escenarios de operación del GD y se analizan las gráficas de la respuesta del SEP en cada escenario de operación del GD. Finalmente se presentan las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros.

Capítulo 1: Problemática en la generación de energía eléctrica

1.1. Problemática

Las principales fuentes de generación eléctrica en el Perú están basadas en centrales térmicas e hidroeléctricas. Hasta el año 2002 la energía eléctrica generada por centrales hidroeléctricas representaba el 85% del total de energía eléctrica producida. Posteriormente con el desarrollo de plantas que aprovechaban el gas natural, el porcentaje de producción por centrales hidroeléctricas disminuyó hasta un 61% al 2008 [1]. Estas centrales termoeléctricas, al operar con combustibles fósiles, constituyen una fuente de energía no renovable en cuya operación se liberan dióxido de carbono (CO₂) y óxidos de azufre y nitrógeno. Estos óxidos producen lluvias ácidas que contaminan ríos y lagunas, matando a los seres vivos que habitan el lugar y deteriorando los ecosistemas. Adicionalmente, a esto se suma la contaminación térmica producida por los sistemas de refrigeración que en su operación producen cambios térmicos en el agua, por consiguiente si la temperatura de esta agua no es controlada al ser devuelta a los ríos y mares puede perjudicar a las especies que habitan en ella [2]. En la Figura 1.1 se muestra un gráfico de las tecnologías empleadas para la generación de energía eléctrica para el año 2019 de acuerdo al Ministerio de Energía y Minas [3].

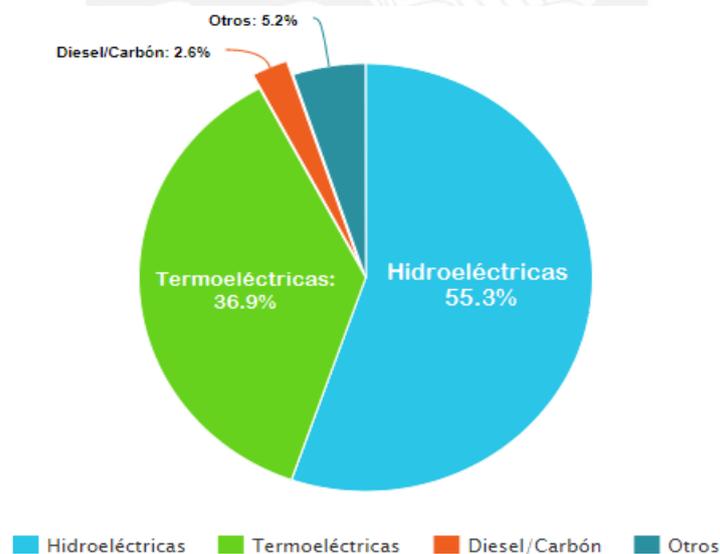


Figura 1.1: Producción de energía eléctrica por tecnologías.

Las centrales hidroeléctricas, aunque constituyen una fuente renovable de energía también tienen efectos adversos como la inundación de grandes áreas de agricultura, deterioro de la vegetación y fauna del lugar, alteraciones en los ecosistemas de los ríos y alteraciones del

paisaje [4]. Estos impactos están directamente relacionados con el tamaño de la central hidroeléctrica.

Las principales centrales de generación de energía eléctrica están localizadas en la parte centro-oeste del Perú como se muestra en la Figura 1.2. Las centrales de generación conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) representan el 87% del mercado peruano. Al tratarse de una generación centralizada, estas centrales deben suministrar energía eléctrica hacia el norte y sur del país lo que ocasiona una saturación en las líneas de transmisión y grandes pérdidas de potencia en dichas líneas. Se estima un aumento de la demanda de energía eléctrica que se cuadruplicaría hacia el 2030, lo que ocasionaría un desabastecimiento de energía si no se proyectan nuevas centrales y no se invierte en una mejora en la transmisión de energía, dado que las líneas de transmisión operan cerca de su máxima capacidad [5].

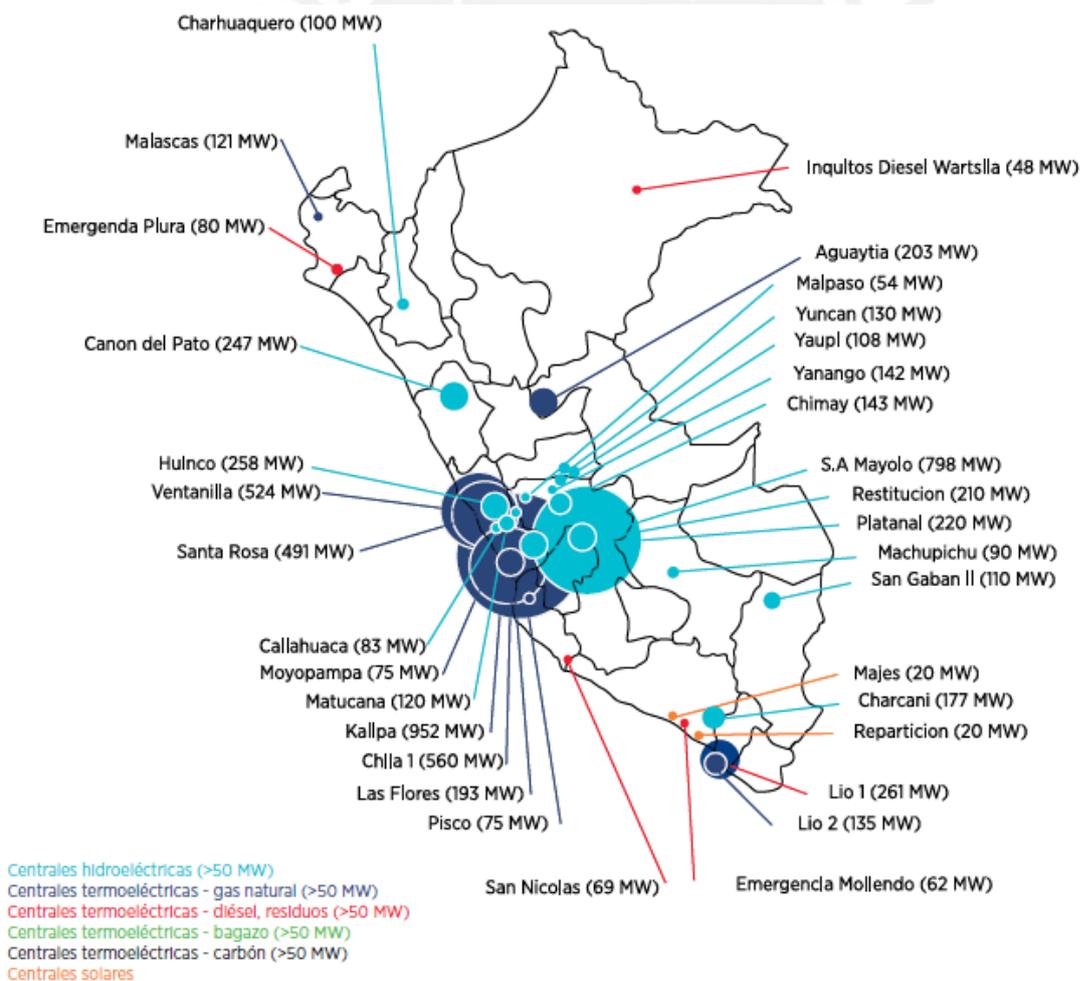


Figura 1.2: Centrales eléctricas por tipo de tecnología [5]

La pobreza está directamente relacionada al acceso a servicios básicos como la electricidad. Es por esto que el gobierno viene realizando esfuerzos para suministrar energía eléctrica a zonas rurales del país, como parte de estrategias de inclusión. En este aspecto la generación distribuida de energías renovables (solar, pequeñas centrales hidroeléctricas, etc.) puede tener un papel importante en proveer energía eléctrica a estas zonas rurales [5], ya que evitaría la construcción de grandes líneas de transmisión para poblaciones que requieren bajo consumo de energía eléctrica como en las zonas rurales, donde en el 2016 para un hogar en promedio se consumió 40.9 kWh/mes [6].

Ante la creciente centralización en la generación de energía eléctrica y dado que las construcciones de centrales termoeléctricas y grandes centrales hidroeléctricas conllevan a un elevado impacto ambiental, sistemas de generación distribuida del tipo Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH), surge como una solución oportuna para suministrar energía eléctrica a zonas alejadas del SEIN y de esta manera evitar el elevado impacto ambiental por construcciones de grandes centrales de generación.

1.2. Estado del arte

En el proceso de generación de energía eléctrica mediante PCHs, el agua captada de los ríos ingresa a una represa por una entrada llamada *bocatoma*. Esta represa, constituida generalmente por barreras de metal y acero, tiene la función de almacenar agua y mantener un flujo constante. Antes de que el agua descienda a las turbinas, esta es filtrada con el objetivo de separar escombros del agua, dado que estos podrían obstruir el flujo del agua y/o dañar las turbinas. Finalmente, el agua desciende *a la casa de máquinas* mediante una *tubería de presión*. En este lugar el agua produce movimiento en las turbinas, las cuales entregan energía mecánica a los generadores síncronos que harán finalmente la conversión a energía eléctrica. Toda instalación debe tener válvulas o compuertas en la cima de la tubería de presión que desvíen el agua cuando se requiera hacer mantenimiento a los generadores [7]. En la Figura 1.3 se muestra el esquema típico de una PCH.

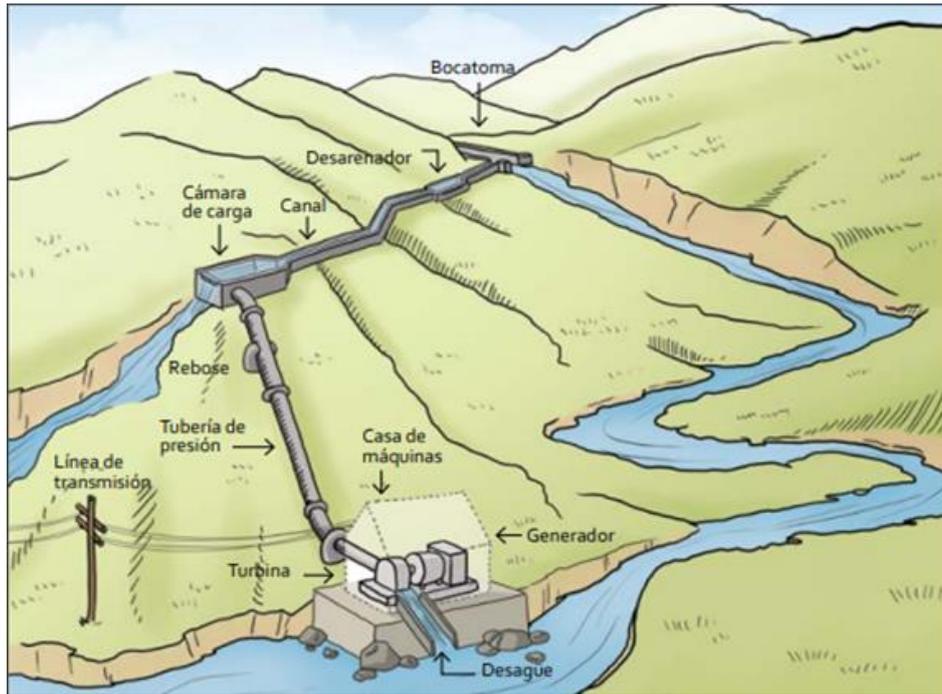


Figura 1.3: Esquema típico de una pequeña central hidroeléctrica [8]

Aun cuando no existe un consenso sobre los límites de potencia instalada que definen a una PCH, la aceptación mundial más común es de una potencia menor a 10 MW, (aunque en China oficialmente está definida la PCH, hasta una potencia de 25 MW). A plantas menores a 2 MW se les denomina mini centrales, mientras que las que están por debajo de 500 kW son denominadas micro centrales y pico centrales son las menores de 10 kW [7].

En diversos países, las PCHs han sido la base en la implementación de sistemas de generación distribuida. Estas PCHs en gran proporción operan haciendo uso de generadores síncronos, los cuales requieren de un sistema de control de excitación propio para su operación. Asimismo, se hace necesario un estudio previo de las condiciones de carga y operación del generador con el objetivo de obtener los requisitos del suministro, en términos de tensión constante de salida del generador distribuido (GD), factor de potencia adecuado del sistema y perfil de tensión en régimen permanente del SEP.

Morán, 2005, analizó el impacto de GDs síncronos en sistemas de distribución eléctrica en régimen permanente. Este estudio se realizó calculando los flujos de potencia del SEP usando el método Newton-Raphson que provee resultados precisos, pero con un elevado costo computacional, lo que hace que este método no tenga muy buen desempeño en aplicaciones en

tiempo real. De esta manera fueron analizadas dos formas de control del sistema de excitación del generador: control de la tensión terminal constante y control del factor de potencia. Asimismo, se determinó el perfil de tensión de un SEP en régimen permanente, las pérdidas de potencia activa y reactiva, y la estabilidad de tensión ante diferentes condiciones de carga. Con los resultados obtenidos se propusieron índices matemáticos que permitirían analizar sistemáticamente el impacto de la instalación de los GDs en la red de distribución y de esta manera elegir los puntos más adecuados para la instalación de estos generadores síncronos [9].

Douglas, 2007, estudió el impacto causado por la instalación de un generador síncrono de tamaño medio en una red de distribución de energía eléctrica. El estudio se enfocó en el análisis en régimen permanente de las tensiones, con el objetivo de analizar las pérdidas eléctricas, las caídas de tensión debido a corrientes de cortocircuito y estabilidad de tensión del sistema. Haciendo uso de la herramienta computacional *DIgSILENT PowerFactory* 13.2. se simularon diversos escenarios que incluyen al sistema operando con carga máxima y carga mínima. Para ello se consideró el modo de excitación del generador síncrono, de manera que este mantenga un factor de potencia fijo o un voltaje terminal constante. Los resultados mostraron que el sistema de excitación operando en modo de control de tensión terminal constante, tiene generalmente mejor desempeño, mostrando un perfil de tensión más uniforme en casos de carga máxima y mínima, mejor regulación de tensión y un mayor margen de estabilidad del sistema. En este artículo, los autores concluyen que estos resultados son importantes para determinar las mejores condiciones de instalación y operación de los GDs en la red de distribución [10].

En Freitas, et al., 2005, realizaron una comparativa entre generadores síncronos y generadores de inducción (jaula de ardilla) con el objetivo de determinar los impactos de la conexión de estos generadores en una red de distribución. En el análisis de generadores síncronos operando en régimen permanente encontraron que controlando la excitación del generador para mantener tensión constante resulta en un mejor perfil de la red de distribución en máxima y mínima carga, mientras los generadores de inducción en el caso de carga mínima, exceden los límites de niveles de tensión recomendados (0.95-1.05 pu). Para este análisis de perfil de tensión se utilizó la red mostrada en la Figura 1.4, donde se observan los GDs conectados en el bus 6.

Adicionalmente, hallaron que los generadores síncronos ofrecen una mejor regulación de tensión a comparación de los de inducción, dado que permiten un mayor margen de estabilidad de tensión a diversas potencias (curvas PV) y en casos de caídas de tensión pueden mejorar el

nivel de tensión en el bus del generador. Por otro lado, el uso de generadores de inducción resultó ser el más adecuado en el caso de redes con restricción de la capacidad de cortocircuito, ya que estas máquinas de inducción no tienen la capacidad de suministrar corrientes de cortocircuito de forma sostenida. Los autores afirman que estos resultados evidencian que la adecuada selección del tipo de generador depende de las características de red [11], sin embargo en el análisis se aprecia que la mayoría de pruebas dieron como resultado que el generador síncrono es el más adecuado para su uso en generación distribuida.

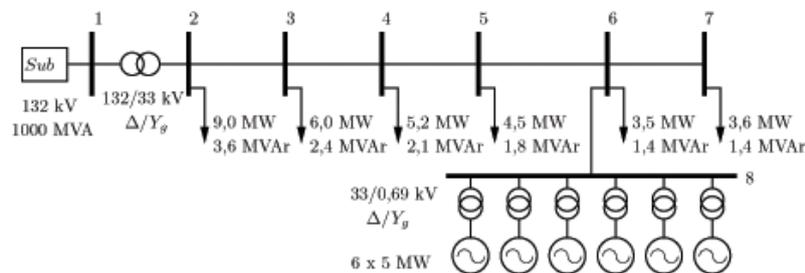


Figura 1.4: Diagrama unifilar de la red de distribución [11]

En Jerkovic, Miklosevic, Spoljaric, 2010; los autores realizaron una revisión de los sistemas de excitación de los generadores síncronos, analizando su clasificación, ventajas, inconvenientes y formas de control. Se realizó una división de 3 grupos: Excitación por corriente continua, por corriente alterna y sistemas de excitación estáticos. Los sistemas de excitación de corriente continua que empleaban generadores DC han sido casi desplazados en la actualidad por los de excitación de corriente alterna, que utilizan alternadores con un sistema de rectificación estacionario o rotativo para producir la corriente continua que alimentará al generador síncrono. Asimismo, mencionan que existen tres propiedades importantes para el control del sistema de excitación: (1) La velocidad de operación que es crucial para mantener la estabilidad de potencia en el sistema (Por ejemplo, en casos de un rápido corte en la excitación por alguna falla o una rápida limitación de tensión en una descarga repentina), (2) La autonomía, lo que implica que la alimentación del sistema de excitación debe estar asegurada bajo cualquier circunstancia y (3) la máxima seguridad, lo cual involucra la confiabilidad de los componentes y su sobredimensionamiento [12].

En los estudios revisados, se evalúa el perfil de tensión en régimen permanente de todos los buses de los SEPs, sin embargo, no consideran el análisis de la frecuencia de operación de los

generadores distribuidos en la red de distribución. La inserción de generadores distribuidos en el SEIN deben respetar el rango de frecuencia de operación establecido por el Osinergmin [13].

Por otro lado, en Douglas, 2007 y en Freitas et al, 2005, no proponen medidas o acciones de solución en los casos en que la inserción del generador, viola los límites de tolerancia y estabilidad.

En los estudios mencionados, cuando el generador opera en modo de tensión terminal constante, no se evalúa el factor de potencia, el cuál es un indicador del consumo de potencia reactiva. Asimismo, se hace necesario conocer el factor de potencia del generador para poder determinar si está funcionando dentro de los rangos de operación permitidos y así evitar daños en sus devanados.

En los estudios mencionados, no se enfatiza en el modelamiento del GD insertado en la red de distribución y tampoco se describe el diseño del sistema de excitación del generador síncrono, sistema que proporciona la corriente de campo del GD que permite el control de la tensión terminal y el control de la potencia reactiva entregada o absorbida por el GD.

1.3. Justificación

El Perú es un país de gran potencial hidroeléctrico con una potencia aprovechable de 69445 MW [14]. En la Tabla 1.1 se muestra el potencial hídrico del Perú por vertiente, potencial hídrico que está disponible en gran cantidad en la región selva del país, región que en su mayoría no se encuentra interconectada al SEIN. Por ejemplo, una central termoeléctrica de 48 MW suministra energía eléctrica a la ciudad de Iquitos, central termoeléctrica a base de diésel [5], el cual es un recurso no renovable y altamente contaminante.

Tabla 1.1: Potencial hidroeléctrico técnico del Perú [14].

Potencial Técnico del Perú			
Vertiente	Total (MW)	Excluido (MW)	Aprovechable (MW)
Pacífico	11402	2671	8731
Atlántico	86971	26345	60627
Titicaca	87	0	87
Total	98460	29016	69445

Debido al crecimiento poblacional, temas de competencia en el mercado de la electricidad y por razones económicas, los SEPs son sometidos a un estrés sostenido; es decir, suministran más cargas para las que fueron dimensionados y por ello operan cada vez más cerca a sus límites de estabilidad. Bajo estas circunstancias, riesgos de fallas y de colapsos eléctricos se incrementan. Para reducir el riesgo de fallas, los SEPs deben ser operados de modo que ningún equipamiento deba estar sobrecargado, todas las magnitudes de tensión del sistema se mantengan dentro de los límites apropiados y que condiciones de operación en estado estable sean alcanzadas posteriormente a una posible falla o contingencia [15].

Tabla 1.2: Evolución del sistema de transmisión 2008 – 2017 [16].

AÑOS	LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (km)				
	500 kV	220 kV	138 kV	< 69 kV (*)	TOTAL
2008		6 381.4	2 890.8	1 336.1	10 608.3
2009		8 153.8	3 212.6	1 698.8	13 065.2
2010		8 265.9	3 738.5	1 884.4	13 888.8
2011*	89.8	9 661.6	4 381.0	7 020.2	21 152.6
2012*	611.8	9 770.9	4 386.2	7 219.4	21 988.4
2013*	1 509.8	10 058.9	4 417.9	7 366.1	23 352.7
2014*	1 832.3	10 740.6	4 540.5	7 698.9	24 812.2
2015*	1 832.3	11 621.1	4 554.3	7 802.2	25 809.9
2016*	1 965.1	12 174.3	4 608.5	8 010.6	26 758.5
2017*	2 877.3	12 631.3	4 846.1	8 181.9	28 536.5

(*) Se ha considerado líneas de transmisión existente de las empresas distribuidoras y libres integrantes y no integrantes.

Como se puede observar en la Tabla 1.2. A lo largo de los años se muestra un sostenido incremento de la longitud en líneas de transmisión de tensiones menores a 69 kV, lo cual demuestra los intentos por suministrar la creciente demanda de energía eléctrica desde las subestaciones eléctricas que se encuentren más cercanas a las cargas. Esto conlleva a que los sistemas de potencia anteriores a estas líneas de transmisión de tensión menor a 69 kV, operen a potencias mayores de las que fueron diseñados causando la sobrecarga de los sistemas mencionados. Cabe resaltar que, al ser las líneas de transmisión de menor tensión las que se incrementan en longitud, esto conlleva a que las pérdidas de potencia por efecto Joule sean mayores.

El Perú cuenta con un considerable potencial hídrico proveniente de los ríos, y dada la cercanía de estos ríos a zonas con carencia de suministro eléctrico (poblaciones rurales con bajo consumo de energía), dada la dificultad que implica la construcción de grandes líneas de

transmisión, considerando la centralización de la producción de energía eléctrica ya mencionada, surge la necesidad de implementar sistemas distribuidos de generación de energía eléctrica provenientes de PCHs.

La generación distribuida puede ser definida como la generación de energía eléctrica conectada directamente a una red de distribución o al consumidor final [17]. Una característica común de la generación distribuida es la ubicación de los GDs cercanos a las cargas, por lo que la entrega de energía eléctrica del GD a la red de distribución, conlleva a minimizar las pérdidas de potencia en comparación con las líneas de transmisión convencionales. De esta manera, su ubicación cercana a las cargas permite que se alcancen los niveles de tensión adecuados para los equipamientos y luminarias de ciudades y zonas rurales no abastecidas. Es importante destacar que, la energía entregada por el GD aminoraría la sobrecarga en los SEPs, por ende, estos sistemas podrían operar lejos de sus límites de estabilidad, lo que los hace menos propensos a colapsos eléctricos.

Por las razones mencionadas, en esta tesis se propone el diseño de un GD de tipo rotatorio (usados en las PCHs) para alimentar una red de distribución. El desarrollo de esta tesis se realiza en el entorno de Matlab y Simulink, usando las librerías Simscape SimPowerSystems que permiten modelar y simular sistemas eléctricos de potencia.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivos generales

- Diseñar en Matlab un generador distribuido para suministrar energía eléctrica a una red de distribución.

1.4.2. Objetivos específicos

- Investigar y diseñar el modo de control de operación adecuado del sistema de excitación del generador para obtener la respuesta deseada.
- Alcanzar el perfil de tensión en régimen permanente en los buses de carga del sistema en diferentes escenarios de operación del GD.
- Obtener y analizar la variación de tensión resultante luego de la desconexión repentina del GD y verificar qué buses de carga no operan dentro de los límites permitidos.
- Analizar el comportamiento de la red de distribución ante la desconexión repentina de una carga del sistema en todos los escenarios de operación del GD.

Capítulo 2: Fundamentos para el diseño del generador distribuido

2.1. El sistema por unidad (pu)

El objetivo de este sistema de notación es el de estandarizar y facilitar los cálculos en los SEPs, algunas de las magnitudes que son representadas con este sistema son la tensión, corriente, potencia y la impedancia.

Esta representación expresa a las magnitudes como una fracción de un valor establecido como el valor base, de la siguiente manera:

$$\text{magnitud en pu} = \frac{\text{magnitud en la unidad apropiada}}{\text{valor base}} \quad (2.1)$$

Estos valores bases deben ser números reales. Los módulos de los números complejos se expresan en pu y sus ángulos de fase no se ven modificados.

Los valores de las bases normalmente son elegidos como las magnitudes más grandes que se encuentren en el circuito y basta con definir dos de ellas. Estas bases pueden ser denotadas de la siguiente manera [18]:

- Potencia base: S_b
- Tensión base: V_b
- Corriente base: I_b
- Impedancia base: Z_b

2.2. Efectos de la carga en un generador síncrono

Al aplicarse una carga al generador se obtiene un incremento de la potencia activa y/o reactiva que entrega el generador. Considerando que no se varía la magnitud de corriente en el circuito de campo del generador con lo cual no varía el flujo magnético ' φ ' y que el rotor sigue girando a velocidad constante ' ω ' con lo cual no varía el voltaje interno generado $E_A = K\varphi\omega$.

En el caso de añadirse una carga de potencia reactiva inductiva (factor de potencia en retraso) con la restricción de mantener un voltaje interno E_A constante, la tensión en los terminales de salida V_φ disminuye abruptamente (generador sobrecargado). En la Figura 2.1(a) se puede apreciar el diagrama fasorial del efecto de aumentar esta carga inductiva [19]. En el caso de añadirse una carga con factor de potencia unitario, con las mismas restricciones de voltaje

interno E_A , el voltaje de salida V_ϕ decrece ligeramente a diferencia del caso con carga inductiva. En la figura 2.1(b) se muestra el diagrama fasorial de este aumento de carga.

Finalmente si se añadiera una carga con factor de potencia en adelanto (carga reactiva capacitiva), manteniendo el voltaje interno E_A constante haría que el voltaje de salida V_ϕ se incremente (generador subexcitado) [19]. El diagrama fasorial de este efecto se puede apreciar en la figura 2.1(c)

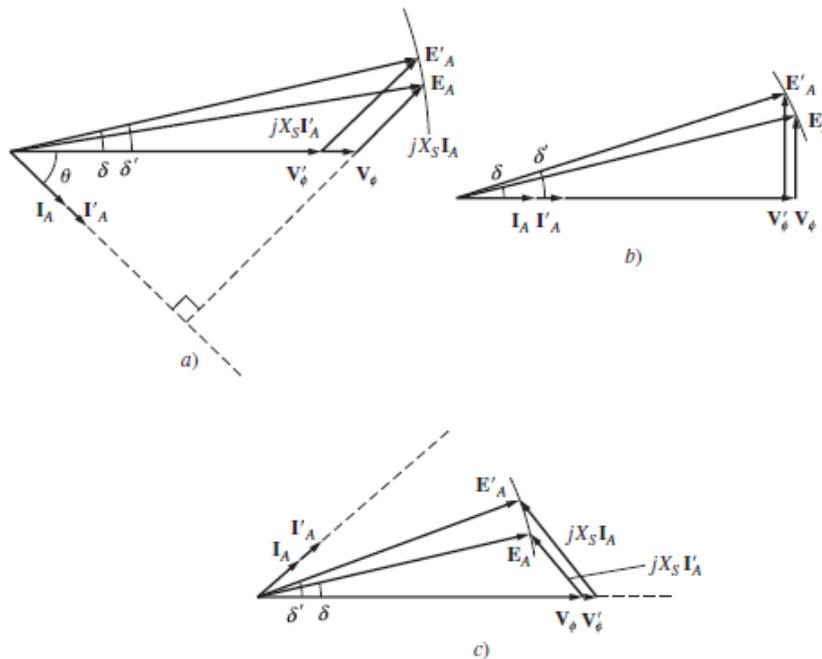


Figura 2.1: Efectos del incremento de carga en un generador síncrono. (a) Factor de potencia en retraso, (b)factor de potencia unitario, (c)factor de potencia en adelanto [19]

2.3. Control de potencia reactiva mediante corriente de campo

Se estudia la operación del generador síncrono (núcleo del GD), operando en paralelo con un suministro eléctrico de potencia de inercia elevada (bus infinito), cuya tensión y frecuencia permanece constante ante cualquier carga o SEP alimentado por este suministro. Para tener la capacidad de variar la potencia reactiva del generador se debe restringir la potencia que se le entrega al generador a un valor constante cuando se varíe la corriente de campo I_f , esto se logra manteniendo constante los puntos de ajuste del mecanismo regulador de par-velocidad y porque la velocidad del generador no puede cambiar por estar unido a un bus infinito.

Al ser constante la potencia suministrada al generador, las distancias proporcionales a la potencia activa P en el diagrama fasorial no pueden cambiar ($I_A \cos\theta$ y $E_A \sin\delta$) . Por otra

parte si se varía la corriente de campo I_f , el flujo Φ también cambia con lo cual se altera el voltaje interno inducido en el generador ($E_A = K\Phi\omega$). De esta manera, si incrementa E_A , pero $E_A \text{sen}\delta$ debe permanecer constante, entonces el fasor E_A deberá ‘deslizarse’ en la línea proporcional de potencia constante ($E_A \text{sen}\delta$) como se observa en la Figura 2.2 , dado que el voltaje terminal V_ϕ del generador es constante por la operación con un bus infinito, la corriente de armadura I_A varía y por lo tanto el ángulo $jX_S I_A$ también. Estas variaciones hacen que $I_A \text{sen}\theta$ que es una distancia proporcional a la potencia reactiva Q pueda ser variable [19].

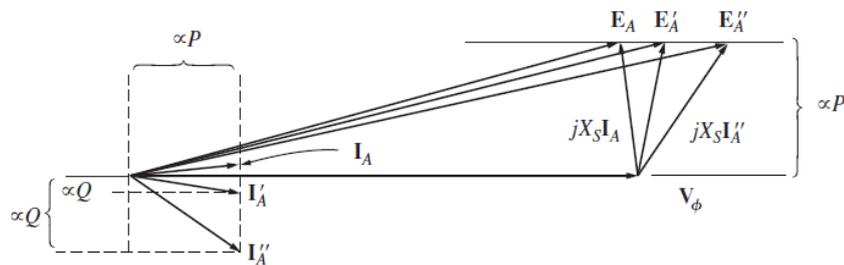


Figura 2.2: Diagrama fasorial del efecto de la variación de la corriente de campo [19]

2.4. La transformación dq0

Los SEPs son analizados empleando la transformada dq0 o transformada de Park, la cual permite el cambio de coordenadas de un sistema trifásico (abc) a un sistema giratorio (dq0) [20]. Esta transformación es realizada mediante una matriz de transformación. La matriz de transformación de Park se muestra en la ecuación 2.2.

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin\theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

En esta transformación, el ángulo θ es el ángulo entre el eje de fase 'a' y el eje 'd' y está relacionado con la velocidad angular a la que gira el rotor en un generador síncrono. Esta transformación puede ser entendida como referir el estator al rotor, como se haría en un transformador en el cual se refiere el secundario al primario o el primario al secundario [21]. La matriz inversa de Park permite pasar del sistema dq0 al sistema de 3 fases abc, esta matriz se muestra en la ecuación 2.3.

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

El análisis de una máquina síncrona en el sistema dq0 se simplifica ya que en las ecuaciones del modelo matemático de la máquina síncrona las inductancias se muestran como constantes. Igualmente, en condiciones de fases balanceadas la secuencia cero desaparece. En la Figura 2.3 se puede apreciar la disposición del eje giratorio dq0 y el sistema de tres fases abc.

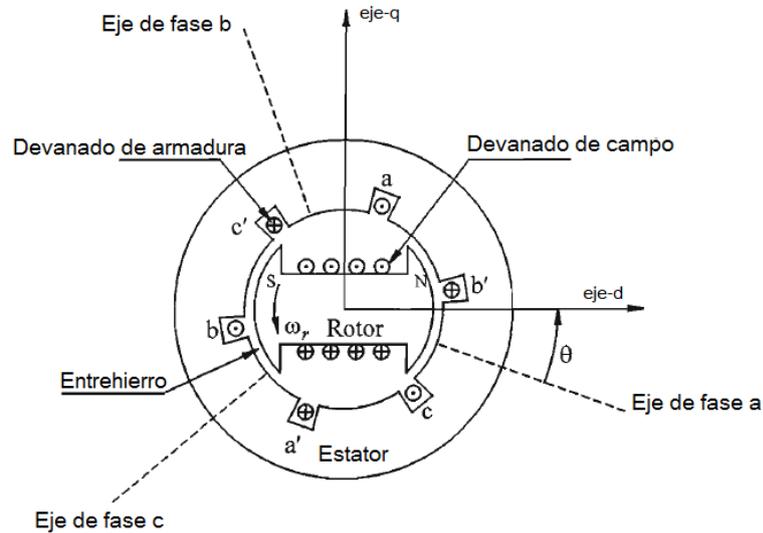


Figura 2.3: Diagrama esquemático de una máquina síncrona de 3 fases [21]

2.5. Modelamiento matemático de la máquina síncrona

Existen dos estructuras básicas de rotores para una máquina síncrona. (1) los rotores cilíndricos sin polos salientes, los cuales son usados en aplicaciones de alta velocidad (turbinas de vapor o gas) con 2 o 4 polos distribuidos en ranuras alrededor del rotor, y (2) los rotores de polos salientes que son los empleados para lograr frecuencias típicas de 50Hz o 60Hz en el caso de usar la máquina síncrona como generador. Los rotores de las máquinas síncronas, además poseen devanados de amortiguamiento [19].

2.5.1. Devanados de amortiguamiento

Están destinados a reducir las oscilaciones angulares de velocidad y evitar que la máquina funcione a velocidades distintas a la de sincronismo [22]. Estos devanados de amortiguamiento están formados por barras cortocircuitadas dispuestas alrededor de los devanados de campo del rotor, similares a un rotor jaula de ardilla de una máquina de inducción. En la Figura 2.4 se puede apreciar la forma de los devanados de amortiguamiento en el rotor [21].

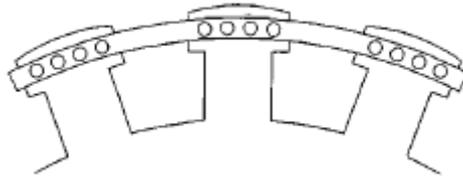


Figura 2.4: Devanados de amortiguamiento [21]

2.5.2. Eje directo y de cuadratura

El propósito de usar estos ejes ficticios es el de facilitar el análisis del comportamiento de la máquina síncrona. Estos ejes son definidos en base a lo siguiente:

- El eje directo 'd' con origen en el centro magnético del rotor y con dirección hacia el norte.
- El eje de cuadratura 'q' posee dirección perpendicular al eje 'd', compartiendo el mismo origen.

El ángulo entre el eje directo 'd' y la fase 'a' del devanado del rotor es representada por el ángulo ' θ '. El adelanto o atraso del eje 'q' con respecto a 'd' es arbitrario. En este estudio se utilizará al eje 'q' adelantado al eje 'd' [21]. En la Figura 2.3 se pueden observar los ejes 'd' y 'q' en el rotor y el ángulo ' θ ' entre el eje directo 'd' y la fase 'a' del estator.

2.5.3. Modelo del funcionamiento dinámico de la máquina síncrona

Los devanados de amortiguamiento del rotor son representados en los ejes directo 'd' y de cuadratura 'q' y se modelan cortocircuitados (Figura 2.5). Como resultado los circuitos del rotor comprenden el bobinado de campo, alineado en el eje 'd' que es alimentado por una fuente de corriente continua (e_{fd}) y los devanados de amortiguamiento. Uno de estos devanados de amortiguamiento está alineado con el eje de cuadratura 'q' y el otro devanado en el eje directo 'd'. En este análisis se consideran dos circuitos de amortiguamiento, uno en cada eje, aunque en diferentes análisis podrían considerarse más circuitos de amortiguamiento en cada eje. El número de circuitos de amortiguamiento depende del tipo de construcción del rotor y el rango de frecuencias con el que opera la máquina [21]. En la Figura 2.5(a) se muestra la representación de los circuitos del rotor de una máquina síncrona en los ejes d-q.

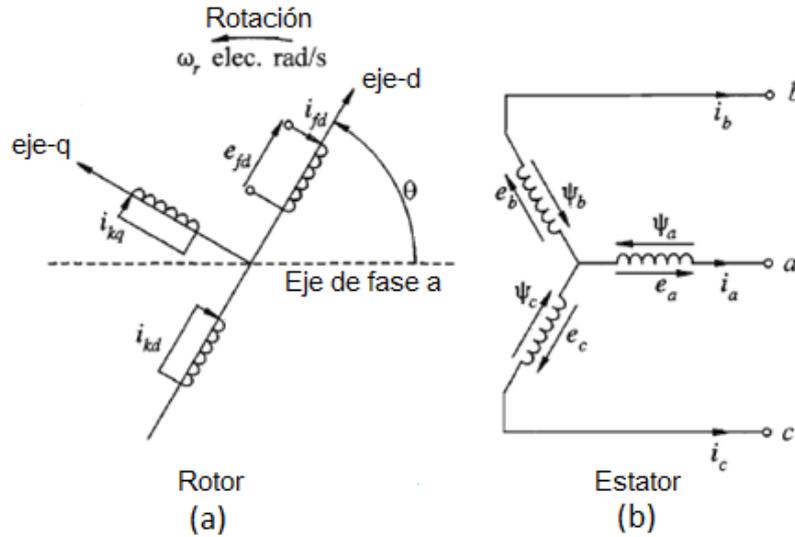


Figura 2.5: (a) Circuitos de rotor en los ejes d-q y (b) circuitos del estator [21]

2.5.3.1. Ecuaciones del circuito del estator

Los voltajes en cada una de las fases del estator son:

$$e_a = \frac{d\psi_a}{dt} - R_a i_a = p\psi_a - R_a i_a \quad (2.4)$$

$$e_b = \frac{d\psi_b}{dt} - R_a i_b = p\psi_b - R_a i_b \quad (2.5)$$

$$e_c = \frac{d\psi_c}{dt} - R_a i_c = p\psi_c - R_a i_c \quad (2.6)$$

donde ψ_a , ψ_b , ψ_c son los flujos enlazados con cada bobina del estator y con las bobinas del circuito del rotor, R_a es la resistencia de armadura en cada fase y p es un operador de diferencial: d/dt

Los flujos enlazados para la bobina de la fase 'a' del estator son:

$$\psi_a = -l_{aa} \cdot i_a - l_{ab} \cdot i_b - l_{ac} \cdot i_c + l_{afd} \cdot i_{fd} + l_{akd} \cdot i_{kd} + l_{akq} \cdot i_{kq} \quad (2.7)$$

donde l_{aa} es la autoinductancia en la bobina de la fase a del estator, l_{ab} y l_{ac} son las inductancias mutuas entre las fases del estator y l_{afd} , l_{akd} y l_{akq} son las inductancias mutuas entre la fase 'a' y los circuitos del rotor.

Las ecuaciones de inductancia de l_{aa} , l_{ab} , l_{ac} , l_{afd} , l_{akd} , l_{akq} y para las fases 'b' y 'c' del estator pueden ser consultadas en [21, cap. 3].

2.5.3.2. Ecuaciones del circuito del rotor

Las ecuaciones del voltaje del rotor son:

$$e_{fd} = p\psi_{fd} + R_{fd}i_{fd} \quad (2.8)$$

$$0 = p\psi_{kd} + R_{kd}i_{kd} \quad (2.9)$$

$$0 = p\psi_{kq} + R_{kq}i_{kq} \quad (2.10)$$

Las autoinductancias e inductancias mutuas entre cada circuito del rotor no varían con la posición del rotor, pero las inductancias mutuas entre el rotor y estator varían de acuerdo al ángulo θ de la posición del rotor [23]. En la Figura 2.5 se puede apreciar el circuito del rotor de donde provienen estas ecuaciones.

Las ecuaciones de los flujos enlazados ψ_{fd} , ψ_{kd} , ψ_{kq} pueden ser consultadas en [21, cap. 3]. Las cuales son variables por la inductancia mutua entre los devanados del rotor y estator.

2.5.4. Ecuaciones referidas al circuito del rotor dq0

Las ecuaciones 2.4, 2.5 y 2.6 del estator y 2.8, 2.9 y 2.10 del rotor, junto con las ecuaciones de los flujos enlazados ψ_a , ψ_b , ψ_c , ψ_{fd} , ψ_{kd} y ψ_{kq} describen por completo el funcionamiento de una máquina síncrona, pero estas ecuaciones poseen valores de inductancias que varían con respecto de ' θ ' en el tiempo. Para facilitar este análisis se hace uso de la transformada de Park con lo cual se transforman las variables del estator a un sistema rotatorio dq0 como en el rotor [21], las matrices de transformación de Park se muestran en las ecuaciones 2.2 y 2.3.

2.5.4.1. Flujos enlazados en el estator en el sistema dq0

Utilizando la transformada de Park en las ecuaciones de los flujos enlazados ψ_a , ψ_b , ψ_c , se obtienen los flujos en términos del sistema dq0.

$$\psi_d = -(L_{aa0} + L_{ab0} + \frac{3}{2}L_{aa2})i_d + L_{afd} \cdot i_{fd} + L_{akd} \cdot i_{kd} \quad (2.11)$$

$$\psi_q = -(L_{aa0} + L_{ab0} - \frac{3}{2}L_{aa2})i_q + L_{akq} \cdot i_{kq} \quad (2.12)$$

$$\psi_0 = -(L_{aa0} - 2L_{ab0})i_0 \quad (2.13)$$

Ahora se definen las inductancias en el sistema dq0.

$$L_d = L_{aa0} + L_{ab0} + \frac{3}{2}L_{aa2} \quad (2.14)$$

$$L_q = L_{aa0} + L_{ab0} - \frac{3}{2}L_{aa2} \quad (2.15)$$

$$L_0 = L_{aa0} - 2L_{ab0} \quad (2.16)$$

Los flujos enlazados en el estator entonces se pueden representar como:

$$\psi_d = -L_d i_d + L_{afd} \cdot i_{fd} + L_{akd} \cdot i_{kd} \quad (2.17)$$

$$\psi_q = -L_q i_q + L_{akq} \cdot i_{kq} \quad (2.18)$$

$$\psi_0 = -L_0 i_0 \quad (2.19)$$

En las ecuaciones 2.17, 2.18 y 2.19 los flujos enlazados del estator son vistos como constantes [21].

2.5.4.2. Flujos enlazados en el rotor en el sistema dq0

Las ecuaciones de los flujos enlazados en el rotor serían:

$$\psi_{fd} = L_{ffd} i_{fd} + L_{fkd} \cdot i_{kd} - \frac{3}{2} L_{afd} \cdot i_d \quad (2.20)$$

$$\psi_{kd} = L_{fkd} i_{fd} + L_{kkd} \cdot i_{kd} - \frac{3}{2} L_{akd} \cdot i_d \quad (2.21)$$

$$\psi_{kq} = L_{kkq} i_{kq} - \frac{3}{2} L_{akq} \cdot i_q \quad (2.22)$$

Ahora todas las inductancias son vistas como constantes; es decir son independientes de la posición del rotor [21].

2.5.4.3. Voltajes del circuito del estator en el sistema dq0

Las ecuaciones del estator vistas anteriormente son transformadas al sistema dq0, con lo cual se obtiene:

$$e_d = p\psi_d - \psi_q p\theta - R_a i_d \quad (2.23)$$

$$e_q = p\psi_q - \psi_d p\theta - R_a i_q \quad (2.24)$$

$$e_0 = p\psi_0 - R_a i_0 \quad (2.25)$$

Las ecuaciones de los flujos enlazados en el rotor y estator en el sistema dq0 con las ecuaciones de los voltajes de los circuitos del estator y del rotor en términos del sistema dq0 describen la dinámica eléctrica del funcionamiento de una máquina síncrona en términos del sistema dq0, lo cual facilita el análisis ya que estas ecuaciones poseen inductancias constantes. Para la condición de balance las cantidades en secuencia cero desaparecen [23], los parámetros asociados con los ejes 'd' y 'q' pueden ser medidos directamente con terminales de prueba [21].

Las ecuaciones que modelan la dinámica de la máquina síncrona entonces son los flujos enlazados y voltajes del estator mostrados en las ecuaciones 2.17, 2.18, 2.19, 2.23, 2.24 y 2.25 y los voltajes y flujos enlazados del rotor mostrados en las ecuaciones 2.8, 2.9, 2.10, 2.20, 2.21 y 2.22.

2.5.5. Modelo matemático de la máquina síncrona en el sistema pu

Luego de obtener las ecuaciones que modelan la dinámica de la máquina síncrona en el sistema dq0, estas son representadas en el sistema pu que facilita cálculos y análisis del sistema. Las bases elegidas para estas magnitudes pueden ser consultadas en [21, cap. 3]. Se muestran estas ecuaciones, en las cuales se añadió un circuito de amortiguamiento adicional en el eje 'q' [21]:

Voltajes y flujos enlazados de estator en pu.

$$e_d = p\psi_d - \psi_q\omega_r - R_a i_d \quad (2.26)$$

$$e_q = p\psi_q - \psi_d\omega_r - R_a i_q \quad (2.27)$$

$$e_0 = p\psi_0 - R_a i_0 \quad (2.28)$$

$$\psi_d = -(L_{ad} + L_l)i_d + L_{ad}\cdot i_{fd} + L_{ad}\cdot i_{1d} \quad (2.29)$$

$$\psi_q = -(L_{aq} + L_l)i_q + L_{aq}\cdot i_{1q} + L_{aq}\cdot i_{2q} \quad (2.30)$$

$$\psi_0 = -L_0\cdot i_0 \quad (2.31)$$

Voltajes y flujos enlazados del rotor en pu.

$$e_{fd} = p\psi_{fd} + R_{fd}i_{fd} \quad (2.32)$$

$$0 = p\psi_{1d} + R_{1d}i_{1d} \quad (2.33)$$

$$0 = p\psi_{1q} + R_{1q}i_{1q} \quad (2.34)$$

$$0 = p\psi_{2q} + R_{2q}i_{2q} \quad (2.35)$$

$$\psi_{fd} = L_{ffd}i_{fd} + L_{f1d} \cdot i_{1d} - L_{ad} \cdot i_d \quad (2.36)$$

$$\psi_{1d} = L_{f1d}i_{fd} + L_{11d} \cdot i_{1d} - L_{ad} \cdot i_d \quad (2.37)$$

$$\psi_{1q} = L_{11q}i_{1d} + L_{aq} \cdot i_{2q} - L_{aq} \cdot i_q \quad (2.38)$$

$$\psi_{2q} = L_{aq}i_{1q} + L_{22q} \cdot i_{2q} - L_{aq} \cdot i_q \quad (2.39)$$

2.6. Sistemas de excitación

El sistema de excitación tiene como función básica la de suministrar corriente de campo a la máquina síncrona. Estos sistemas de excitación además pueden cumplir funciones de control y protección mediante el control de la tensión de campo que se le entrega a la máquina síncrona [24]. Las funciones de control consisten en el control del voltaje terminal y del factor de potencia de la máquina síncrona para lograr el mejor desempeño del sistema de potencia. Por otro lado las funciones de protección garantizan que no se sobrepasen los límites de funcionamiento de la máquina síncrona, del sistema de excitación mismo y de los equipamientos relacionados al sistema de potencia [21]

2.6.1. Elementos generales de un sistema de excitación

Los elementos que conforman un sistema de excitación son la excitatriz, el regulador, el transductor de voltaje y compensador de carga, el sistema estabilizador de potencia (PSS) y los limitadores y circuitos de protección. En la Figura 2.6 se puede apreciar un diagrama de bloques de un sistema de excitación típico.

- (1) Excitatriz. Provee la tensión continua al devanado de campo del generador síncrono.
- (2) Regulador. Procesa y amplifica las señales de control para ser entregadas a la excitatriz.
- (3) Transductor de voltaje y compensador de carga. El transductor mide, rectifica y filtra la tensión terminal para poder ser comparada con una señal de referencia de tensión deseada, por otro lado el compensador de carga mantiene la tensión constante en algún punto del sistema que se encuentre alejado de los terminales del generador.

(4) Sistema estabilizador de potencia (PSS). Provee una señal al regulador que indica oscilaciones electromecánicas en el generador [24].

(5) Limitadores y circuitos de protección. Garantizan que no se excedan los límites de operación del generador síncrono a fin de evitar daños en este.

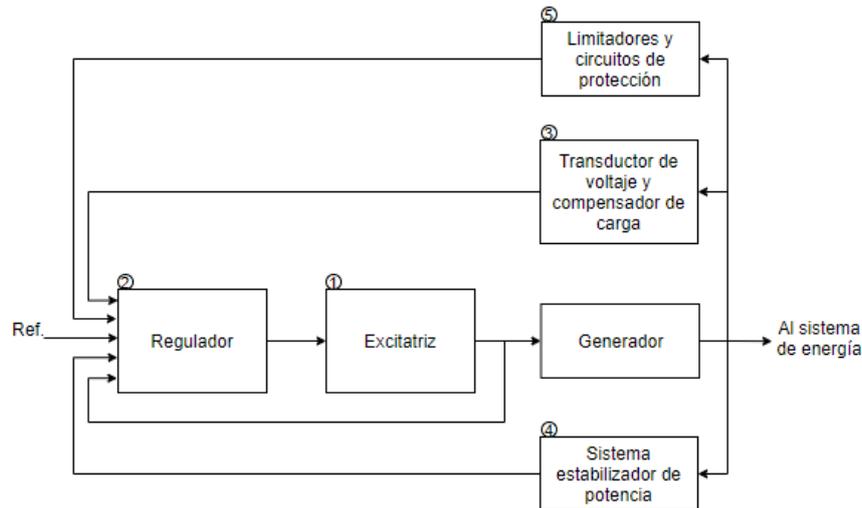


Figura 2.6: Diagrama de bloques de un sistema de control de excitatriz [21]

2.6.2. Modelamiento de los sistemas de excitación

Los sistemas de excitación son modelados matemáticamente para analizar el funcionamiento deseado del sistema de potencia y para facilitar el diseño y operación conjunta con circuitos complementarios de protección. A continuación, se presentan los modelamientos de los elementos básicos, los cuales forman parte de los diferentes tipos de sistemas de excitación.

2.6.2.1. Excitatriz de corriente continua

Las ecuaciones de una excitatriz de son obtenidas a partir de la Figura 2.7, donde se desprecian los flujos de fuga y la resistencia de los devanados de armadura, para el campo de la excitatriz se tiene: $E_{ef} = R_{ef}I_{ef} + \frac{d\psi}{dt}$, donde $\psi = L_{ef}I_{ef}$. La salida de voltaje E_x está dada por: $E_x = K_X\psi$, donde K_X es una constante que representa la construcción física y velocidad de la armadura. E_x es una función no lineal que depende de la corriente de campo I_{ef} , cuya expresión es $I_{ef} = \frac{E_x}{R_g} + \Delta I_{ef}$, donde R_g es la pendiente de la línea de entrehierro [21].

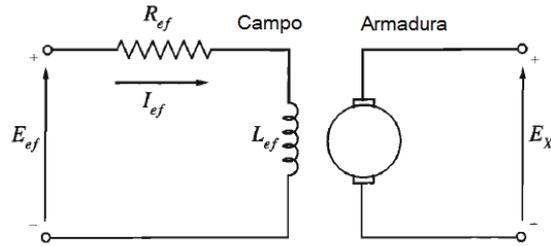


Figura 2.7: Excitatriz dc [21]

La no linealidad de la salida de voltaje de la excitatriz E_X es producida por la saturación magnética en el circuito de campo y por regulación de carga, para representar esta no linealidad se emplea la expresión $\Delta I_{ef} = E_X S_e(E_X)$ [21].

Reemplazando la corriente I_{ef} en la tensión de entrada de la excitatriz E_{ef} , obtenemos la siguiente expresión: $E_{ef} = \frac{R_{ef}}{R_g} E_X + R_{ef} S_e(E_X) E_X + \frac{1}{K_x} \frac{dE_X}{dt}$ que relaciona la entrada E_{ef} con las salidas de la excitatriz dc E_X , se define a $K_E = \frac{R_{ef}}{R_g}$, a $T_E = \frac{1}{K_x}$ y $V_x = E_X S_e(E_X)$ como la función de la curva de saturación-carga de la excitatriz. Con esta relación de voltaje de entrada E_{ef} y voltaje de salida E_X se obtiene el diagrama de bloques de la excitatriz dc que se muestra en el Figura 2.8.

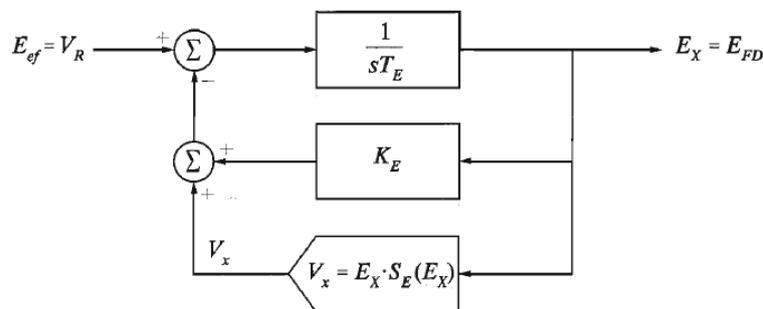


Figura 2.8: Diagrama de bloques de un excitador dc [21]

2.6.2.2. Amplificadores

Los amplificadores magnéticos y electrónicos están caracterizados por una ganancia K_A y una constante de tiempo T_A [23].

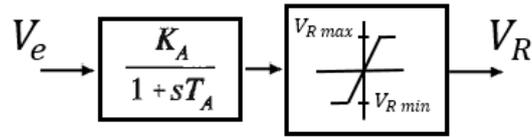


Figura 2.9: Modelo de un amplificador [23].

2.6.2.3. Circuito de estabilización del sistema de excitación

Existen diversas maneras de realizar esta estabilización. En este caso se representa un sistema de estabilización que usa transformadores, considerando un secundario conectado a una alta impedancia con lo cual su corriente es despreciada, resultando el voltaje en el primario y secundario como: $V_1 = (R_1 + sL_1)i_1$ y $V_2 = sMi_1$ [21].

$\frac{V_1}{V_2} = \frac{sM}{R_1 + sL_1}$, tomando $K_F = M/R$ y $T_F = L_1/R$, se obtiene la expresión:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{sK_F}{1 + sT_F} \quad (2.40)$$

2.6.2.4. Transductores de voltaje y compensadores de carga.

En este elemento la constante de tiempo T_R representa la rectificación y filtrado del voltaje terminal del generador que será realimentado para ser comparado con un voltaje de referencia. Los parámetros de X_C y R_C corresponden al compensador de carga. El voltaje de salida V_C es la señal de control principal del sistema de excitación. En el caso de que no se use compensador ($X_C = R_C = 0$) [25] y T_R sea despreciable, entonces $V_C = V_t$. En la Figura 2.10 se muestra el modelo de este elemento.

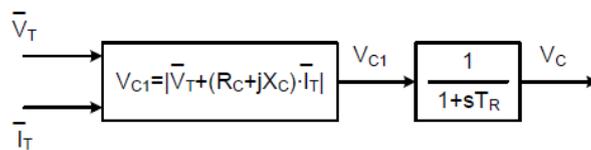


Figura 2.10: Modelo del compensador de carga y transductor de voltaje [25].

2.6.3. Modelamiento de sistemas de excitación completos

El modelo de sistema de excitación tipo DC1C es uno de los 12 modelos establecidos por la IEEE en estudios de estabilidad de sistemas de potencia para representar la gran variedad de configuraciones de sistemas de excitación en uso [25].

2.6.3.1. Modelo del sistema de excitación DC1C

El modelo DC1C mostrado en la figura 2.11 reemplazó al clásico modelo DC1A, cualquier sistema de excitación representado por DC1A puede también ser representado por DC1C, definiendo en el nuevo parámetro: $E_{FDmin} = -99$ pu [25].

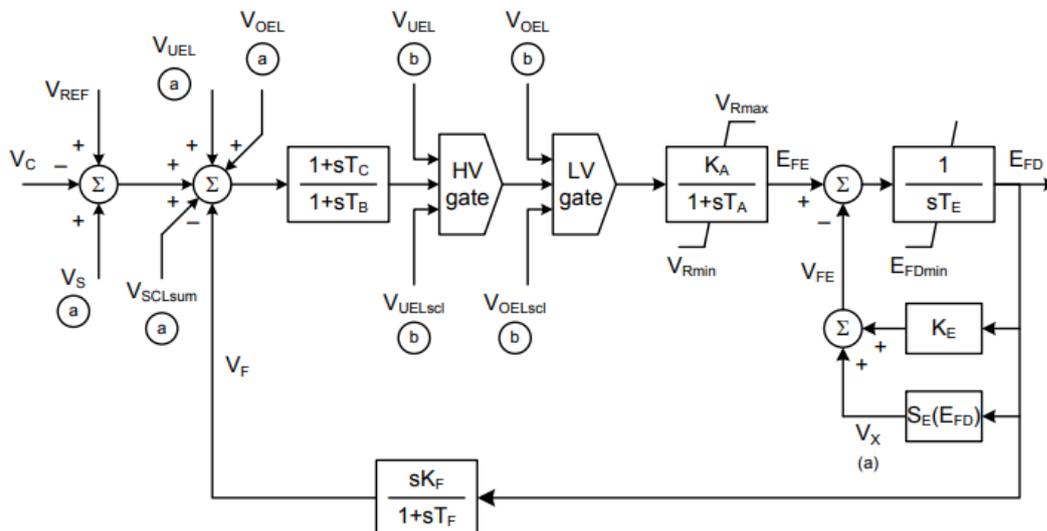


Figura 2.11: Modelo de sistema de excitación DC1C [25]

2.6.4. Regulador de VAR/FP

El regulador VAR/FP está definido como un regulador de máquina síncrona que tiene la función de mantener el factor de potencia o la potencia reactiva en un valor constante predeterminado [25]. En sistemas de transmisión alimentados por grandes máquinas síncronas, se desea que los generadores ayuden a mantener el perfil de tensión de la red eléctrica dentro de los límites permitidos por lo cual se utiliza el control de tensión terminal del generador síncrono, esto se realiza variando la cantidad de inyección o absorción de potencia reactiva de las máquinas. Por lo tanto, al utilizar un control para mantener la potencia reactiva constante se perdería la capacidad de variar esta potencia en los terminales de las máquinas, conllevando a perder la capacidad de corregir los perfiles de tensión de la red eléctrica [26].

Por otro lado, los reguladores de VAR/FP podrían ser considerados en sistemas de distribución en los cuales pequeños generadores son conectados a la red, de manera que los generadores sigan las variaciones de tensión en la red y el perfil de tensión sea ajustado con el tap de sus transformadores. Adicionalmente, estos reguladores podrían ser utilizados para evitar superar los límites permitidos de potencia reactiva en determinadas redes. Dado que los reguladores de

VAR/FP tienen una función similar a los reguladores de voltaje, los regulares VAR/FP son modelados usando los mismos modelos de los sistemas de excitación de los reguladores de voltaje, el único cambio sería el de reemplazar la entrada de voltaje por la magnitud a ser regulada, ya sea factor de potencia o potencia reactiva [25]. En la Figura 2.12 se muestra el diagrama de bloques de un regulador de var/FP.

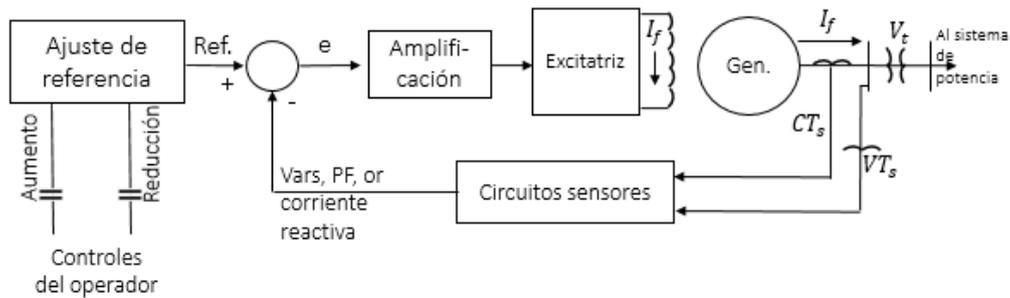


Figura 2.12: Diagrama de bloques de un regulador de var/FP [26]

2.7. Modelamiento de turbinas hidráulicas y gobernador

La fuente principal de energía para las centrales hidroeléctricas es la energía cinética del agua que es convertida en energía mecánica por las turbinas y posteriormente convertida en energía eléctrica por los generadores síncronos. Estas turbinas poseen un regulador conocido como gobernador que tiene como objetivo controlar la velocidad y potencia entregada a la máquina síncrona [27].

Para el análisis en sistemas de potencia tanto la turbina hidráulica, incluyendo algunas características del conducto por donde fluye el agua, como el gobernador que varía la compuerta de ingreso 'G' de agua, son modelados adecuadamente para permitir su representación en estudios dinámicos de sistemas de potencia [27].

2.7.1. Turbina hidráulica

La turbina hidráulica es modelada como un sistema no lineal incluyendo los efectos de una columna de agua inelástica. En la Figura 2.13 se muestra el diagrama de bloques usado para su representación, donde se observa que la entrada de este sistema es una señal 'G' que indica el nivel de apertura de la compuerta que permite el flujo de agua en la turbina, este parámetro de

apertura es controlado por el gobernador del sistema. Como salida de este sistema se tiene la potencia mecánica que es entregada al generador síncrono.

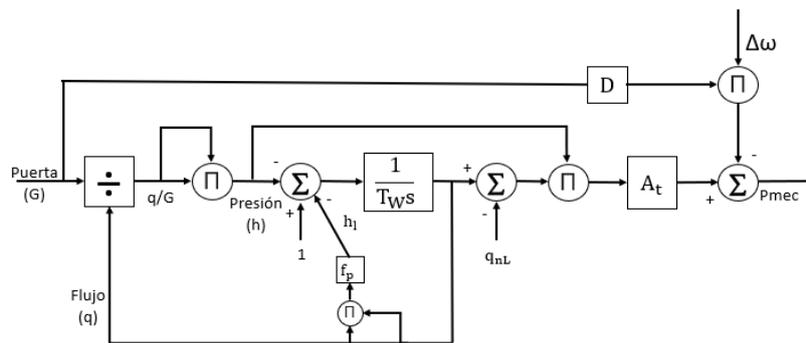


Figura 2.13: Modelo no lineal de la turbina asumiendo una columna de agua inelástica [28]

2.7.2. Gobernador hidráulico

El gobernador hidráulico tiene como objetivo controlar la velocidad y potencia de las turbinas, variando la apertura de la compuerta de la turbina. Esto se realiza realimentando la velocidad de la turbina que mueve al rotor del generador síncrono o realimentando la potencia mecánica del generador. En la Figura 2.14. se aprecian los bloques que modelan este controlador en el cual se observa que posee un control PID. La señal de salida ‘Puerta’ (G) de este sistema es conectada en la entrada del bloque de turbina [21].

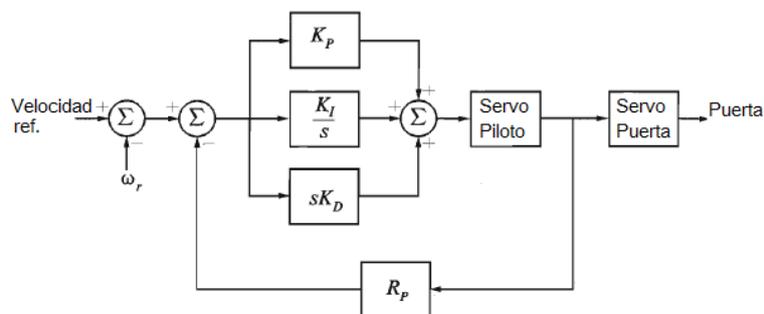


Figura 2.14: Modelo del gobernador PID [21]

2.8. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión son caracterizadas con cuatro parámetros: la resistencia dada por la resistividad del conductor, la cual está determinada por los fabricantes; la conductancia que representa las corrientes de fuga que puede ser despreciable en líneas de potencia; la inductancia en serie, que representa los campos magnéticos rodeando al conductor y una

capacitancia en paralelo que representa el campo eléctrico generado entre conductores [21]. Estas líneas de transmisión son modeladas mediante parámetros distribuidos, parámetros π o una impedancia RL en serie. La elección del tipo de modelamiento depende principalmente de la longitud de la línea y de la tensión en la que opera [29].

- Líneas cortas: Líneas inferiores a 80 km, su capacitancia en serie es despreciable y son modeladas como una impedancia RL en serie.
- Líneas de longitud media: Con una longitud entre 80 km y 200 km, puede ser modeladas como parámetros concentrados con los parámetros π .
- Líneas largas: Líneas superiores a los 200 km, en estas líneas los parámetros son distribuidos a lo largo de la línea.



Capítulo 3: Diseño del generador distribuido operando en la red de distribución

En el presente capítulo se describirá el diseño del sistema eléctrico analizado. El sistema eléctrico se compone de las siguientes partes: una subestación eléctrica de alta tensión, líneas de distribución, cargas y el Generador Distribuido conformado por: un generador síncrono, sistemas de excitación y turbina hidráulica. En la operación del sistema se considera una tensión en las líneas de distribución de 10 kV a 60 Hz.

Para el diseño general del sistema eléctrico se toma como referencia el sistema presentado en [30] que sirve como modelo para el diseño del sistema eléctrico presentado en este documento. El diseño del sistema eléctrico se realiza en el software Matlab/Simulink, es importante resaltar el uso de la librería Simscape SimPowerSystems, la cual permite modelar Sistemas Eléctricos de Potencia. Asimismo, la operación del sistema eléctrico será en régimen permanente, por ello el generador, sistema de excitación y la turbina hidráulica deben ser inicializados para reducir el costo computacional de las simulaciones, esto es logrado con la herramienta de cálculo de flujos de potencia de Simulink.

3.1. Representación del generador síncrono

Las ecuaciones desarrolladas en el capítulo 2 subíndice 2.5 aunque describen la dinámica eléctrica de la máquina síncrona en términos de inductancias y resistencias, estos parámetros conocidos como Fundamentales no pueden ser medidos directamente por ensayos en la máquina síncrona. Por lo expuesto líneas arriba, estos parámetros Fundamentales son expresados en términos de parámetros derivados que pueden ser obtenidos desde el punto de vista de los terminales de la máquina, estos parámetros son llamados operacionales. El completo desarrollo de estos puede ser consultado en [21].

3.1.1 Parámetros Estándar según la definición clásica

Estos parámetros surgen del desarrollo de los parámetros operacionales, tomando asunciones para simplificar los cálculos. Estos parámetros Estándar son ampliamente usados en el modelamiento de la máquina síncrona. Las constantes de tiempo T'_{d0} , T''_{d0} son las constantes de tiempo principales del eje 'd' para la máquina en circuito abierto en etapa transitoria y subtransitoria, respectivamente. Las constantes de tiempo T'_d y T''_d son las constantes para la máquina en cortocircuito en etapa transitoria y subtransitoria. Estos valores son determinados asumiendo que la resistencia del devanado de amortiguamiento en el eje 'd' es mucho mayor a

la resistencia de campo, con esta asunción los valores de las constantes de tiempo quedan definidas por $T'_{d0} = T_1$, $T''_{d0} = T_3$, $T'_d = T_4$ y $T''_d = T_6$. En la Tabla 3.1 se muestran la relación de estos parámetros con las resistencias e inductancias de los parámetros Fundamentales. Las expresiones de las constantes de tiempo en el eje ‘q’ pueden ser consultadas en [21].

Tabla 3.1: Expresiones para los parámetros Estándar de la máquina síncrona en el eje ‘d’ [21]

Parámetro	Expresión Clásica
T'_{d0}	T_1
T'_d	T_4
T''_{d0}	T_3
T''_d	T_6
L'_d	$L_d(T_4/T_1)$
L''_d	$L_d(T_4T_6)/(T_1T_3)$

Con:

$$T_1 = \frac{L_{ad} + L_{fd}}{R_{fd}} \quad T_3 = \frac{1}{R_{1d}} \left(L_{1d} + \frac{L_{ad}L_{fd}}{L_{ad} + L_{fd}} \right)$$

$$T_4 = \frac{1}{R_{fd}} \left(L_{fd} + \frac{L_{ad}L_l}{L_{ad} + L_l} \right) \quad T_6 = \frac{1}{R_{1d}} \left(L_{1d} + \frac{L_{ad}L_lL_{fd}}{L_{ad}L_l + L_{ad}L_{fd} + L_{fd}L_l} \right)$$

Las expresiones de inductancias transitorias ‘ L'_q ’ y subtransitoria ‘ L''_q ’ en el eje ‘q’ son similares y pueden ser consultadas en [21]. En general los términos de inductancias en el eje ‘d’ y ‘q’ son iguales a sus correspondientes términos de reactancias en el sistema pu, por lo que son expresados comúnmente en términos de reactancias ‘X’ en pu.

3.1.2 Parámetros del generador empleado

El generador síncrono debe ser el adecuado para una pequeña central hidroeléctrica, esto implica una potencia menor a 10 MW [7] y un rotor de polos salientes debido a su velocidad de rotación.

En [31] se describen las especificaciones técnicas de un generador síncrono de polos salientes. Estas especificaciones se muestran en la Tabla 3.2:

Tabla 3.2: Especificaciones técnicas del generador síncrono [31].

Potencia	6250 kVA
Tensión terminal	4160 V
Frecuencia	60Hz
Factor de potencia	0.85
Polos	20
Velocidad	360 rpm
Resistencia del estator	0.00636 pu
Coefficiente de inercia	7.11 s

Los Parámetros Estándar para este generador se muestran en la Tabla 3.3, parámetros necesarios para modelar el generador síncrono en el entorno de Matlab/Simulink.

Tabla 3.3: Parámetros Estándar para el generador síncrono [31].

Parámetro	Valor (pu)
X_d	1.0495
X_d'	0.3320
X_d''	0.1963
X_q	0.6313
X_q''	0.2496
X_l	0.1235
T_{do}'	3.7724
T_{do}''	0.0238
T_{qo}''	0.0334
T_d'	1.1939
T_d''	0.0140
T_q''	0.0132

Las especificaciones técnicas junto con los parámetros Estándar describen la dinámica del generador síncrono. Asimismo, el generador síncrono es considerado como un bus PV para el cálculo de flujos de potencia. La Figura 3.1 muestra el generador síncrono conectado al sistema

de excitación ‘DC1C SISTEMA DE EXCITACIÓN’ mediante la entrada de tensión de campo V_{f1} , de igual manera el generador es conectado al bloque de turbina hidráulica ‘TURBINA HIDRÁULICA Y GOBERNADOR’, bloque que entrega potencia mecánica a la entrada P_m del generador. En la misma figura, se observa que el generador síncrono entrega, mediante su salida ‘m’, las siguientes variables de su operación: velocidad del rotor ω_m , potencia activa de salida P_{eo} , desviación de velocidad del rotor $d\omega$, voltajes del estator en los ejes directo y de cuadratura v_d y v_q y potencia reactiva de salida Q_{eo} .

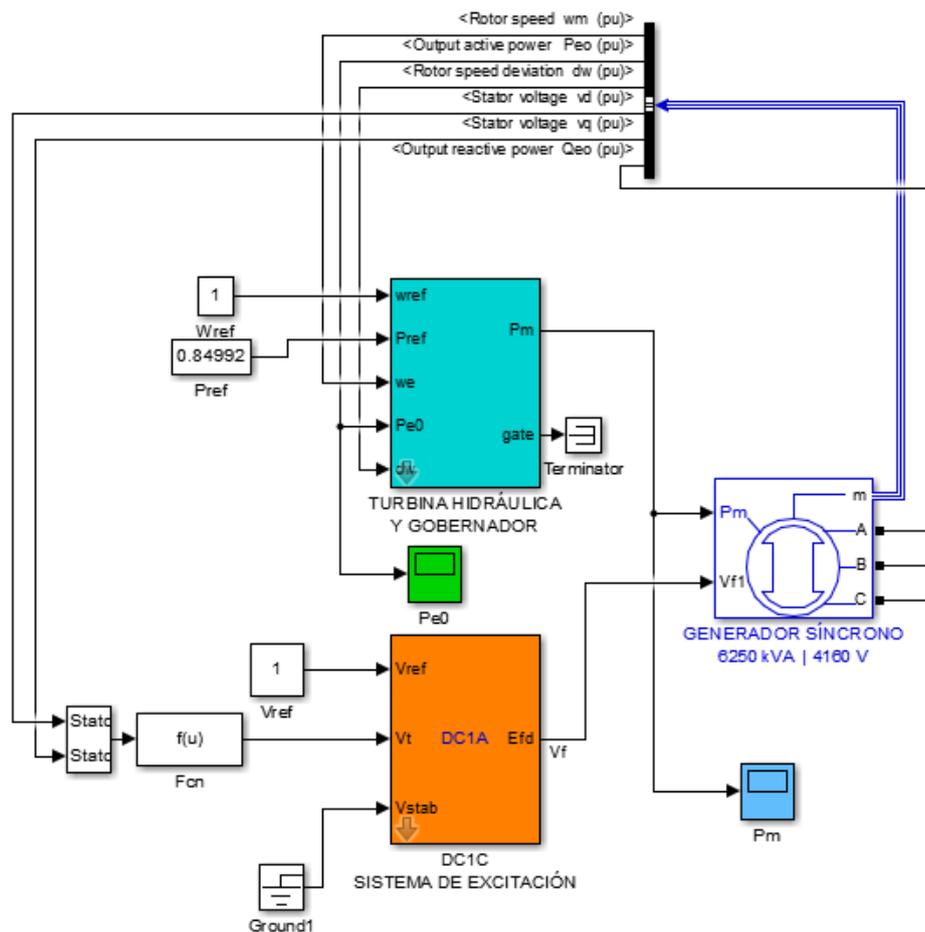


Figura 3.1: Generador síncrono conectado a la turbina hidráulica y sistema de excitación tipo DC1A.

3.1.3. Transformador del generador síncrono

La tensión nominal terminal del generador síncrono es de 4160 V, para elevar este nivel de tensión hacia el nivel adecuado para una red de distribución de 10 kV se utiliza un transformador trifásico con relación de transformación 4160 V / 10 kV en conexión Y / Δ por

las ventajas que presenta en términos de evitar problemas por sus componentes de terceros armónicos y en situaciones de cargas desequilibradas [19].

3.2. Flujo de potencia

El cálculo de flujo de potencia es una herramienta fundamental para el análisis de SEPs en régimen permanente, esto implica hallar los valores de potencias y tensiones en los diferentes buses de la red del sistema eléctrico. Cada bus de un sistema eléctrico tiene asociado cuatro parámetros: potencia activa P , potencia reactiva Q , magnitud de tensión nodal V y un ángulo de tensión nodal θ . En la Figura 3.2 se muestra un bus 'k' con estos parámetros.

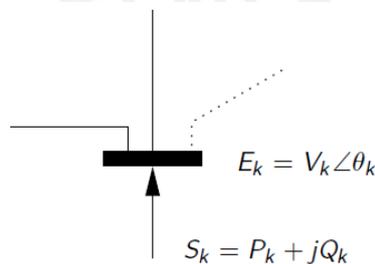


Figura 3.2: Bus 'k' con sus 4 parámetros [32]

En los diferentes buses de un sistema eléctrico se conocen el valor de dos variables, mientras que las otras dos variables deben ser calculadas. A partir de las variables conocidas o de las incógnitas se obtienen 3 tipos de buses, estos se muestran en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Tipos de buses en un sistema eléctrico [32].

Tipo	Conocido	Incógnita	Característica
PQ	P, Q	V, θ	Bus de carga
PV	P, V	Q, θ	Bus de generación
Referencia (V θ , slack, swing)	V, θ	P, Q	Bus de generación (Generalmente de grandes capacidades)

Para resolver flujos de potencia es comúnmente empleado el método de Newton-Raphson que es una técnica iterativa para resolver (aproximar) ecuaciones no lineales.

En este trabajo de tesis, se emplea el método de Newton-Raphson para inicializar la simulación de la red de distribución con el generador distribuido operando en régimen permanente y con el objetivo de reducir el esfuerzo computacional de las simulaciones. Matlab/Simulink, posee

la herramienta ‘Load flow tool’ que resuelve el flujo de potencia de un sistema eléctrico, permitiendo además configurar el número de iteraciones máximas para dar solución al flujo de potencia. Esta herramienta calcula los valores necesarios de potencia mecánica P_m que debe entregar la turbina hidráulica, el voltaje de campo inicial V_{f0} para lograr que el generador síncrono comience a operar en la simulación desde un régimen permanente y los valores de tensiones y potencias iniciales de las cinco cargas de la red de distribución. En la Figura 3.3 se muestra la herramienta ‘Load flow tool’, en la cual se configuran los parámetros de los componentes del sistema eléctrico, conformado por: una red de distribución de 10 kV, una subestación de alta tensión de 138 kV como Bus Swing, un generador síncrono ‘SM’ 4.16 kV como bus PV y cinco cargas como buses PQ. Esta herramienta resuelve el sistema y obtiene los valores para la inicialización del sistema eléctrico en régimen permanente.

Block type	Bus type	Bus ID	Vbase (kV)	Vref (pu)	Vangle...	P (MW)	Q (Mv...)	Qmi...	Qma...	V_LF (pu)	Vangle_LF (deg)	P_LF (MW)	Q_LF (Mvar)	Block Name	
1	Vsrc	swing	BUS_SE	138.00	1	0.00	0.00	0.00	-Inf	Inf	1	0.00	-0.11	1.43	Fuente de 138 kV 450 MVA
2	SM	PV	BUS_SM	4.16	1	0.00	5.31	0.00	-Inf	Inf	1	64.25	5.31	-0.55	GENERADOR SÍNCRONO 6250 kVA ...
3	DYN load PQ		BUS_1	10.00	1	0.00	1.00	0.00	-Inf	Inf	0.9969	31.96	1.00	-0.00	1 MW - 0 Mvar COMERCIAL 1
4	RLC load Z		BUS_1	10.00	1	0.00	0.00	0.00	-Inf	Inf	0.9969	31.96	0.00	0.00	1 kW3
5	DYN load PQ		BUS_2	10.00	1	0.00	1.00	0.00	-Inf	Inf	0.9944	31.67	1.00	0.00	1 MW - 0 Mvar Dynamic Load2
6	RLC load Z		BUS_2	10.00	1	0.00	0.00	0.00	-Inf	Inf	0.9944	31.67	0.00	0.00	1 kW4
7	DYN load PQ		BUS_3	10.00	1	0.00	0.80	0.00	-Inf	Inf	0.9909	31.23	0.80	0.00	0.8 MW - 0 Mvar Dynamic Load1
8	RLC load Z		BUS_3	10.00	1	0.00	0.00	0.00	-Inf	Inf	0.9909	31.23	0.00	0.00	1 kW2
9	DYN load PQ		BUS_4	10.00	1	0.00	1.20	0.00	-Inf	Inf	0.9877	30.71	1.20	0.00	1.2 MW - 0 Mvar Residencial Load
10	RLC load Z		BUS_4	10.00	1	0.00	0.00	0.00	-Inf	Inf	0.9877	30.71	0.00	0.00	1 kW1
11	DYN load PQ		BUS_5	10.00	1	0.00	1.00	0.50	-Inf	Inf	0.9873	30.28	1.00	0.50	1 MW - 0.5 Mvar
12	RLC load Z		BUS_5	10.00	1	0.00	0.00	0.00	-Inf	Inf	0.9873	30.28	0.00	0.00	1 kW5
13	Bus	-	*1*	10.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.9910	30.06	0.00	0.00	Transformador trifásico 10 kV ...	
14	RLC load Z		*2*	4.16	1	0.00	0.00	0.00	-Inf	Inf	0.9969	64.23	0.00	0.00	1 kW
15	Bus	-	*3*	10.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0003	32.28	0.00	0.00	TRANSFORMADOR MT 4160 V // 10 kV	

Figura 3.3: Herramienta ‘Load flow tool’ de Simulink [33]

3.3. Representación del sistema de excitación

El sistema de excitación utilizado es el tipo DC1C mostrado en la Figura 2.11, página 25 del Capítulo 2 de este documento. Utilizando este sistema de excitación se efectuará el control de la Tensión terminal y de Potencia reactiva del generador síncrono.

3.3.1 Control de tensión terminal

El sistema de excitación operando para controlar la tensión terminal del generador síncrono tiene como función mantener constante esta tensión terminal en un valor de referencia, normalmente en su valor nominal, con lo cual ayuda a mejorar la regulación de tensión del sistema.

Para efectuar el control de tensión terminal no se considera la entrada V_{stab} proveniente de un sistema ‘PSS’ (Power System Stabilizer) que amortigua oscilaciones electromecánicas, ya que en operaciones en estado estable este valor se hace cero ($V_S = 0$) [21], es por esto que la entrada ‘ V_{stab} ’ del sistema de excitación de la Figura 3.1 es conectada a tierra. Los limitadores de subexcitación, sobreexcitación y de corriente del estator: V_{UEL} , V_{OEL} y V_{SCLsum} que pueden observarse en la Figura 2.11, no son considerados en el modelo empleado de la Figura 3.4, además en estado estable estos valores son considerados nulos [25].

La Figura 3.4 muestra el modelo del sistema de excitación DC1A de la librería SimPowerSystems de Matlab/Simulink, como se observa este sistema comprende los bloques descritos en el Capítulo 2 de este documento. En la Figura 3.1 se muestra a este sistema de excitación DC1A en un solo bloque, con el nombre de ‘DC1C SISTEMA DE EXCITACIÓN’ ya que el sistema de excitación tipo DC1C puede ser representado por un tipo DC1A [25].

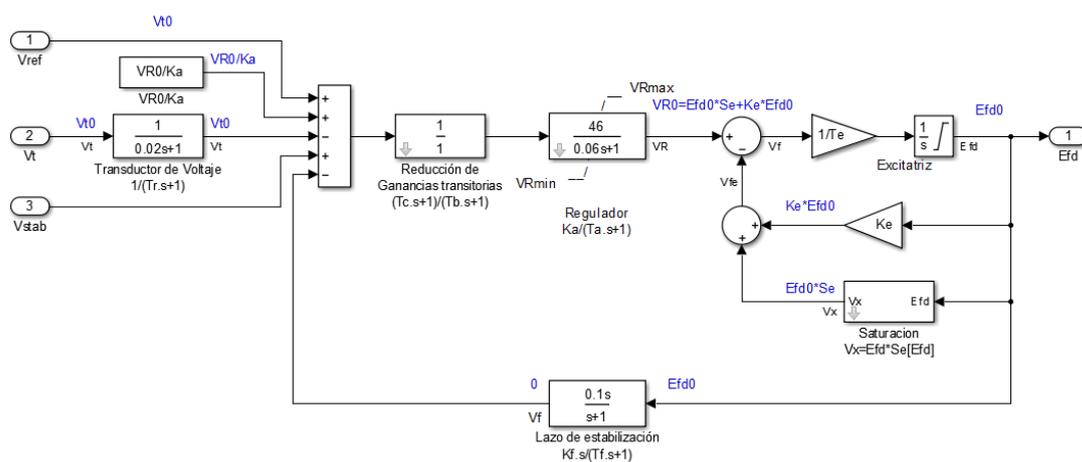


Figura 3.4: Sistema de excitación DC1A [33]

En el bloque de Reducción de Ganancias Transitorias de la Figura 3.4, las constantes de tiempo T_C y T_B aunque ayudan a reducir efectos transitorios, esta reducción también puede ser lograda con el lazo de estabilización presentado en el subíndice 2.6.2.3 del Capítulo 2. En [25] se afirma que los valores de T_C y T_B son a menudo pequeños, por lo que pueden ser despreciados.

A continuación, se describen los parámetros de la excitatriz DC: T_E cuyo valor depende de la velocidad y características del devanado de armadura de la excitatriz y K_E cuyo valor depende de la resistencia del circuito de campo de la excitatriz, ambos parámetros obtenidos de [34].

Los valores ajustables K_A y T_A del regulador para adaptar la señal de error a la entrada de la excitatriz y los valores de K_F y T_F del lazo de estabilización son obtenidos de [25, Tab. H.2], donde se describen un conjunto consistente de parámetros de ejemplo para un sistema de

excitación tipo DC1C del estándar 421.5 de la IEEE. Asimismo, los valores (E_{fd}) para la función de saturación de la excitatriz también son obtenidos de [25]. En la Figura 3.1 se muestra en color naranja el sistema de excitación DC1A obtenido de la librería SimPowerSystems de Matlab/Simulink, en donde se observa que su salida de tensión continua de campo E_{fd} es conectado a la entrada del generador síncrono para alimentar su circuito de campo. La entrada de referencia V_{ref} es '1' a fin de que el sistema de excitación mantenga la tensión terminal constante en la salida del generador síncrono (4160 V). Esta señal V_{ref} es comparada con la tensión de salida del generador, la cual es realimentada desde el generador como se observa en la Figura 3.1. Es importante resaltar que la tensión terminal de realimentación que entrega el generador está compuesta por componentes directo 'd' y de cuadratura 'q', por lo que esta tensión terminal debe ser adaptada para ser ingresada al sistema de excitación, esto se realiza mediante la siguiente expresión:

$$V_t = \sqrt{v_d^2 + v_q^2} \quad (3.1)$$

En esta expresión, V_t es la tensión terminal que será rectificadora y filtrada en el Transductor de voltaje, cuyo valor de T_R es 0.02, valor obtenido de [34]. El diagrama de este sistema de excitación DC1A dado por Matlab/Simulink se muestra en la Figura 3.4. Este sistema DC1A puede representar sin ningún problema al tipo DC1C [25]. En la Tabla 3.5, se muestran todos los valores de los parámetros para el sistema de excitación. Estos valores se encuentran dentro del rango de valores típicos [35].

Tabla 3.5: Valores para el sistema de excitación DC1C.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>
Ka	46	pu
Ta	0.06	s
Kf	0.1	pu
Tf	1	s
Tb	0	s
Tc	0	s
Ke	0.05	pu
Te	0.46	s
Tr	0.02	s
Efd1	3.1	pu

Efd2	2.3	pu
SeEfd1	0.33	pu
SeEfd2	0.10	pu

3.3.2 Control de Potencia reactiva

El sistema de excitación operando como regulador de potencia reactiva, tiene como función mantener la potencia reactiva del generador en un valor de referencia constante, como ha sido descrito en el subíndice 2.6.4 del capítulo 2 de este documento.

En el entorno de Matlab/Simulink, el regulador de potencia reactiva es representado utilizando el mismo bloque de excitación DC1A empleado en el control de Tensión terminal, con la diferencia de que la señal de referencia es la Potencia reactiva requerida y la realimentación proveniente del generador síncrono es la Potencia reactiva de salida 'Qeo'. Finalmente, ya que la señal no será rectificadas, a diferencia de la realimentación de la tensión terminal, no se consideran los efectos del bloque Transductor de voltaje por lo que la constante de tiempo ' T_r ' es configurada con un valor pequeño de 0.0001.

El bloque de generador síncrono debe ser configurado como bus PV para el cálculo de flujos de potencia y de esta manera obtener los valores iniciales de voltaje de campo del generador y potencia mecánica de la turbina que permitan inicializar la simulación desde un estado de régimen permanente. Esto se realiza con la herramienta Load Flow Tool de Matlab/Simulink. Por ejemplo: En el caso de un factor de potencia unitario se ingresa una potencia activa igual a la potencia aparente del generador síncrono, P(MW) de 6.25, con una tensión terminal Vbase (kV) de 4.16 y posteriormente se procede a calcular el flujo de potencias. Esta configuración se observa en la Figura 3.5.

Block type	Bus type	Bus ID	Vbase (kV)	Vref (pu)	Vangle (deg)	P (MW)	Q (Mv...)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	V_LF (pu)	Vangle_LF (deg)	P_LF (MW)	Q_LF (Mvar)	Block Name
1	Vsrc	swing	BUS_SE	138.00	1	0.00	0.00	-Inf	Inf	1	0.00	-0.92	3.19	Fuente de 138 kV 450
2	SM	PV	BUS_SM	4.16	1	0.00	6.25	0.00	-Inf	Inf	1	66.53	6.25	GENERADOR SÍNCRONO 62

Figura 3.5: Cálculo de flujo de potencia para la operación del GD en modo de control de potencia reactiva [33]

En la Figura 3.6 se muestra de verde el sistema de excitación como regulador de potencia reactiva, configurado para mantener una potencia reactiva de cero, de esta manera el generador síncrono opera con un factor de potencia unitario.

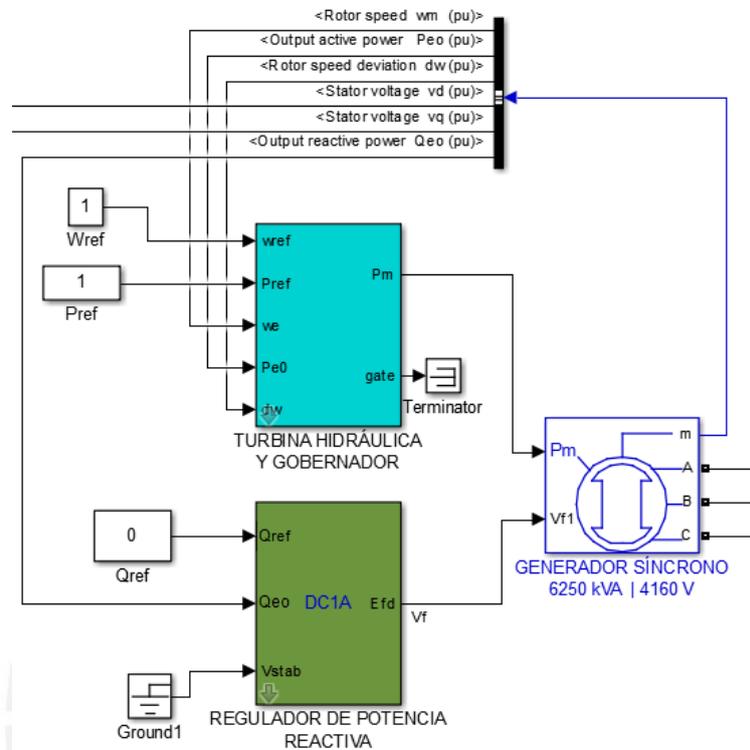


Figura 3.6: Sistema de Excitación configurado para regular la Potencia Reactiva.

3.4. Representación de la turbina hidráulica

Adicionalmente a la turbina hidráulica se considera un gobernador para este tipo de turbina. En la Figura 3.6. se observa de celeste el bloque que contiene a ambos elementos.

3.4.1. Turbina hidráulica

La tubería de presión que lleva el agua hacia la turbina hidráulica es modelada considerando una longitud 'L' y una sección transversal de área 'A'. Estas magnitudes de la tubería de presión de la PCH son incluidas dentro de la variable denominada constante de tiempo de agua (T_W), cuya expresión es la siguiente:

$$T_W = \left(\frac{L}{A}\right) \frac{q_{base}}{h_{base} * g} \text{ seg} \quad (3.2)$$

Donde q_{base} es el flujo de agua en la turbina con la compuerta (compuerta que permite el paso del agua hacia la turbina) completamente abierta ($G=1$), h_{base} es la presión de agua desde el embalse hasta la superficie y 'g' es la aceleración de la gravedad [28].

El valor de T_W normalmente se considera en el intervalo de 1s a 4s, de acuerdo al cabezal hidráulico o presión desde el embalse hasta la superficie; usualmente se usan valores $T_W = 1s$ para baja presión (low head), $T_W = 2.2s$ para media presión (medium head) y $T_W = 4s$ para presión alta (high head) [36]. Para este trabajo al tratarse de una PCH se considerará un valor de $T_W = 2.2s$

La variación del flujo de agua en la turbina, considerando una presión del agua 'h' en pu. respecto al nivel de la turbina, donde no se toman en cuenta las pérdidas de presión (h_l) por la fricción del agua dentro del conducto, es representada por la siguiente ecuación:

$$\frac{dq}{dt} = \frac{[1-h]}{T_W} \quad (3.3)$$

La potencia mecánica P_m en pu entregada por la turbina considerando una eficiencia de 100% cumple la siguiente relación [28]:

$$P_m = h * q \quad (3.4)$$

Asimismo, no se toma en cuenta la desviación de velocidad ($\Delta\omega$) del rotor por lo que el valor del parámetro 'beta' en el modelo de turbina hidráulica de Matlab/Simulink queda definido como nulo. En la Figura 2.13, página 27 del capítulo 2 de este documento, se muestra el diagrama de bloques de este modelo no lineal de turbina.

3.4.2. Gobernador para turbina hidráulica

Para la representación del gobernador de la turbina hidráulica se emplea un gobernador PID que incluye: un servomotor, limitadores de apertura máxima y mínima de la compuerta (compuerta que permite el paso del agua hacia la turbina) y limitadores de la velocidad máxima de apertura y cerrado de esta compuerta. El diagrama de bloques de este sistema se muestra en la Figura 3.7.

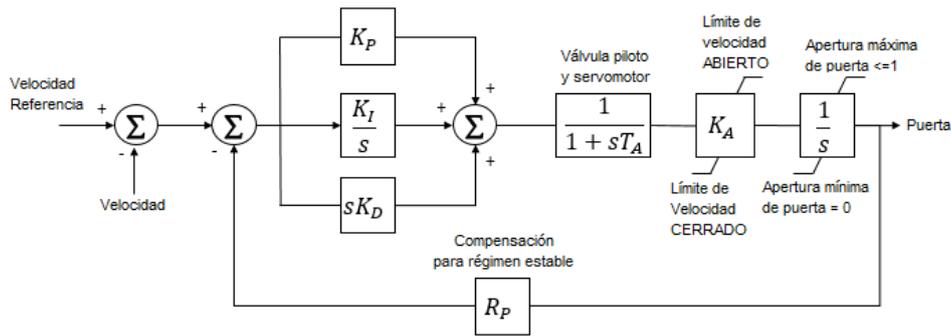


Figura 3.7: Gobernador de la turbina hidráulica PID.

Dada la característica dinámica del agua en una turbina hidráulica, la cual consiste en un cambio inicial de potencia opuesto al requerido, el cual es estabilizado paulatinamente hasta el valor deseado. Este efecto es generado por la inercia del agua ante un cambio en la compuerta. Un método de control para esta característica es el de compensación para régimen estable (permanent droop compensation ‘ R_p ’) y para transitorios (transient droop compensation). La ganancia R_p que se puede apreciar en la Figura 3.7, tiene como propósito lograr la respuesta estable del sistema turbina generador en periodos de régimen permanentes [21].

Para obtener la ganancia R_p se toma como referencia [21, ej. 9.2]. En este análisis se utiliza el diagrama de bloques simplificado de un regulador de velocidad ($1/R$), una turbina y un generador, a fin de encontrar el valor de R_p con el cual el sistema sea estable. Este diagrama se muestra en la Figura 3.8.

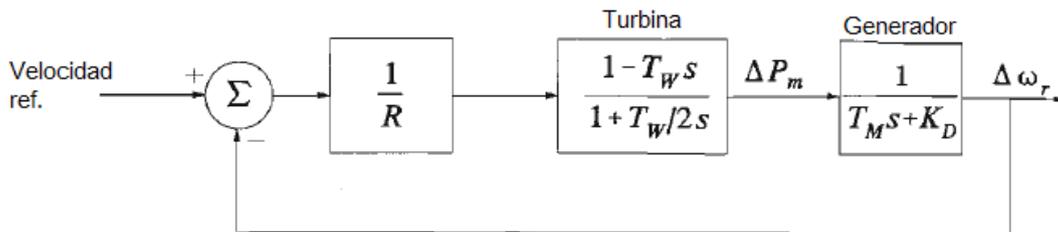


Figura 3.8: Diagrama de sistema simplificado para ganancia permanente R_p [21]

Con los parámetros de las especificaciones técnicas para el generador síncrono empleado en este trabajo se tiene una constante de inercia H de 7.11s, con lo cual se obtiene el tiempo de inicio mecánico $T_M = 2H$ [21]. El coeficiente de desviación de velocidad K_D con un valor nulo [21] y con la constante de tiempo T_w de 2.2s como se mencionó anteriormente.

La ecuación característica del sistema de la Figura 3.8 con estos valores previamente diseñados es: $15.64Rs^2 + (14.22R - 2.2)s + 1 = 0$. Para que el sistema sea estable los polos deben estar en el extremo negativo del plano de Laplace [21], entonces: $15.64Rs^2 > 0$ y $(14.22R - 2.2) > 0$, con lo cual se obtiene un valor de $R > 0.1547$, entonces la ganancia R_p se diseña con un valor de 0.16.

Durante periodos transitorios el algoritmo PID entra en operación, garantizando la estabilidad del sistema, el uso de una ganancia derivativa K_D puede provocar oscilaciones excesivas y la posibilidad de inestabilidad, por lo cual no es generalmente usado ($K_D = 0$). Las ganancias K_I y K_P son sintonizadas a partir de las siguiente relaciones [28]:

$$\frac{1}{K_P} = \frac{T_W}{H} [1.15 - (T_W - 1) * 0.075] \quad (3.5)$$

$$\frac{K_P}{K_I} = T_W [5 - (T_W - 1) * 0.5] \quad (3.6)$$

Con esto se obtiene $K_p = 3.0581$ y $K_I = 0.3159$.

Para la elección del valor de la ganancia del servomotor 'Ka' que se puede observar en la Figura 3.7, se emplea el mayor valor que sea posible, se elige para esta ganancia 'Ka' un valor de 5 que es utilizado también en [21]. La constante de tiempo del servomotor es asignada con un valor de T_a de 0.07 [37].

El agua no posee la característica de ser un fluido muy compresible, por lo que un cierre demasiado rápido en la compuerta de agua, podría provocar una presión excesiva en la tubería de presión. Dada esta circunstancia la velocidad máxima de cierre y apertura de esta compuerta es limitada por las variables v_{gmin} y v_{gmax} , con valores de -0.1 y 0.1 en pu/s, respectivamente. La máxima apertura de la compuerta es también limitada y no llega a G de valor unitario, que idealmente indicaría la compuerta abierta en su totalidad, ni a G de valor nulo que sería la compuerta cerrada por completo, estos límites de apertura son configurados como g_{min} con el valor de 0.01 y g_{max} con el valor 0.97518 ambos en pu. En la Figura 3.7, se identifican a los límites de velocidad de apertura y cierre de la compuerta como 'Límite de velocidad' y la máxima apertura o cierre de la compuerta como 'Apertura máxima y mínima'

Para comprobar estos parámetros de la 'TURBINA HIDRÁULICA Y GOBERNADOR' se realiza una simulación de 12 segundos en un sistema de generador síncrono alimentando una

carga total de 4 MW como se muestra en la Figura 3.9, en el segundo 3 ocurre la desconexión de una carga de 3 MW conectada en el bus 'BUS_1' mediante el 'Interruptor A' y se analiza la velocidad del rotor, la potencia activa y el voltaje de campo en el generador síncrono ante este cambio en la carga.

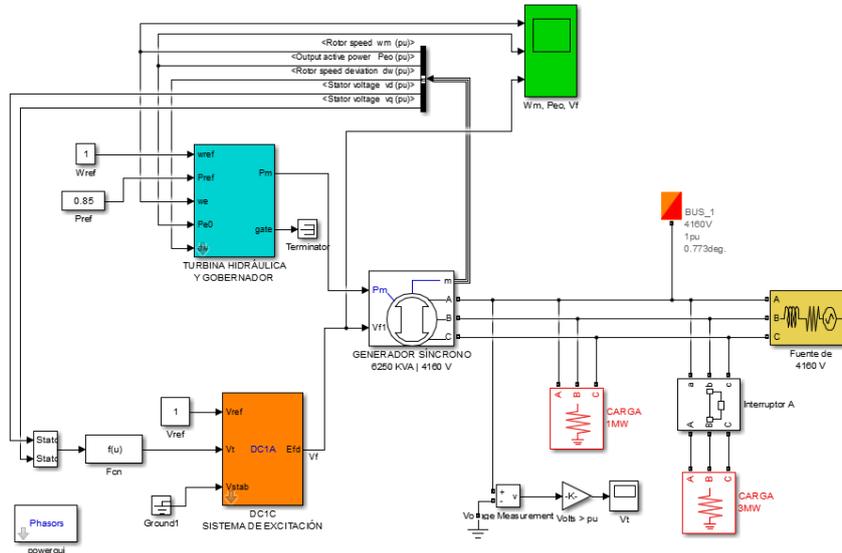


Figura 3.9: Test bench de la Turbina y Gobernador.

Con los parámetros obtenidos previamente, se presentan los resultados en la Figura 3.10, donde se muestra la velocidad del rotor (w_m), la potencia activa del generador (Pe_o) y el voltaje de campo (V_f), donde se observa una respuesta inestable luego de la desconexión de la carga de 3 MW en el tercer segundo.

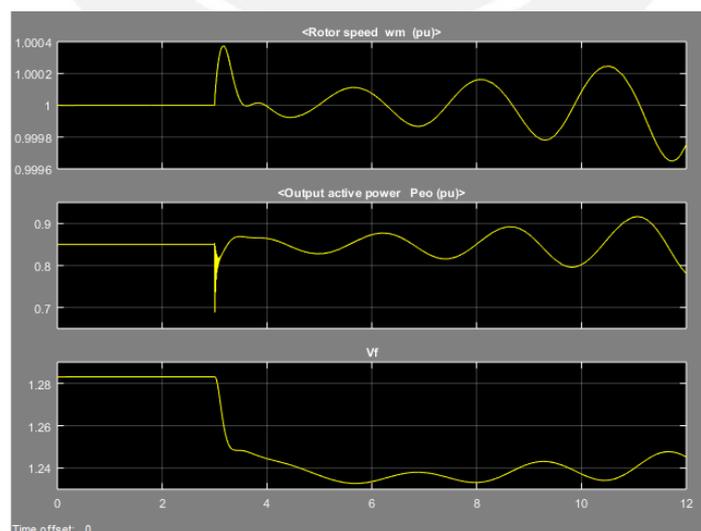


Figura 3.10: Velocidad del rotor (w_m), Potencia activa (Pe_o) y Voltaje de campo (V_f).

A partir de los valores calculados se realiza un reajuste a fin de lograr una respuesta estable ante el cambio de carga. Para esto se asigna a R_p el nuevo valor de 0.2, el anterior valor de K_p es reajustado mediante pruebas en el sistema utilizando solo ganancia proporcional ($K_I = 0$ y $K_D = 0$) obteniéndose un valor de K_p igual a 1.5. Con el nuevo valor de K_p se determina el nuevo valor de K_I con la expresión dada en 3.6, resultando K_I en un valor de 0.155. Los valores de K_a y T_a se mantienen en 5 y 0.07 respectivamente, y los demás parámetros no se ven modificados. La respuesta del sistema con estos nuevos parámetros calculados se muestra en la Figura 3.11 con una simulación del sistema de la Figura 3.9 de 12 segundos con la desconexión de una carga de 3 MW en el tercer segundo. Se aprecia que luego de esta desconexión el sistema se estabiliza correctamente.

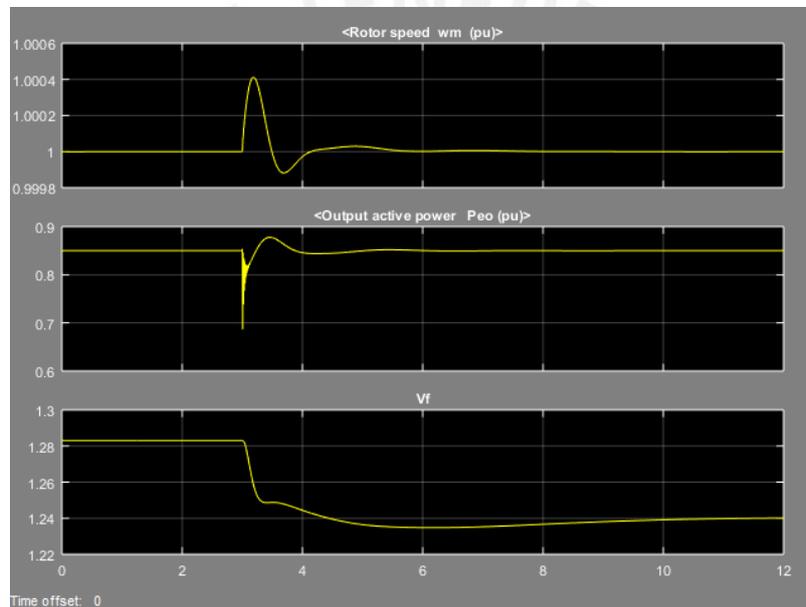


Figura 3.11: Velocidad del rotor (w_m), Potencia activa (P_{eo}) y Voltaje de campo (V_f).

3.5. Representación de las cargas

Las cargas siguen el modelo de cargas estáticas, en el cual generalmente los componentes de potencia activa y reactiva se manejan por separado. Dentro de este modelo estático se utiliza el modelo exponencial que permite cambiar la naturaleza de la carga, ya sea de potencia constante, corriente constante o impedancia constante [38].

Potencia activa y reactiva en el modelo de cargas exponencial:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad (3.7)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \quad (3.8)$$

Las cargas modeladas como impedancia constante son utilizadas para representar a cargas de tipo residencial y comercial, y las de potencia constante para cargas de tipo industrial [39]. En el entorno de Matlab/Simulink, se configuran los valores de “np” y “nq” ambos igual a dos para representar cargas de impedancia constante [38], y los valores de potencias activa inicial P_0 , potencia reactiva inicial Q_0 y tensión inicial V_0 son inicializados por la herramienta Load Flow Tool de Matlab/Simulink a fin de lograr una simulación del sistema en régimen permanente.

Las cargas para el sistema eléctrico se distribuyen en tres cargas de tipo Residencial y dos de tipo Comercial, ambas modeladas como impedancia constante. Las potencias, activa y reactiva de las cinco cargas se muestran en la Tabla 3.6. Según la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE) el consumo promedio de un hogar en el país es de 149.9 kWh al mes para el 2016 [6]. Considerando este consumo, la carga de Residencial 1 podría representar el consumo de energía de 4803 hogares, la carga Residencial 2, el consumo de 3842 hogares y la carga Residencial 3 de 5763 hogares. Esto suma un total de 14408 hogares.

En el Perú existen diversas provincias con un número de hogares cercano a este, como Yauli (15200 hogares) o Concepción (18800 hogares) del departamento de Junín [40].

Las dos cargas de tipo Comercial son asignadas cada una con una potencia activa y reactiva de 1MW y 0.2916 MVAR, respectivamente. Para determinar la potencia reactiva de cada carga se consideró un factor de potencia de 0.96 para evitar cobros por energía reactiva [41].

Tabla 3.6: Potencias asignadas a las cargas.

Carga	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAR)
Residencial 1	1	0.2916
Residencial 2	0.8	0.233
Residencial 3	1.2	0.35
Comercial 1	1	0.2916
Comercial 2	1	0.2916

3.6. Representación de las líneas de distribución

Las líneas de distribución son modeladas como una impedancia en serie ‘RL’, ya que tienen una longitud menor de 80 km, por lo cual son clasificadas como líneas cortas como se vio en el subíndice 2.8 del capítulo 2 de este documento.

Los valores de resistencia e inductancia fueron seleccionados a partir de las especificaciones técnicas del conductor N2XS2Y-S 6/10 (12) kV de media tensión de CELSA Conductores Eléctricos Lima S.A. que opera a tensiones de 10 kV [42], la sección nominal del conductor fue calculada con la aplicación móvil de dimensionamiento de conductores CEPERMATIC de Ceper Cables [43]. En la Tabla 3.7 se muestran las características eléctricas para una área de sección transversal del conductor de 150 mm².

Tabla 3.7: Características eléctricas del conductor N2XS2Y-S 6/10 (12) kV [42].

Sección nominal (mm ²)	Resistencia Óhmica (Ohm/Km)		Reactancia X _L (Ohm/Km) a 60Hz
	a 20°C c.c.	a 90°C a.c.	
150	0.124	0.161	0.193

Con estos valores se obtiene la resistencia e inductancia para un kilómetro de línea de distribución:

- $R = 0.161 \Omega$
- $L = \frac{0.193}{2\pi \cdot 60} = 0.5119 \text{ mH}$

Las longitudes de las líneas de distribución se eligieron para representar la separación de los buses de carga de la red de distribución. Desde estos terminales de las líneas de distribución, se puede suministrar energía eléctrica a distritos de provincias pequeñas del Perú. Las longitudes asignadas para las líneas de distribución entre buses del sistema se muestran en la Tabla 3.8. Con estas longitudes se calculan sus características de resistencia e inductancia.

Tabla 3.8: Longitud de los conductores de media tensión.

Línea	Longitud (km)	Resistencia (Ω)	Inductancia(mH)
L1	0.5	0.0805	0.2560
L2	0.5	0.0805	0.2560
L3	1	0.1610	0.5119
L4	1.5	0.2415	0.7679
L5	2	0.3220	1.0238
L6	1.5	0.2415	0.7679

Para la representación de las líneas de distribución se utiliza el bloque “Three-Phase Series RLC Branch” de la librería SimPowerSystems de Matlab/Simulink, el cual permite ingresar los parámetros de resistencia e inductancia. Este bloque se muestra en la Figura 3.12.

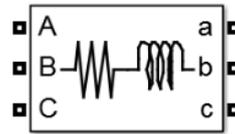


Figura 3.12: Bloque de impedancia RLC [33]

En la Figura 3.13. se aprecia la red de distribución con las cargas conectadas en los buses.

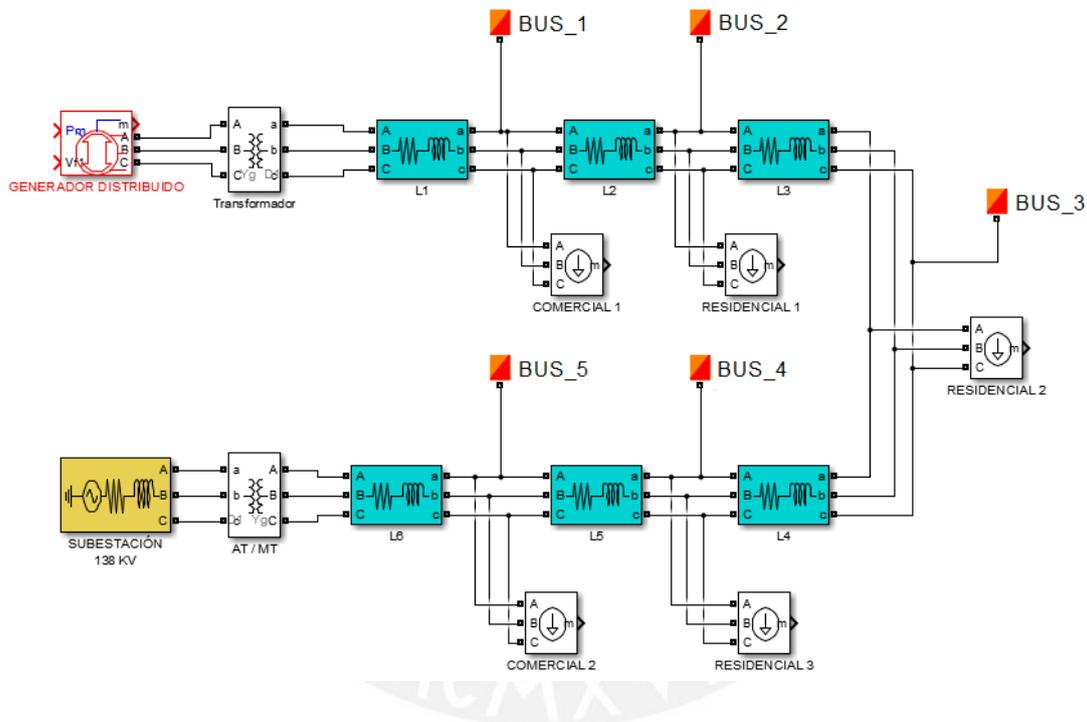


Figura 3.13: Distribución de cargas y líneas de distribución.

3.7. Representación de la subestación eléctrica

La subestación eléctrica de alta tensión es representada por una fuente trifásica que equivale a una línea de alta tensión y un transformador de AT/MT. En la Figura 3.14. se muestran los bloques que la componen.

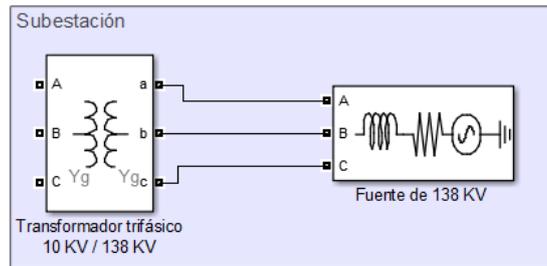


Figura 3.14: Representación de la subestación eléctrica.

3.7.1. Línea de alta tensión

La línea de alta tensión opera a una tensión de 138 kV a 60 Hz, valores típicos de subestaciones de alta tensión en el país [44]. Se considera a la subestación eléctrica como bus Slack o bus infinito, con tensión de magnitud conocida y ángulo de 0° , con el objetivo de ser el bus de referencia en el cálculo de flujo de potencia de los buses del sistema eléctrico analizado. Se diseñó un valor de 450 MVA para el nivel de cortocircuito [10] y una relación de impedancias (X/R) de 5.7 adecuado para una línea de transmisión de 138 kV [45].

3.7.2. Transformador de AT/MT

El transformador de la subestación convierte la tensión de alta tensión a media tensión, posee una relación de 138 kV/10 kV, con conexión Δ/Y , y una potencia de 25 MVA a 60Hz. Para el diseño del valor de potencia de este transformador, se usó como referencia el transformador de la subestación eléctrica de Tarapoto de la empresa Electro Oriente [44].

3.8. Consideraciones de simulación

En el sistema se incluyen cargas resistivas de 1 kW de potencia en paralelo al generador síncrono y en cada bus del sistema. Esto es necesario, dado que en Matlab/Simulink, dos bloques no lineales modelados por Matlab/Simulink como fuentes de corriente no pueden ser conectados en serie (“Generador síncrono en serie con transformador” y “Cargas en serie con

Líneas de distribución”) [46]. Estas cargas resistivas de 1kW son pequeñas por lo que sus efectos en la operación del sistema no son considerables. En la Figura 3.15. se muestran de gris algunas de estas cargas resistivas en el sistema.

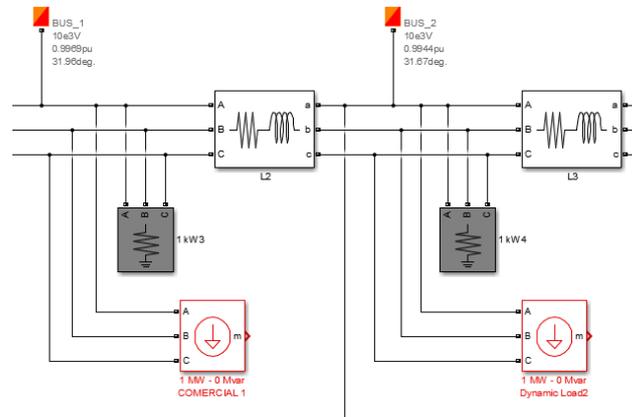
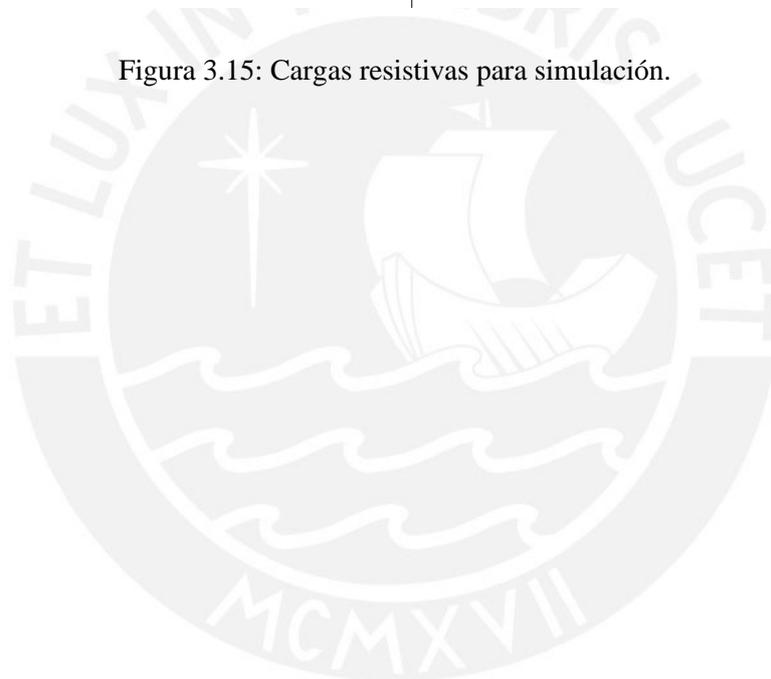


Figura 3.15: Cargas resistivas para simulación.



Capítulo 4: Pruebas y análisis de los resultados

En el presente capítulo se muestran las pruebas y resultados del Sistema Eléctrico (con Generador Distribuido), diseñado en el Capítulo 3. El análisis y simulación de este sistema eléctrico se realiza empleando el software Matlab/Simulink, mediante el cual se evalúan diferentes escenarios de operación del sistema, que son presentados en las subsecciones de este capítulo. En cada escenario se obtienen los gráficos correspondientes para el análisis de resultados. En la Figura 4.1 se muestra el esquema general del sistema eléctrico diseñado que es usado de referencia en las simulaciones.

4.1. Tap del transformador de la subestación eléctrica

Los taps o cambiadores de derivación del transformador de la subestación eléctrica permiten ajustar el perfil de tensión de todos los buses de la red de distribución. Estos taps varían la relación de transformación normalmente dentro de un rango de +/- 10%. Para este trabajo se considerarán variaciones de +/- 2.5% de la tensión nominal del secundario (10 kV) del transformador de la subestación eléctrica para cubrir el rango de +/- 10% [47].

En cada escenario de simulación se variará el tap del transformador de la subestación eléctrica de manera que el bus de carga más alejado de la subestación (BUS_1) se encuentre lo más cerca de su valor nominal de 10 kV (1 pu), para esto se considera que el valor de la tensión en este bus, está entre 0.99 y 1.01 pu. Este ajuste del tap se realiza con el GD conectado a la red de distribución. En la Figura 4.1 se puede observar que el 'BUS_1' es el bus de carga más cercano al GD y a la vez el más alejado a la subestación eléctrica.

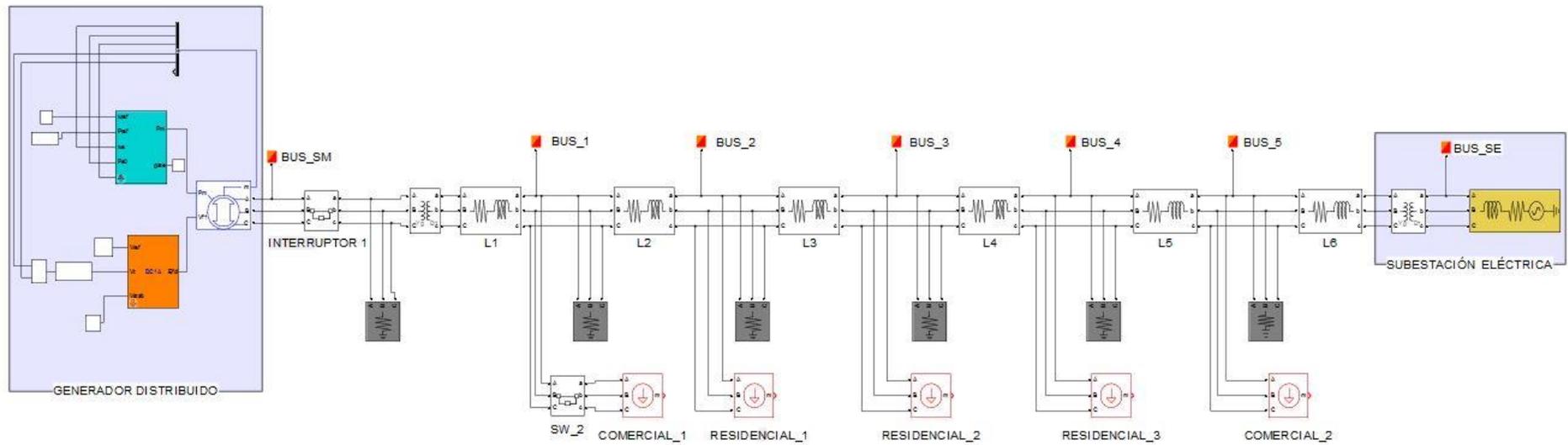


Figura 4.1: Esquema del sistema eléctrico con generación distribuida.

4.2. Sistema eléctrico con GD controlando la tensión terminal

Para todas las simulaciones en este escenario de control de tensión terminal constante (CT) se considera al sistema de excitación del GD de manera que mantenga la tensión terminal constante en 1 pu ($V_{ref} = 1$ pu). El control se realiza en el bus 'BUS_SM' mostrado en la Figura 4.1. En este escenario el GD opera con una potencia activa de referencia Pref de 0.85 pu.

Primero se realiza el ajuste del tap del transformador de la subestación eléctrica a un valor con el que la tensión del bus 'BUS_1' se encuentre en el rango de 0.99 y 1.01 pu, esto se logra con un valor del tap de 1.025. En la Figura 4.2 se muestra el perfil de tensión de los buses de carga de la red de distribución para una simulación de 12 segundos. Se observa que el Bus1 se encuentra dentro del rango de 0.99 y 1.01 pu. Asimismo, se puede apreciar que todas las tensiones en los buses de carga se encuentran dentro de los límites permitidos de tensión de 0.95 y 1.05 pu [13].

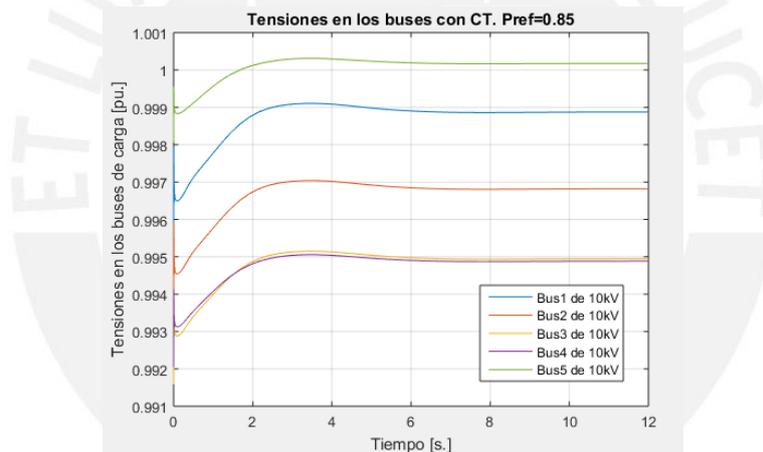


Figura 4.2 Tensión en los buses de carga con el GD controlando su tensión terminal.

En la Tabla 4.1 se muestran las tensiones en cada uno de los buses de la red de distribución en el caso del GD controlando la tensión terminal.

Tabla 4.1: Tensiones en los buses de carga con el GD controlando su tensión terminal.

	BUS_1 (pu)	BUS_2 (pu)	BUS_3 (pu)	BUS_4 (pu)	BUS_5 (pu)
Tensión en el bus	0.9989	0.9968	0.9949	0.9949	1.0000

Para evaluar la operación del sistema de excitación del GD controlando la tensión terminal (CT). Se simula la desconexión de la carga ‘COMERCIAL 1’ de 1 MW y 0.2916 MVAR que se encuentra conectada al bus de carga ‘BUS_1’ mediante el interruptor ‘SW_2’, este interruptor y carga se pueden observar en la Figura 4.1. La desconexión de la carga se realiza en el segundo 6 para un tiempo de simulación total de 16 segundos. Esta desconexión de carga podría representar una falla producida en dicho bus, por lo cual los sistemas de protección desconectarían la carga del ‘BUS_1’ de la red de distribución. En la Figura 4.3 se observa la tensión terminal del generador ‘Vt’, la potencia activa ‘Peo’, la potencia reactiva ‘Qeo’ de salida del GD y la tensión de campo ‘Vf’ del GD.

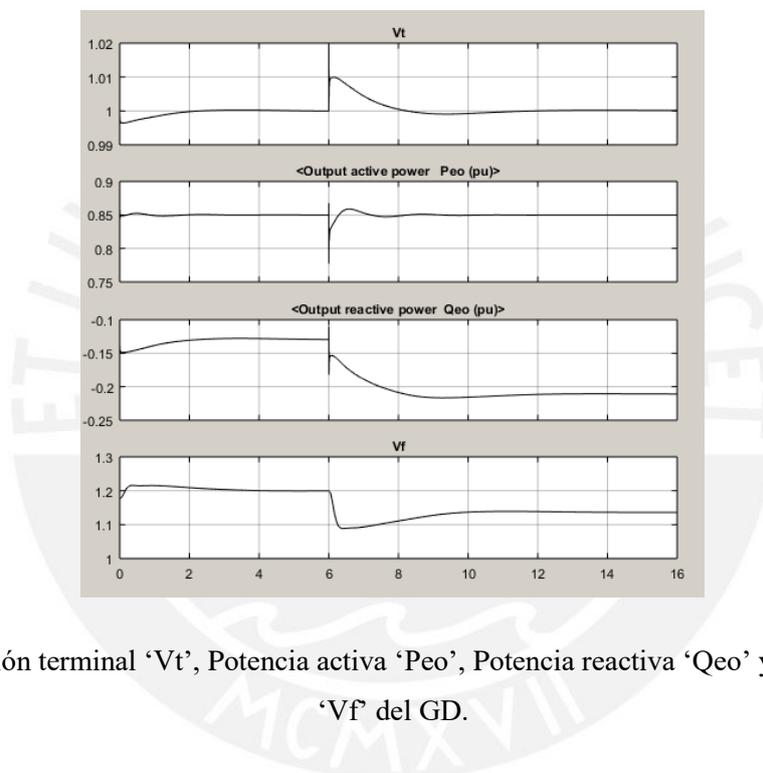


Figura 4.3: Tensión terminal ‘Vt’, Potencia activa ‘Peo’, Potencia reactiva ‘Qeo’ y tensión de campo ‘Vf’ del GD.

En la Figura 4.3, se puede observar que, al momento de la desconexión de la carga en el segundo 6, ‘Vt’ se incrementa hasta 1.02 pu. Este valor es restablecido por el sistema de excitación al valor de 1 pu. Igualmente, se puede apreciar que el sistema de excitación hace que ‘Vf’ disminuya de manera que la absorción de potencia reactiva ‘Qeo’ se incremente y con esto la tensión terminal ‘Vt’ disminuya y se estabilice en 1 pu. En la Figura 4.4 se puede observar que el perfil de tensión de los buses de carga se eleva levemente como resultado del control de tensión terminal, por lo que todos los buses de carga se encuentran dentro del rango de tensión permitido de 0.95 a 1.05 pu.

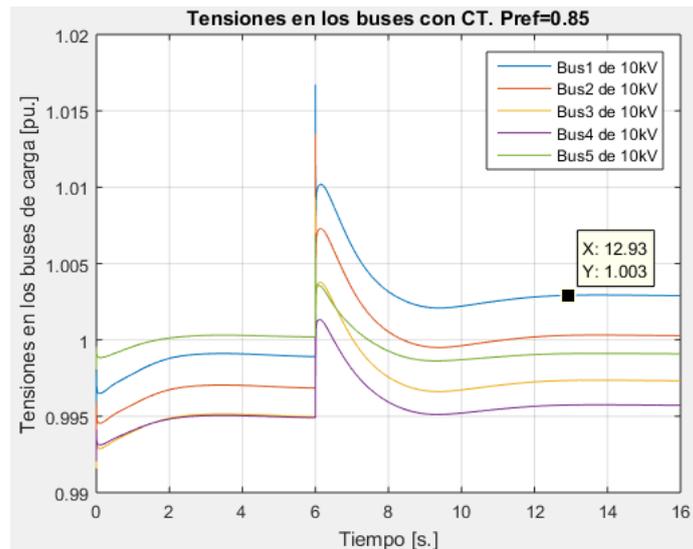


Figura 4.4: Tensiones en los buses de carga con desconexión de la carga ‘COMERCIAL_1’ con el GD controlando su tensión terminal.

4.2.1. Desconexión del GD con tensión terminal constante

Se simula la desconexión del GD de la red de distribución, con el objetivo de analizar las variaciones de tensiones en los buses luego de esta desconexión (no existe desconexión de la carga ‘COMERCIAL_1’). Dada las condiciones del control de tensión terminal constante ($V_{ref}= 1pu$, $P_{ref}= 0.85pu$ y $tap= 1.025$) se realiza la desconexión del GD en el segundo 8, abriendo el ‘INTERRUPTOR 1’ mostrado en la Figura 4.1, en un tiempo de simulación total de 12 segundos. El perfil de tensión de la red de distribución para esta simulación con desconexión del GD se muestra en la Figura 4.5.

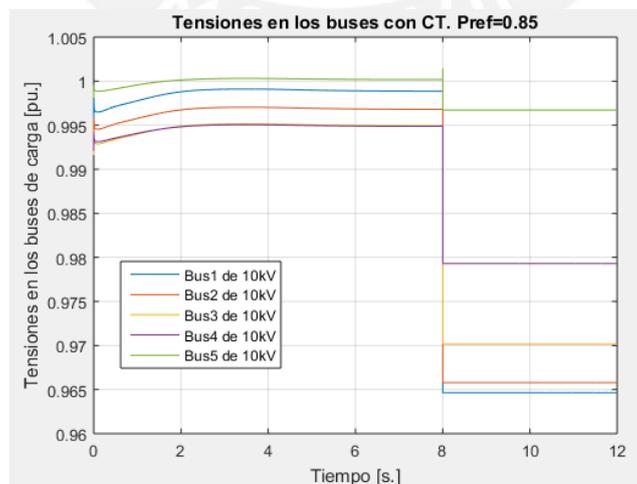


Figura 4.5: Tensiones en los buses de carga con desconexión del GD controlando su tensión terminal.

Posteriormente a la desconexión del GD, ningún bus de carga cae por debajo del límite inferior de tensión de 0.95 pu como se muestra en la Tabla 4.2. El bus ‘BUS_1’ al ser el bus de carga más alejado de la subestación eléctrica es el que tiene mayor caída de tensión, por lo que su tensión es la más cercana al límite inferior de 0.95 pu.

Tabla 4.2: Tensiones en los buses de carga luego de la desconexión del GD controlando su tensión terminal.

	BUS_1 (pu)	BUS_2 (pu)	BUS_3 (pu)	BUS_4 (pu)	BUS_5 (pu)
Tensión en el bus	0.9646	0.9658	0.9702	0.9793	0.9967

4.3. Sistema eléctrico con GD controlando potencia reactiva

Para esta simulación se hace uso del sistema de excitación para controlar la potencia reactiva (que entrega o absorbe el GD) diseñado en el subíndice 3.3.2 del Capítulo 3 de este documento. Se analiza el perfil de tensión de los buses de carga en régimen permanente, en escenarios previo y posterior a la desconexión del GD de la red de distribución; es decir, se evalúa si las tensiones en los buses de carga de la red de distribución se encuentren dentro del rango permitido de 0.95 a 1.05 pu [13], en escenarios previo y posterior de la desconexión.

Adicionalmente, se realiza la desconexión repentina de la carga ‘COMERCIAL_1’ de potencia activa y reactiva de 1 MW y 0.2916 MVAR, respectivamente, que se encuentra conectada en el bus de carga ‘BUS_1’ mediante el interruptor ‘SW_2’. Esta desconexión de carga, podría significar previamente una falla en dicho bus; razón por la cual los sistemas de protección desconectaron la carga conectada al bus asociado en la red de distribución.

4.3.1. GD operando con factor de potencia unitario

En este caso se considera una potencia activa de referencia P_{ref} de 1 pu y una potencia reactiva de referencia Q_{ref} de 0 pu. Se realiza el ajuste del tap del transformador de la subestación eléctrica a un valor de tap de 1. En la Figura 4.6 se muestra el perfil de tensión de la red para un tiempo de simulación de 12 s., con la desconexión del GD (abriendo ‘INTERRUPTOR 1’) a los 10 segundos.

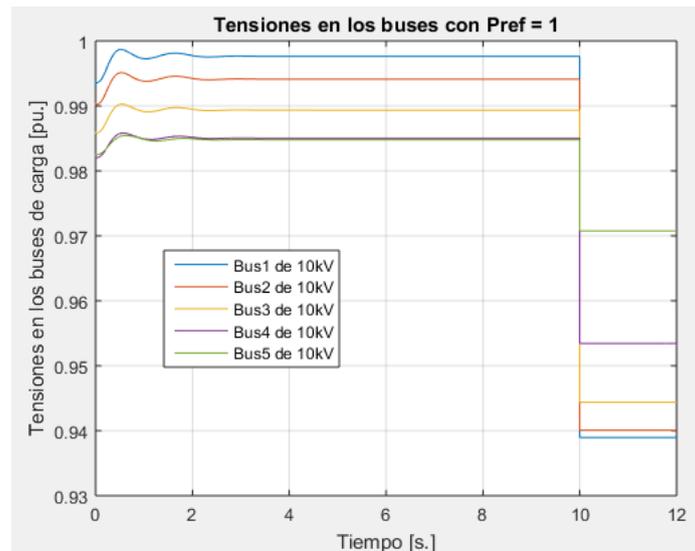


Figura 4.6: Tensiones en los buses de carga con la desconexión del GD operando con factor de potencia unitario.

En escenario previo a la desconexión del GD, todas las tensiones en los buses se encuentran dentro del rango permitido de 0.95 y 1.05 pu. Luego de la desconexión del GD las tensiones en los buses de carga 1, 2 y 3, caen por debajo del límite inferior como se puede observar en la Figura 4.6. Las magnitudes de tensión (pu) en escenarios previo y posterior a la desconexión del GD se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Tensiones en los buses de carga antes y después de la desconexión del GD operando con factor de potencia unitario.

	BUS_1 (pu)	BUS_2 (pu)	BUS_3 (pu)	BUS_4 (pu)	BUS_5 (pu)
Tensión antes de la desconexión del GD	0.9976	0.9941	0.9893	0.9850	0.9848
Tensión luego de la desconexión del GD	0.9389	0.9401	0.9444	0.9535	0.9708

En este escenario, en el que la subestación eléctrica y el GD suministran energía a la red de distribución; se simula la desconexión de la carga 'COMERCIAL_1', para comprobar el desempeño del sistema de excitación. Asimismo, se muestra cómo afecta esta desconexión de una carga al perfil de tensión de los buses de carga de la red de distribución. En la Figura 4.7 se muestra la tensión terminal 'Vt' del GD, potencia reactiva 'Qeo' del GD y la tensión de campo 'Vf' para un tiempo total de simulación de 16 segundos, donde la desconexión de la carga ocurre a los 6 segundos.

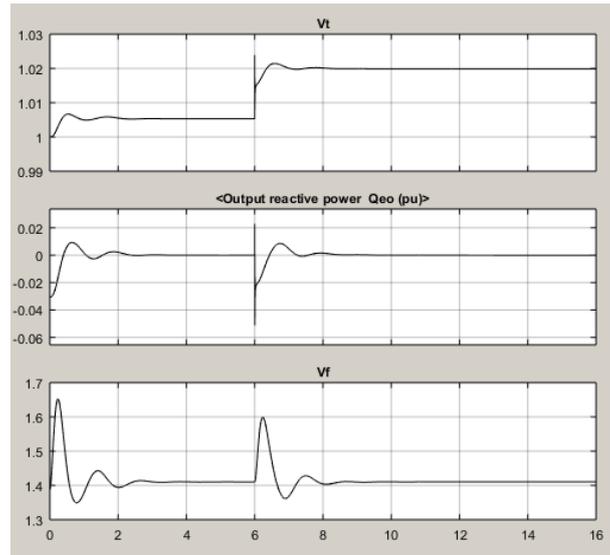


Figura 4.7: Tensión terminal 'Vt', potencia reactiva 'Qeo' del GD y tensión de campo 'Vf'.

En la Figura 4.7 se puede observar que, de acuerdo a lo esperado, 'Qeo' se mantiene constante en 0 pu, en escenarios previo y posterior a la desconexión de la carga. Al no tratarse de la operación de GD controlando la tensión terminal 'Vt', esta tensión terminal se incrementa luego de la desconexión de la carga, hasta un valor de 1.02 pu en régimen permanente. En la Figura 4.8 se muestran las tensiones en los buses de carga para este escenario de desconexión de la carga 'COMERCIAL_1', donde se observa que el incremento en la tensión terminal 'Vt' del GD eleva el perfil de tensión de la red de distribución luego de la desconexión de la carga en el segundo 6; sin embargo, ningún bus de carga supera el límite permitido de tensión de 1.05 pu.

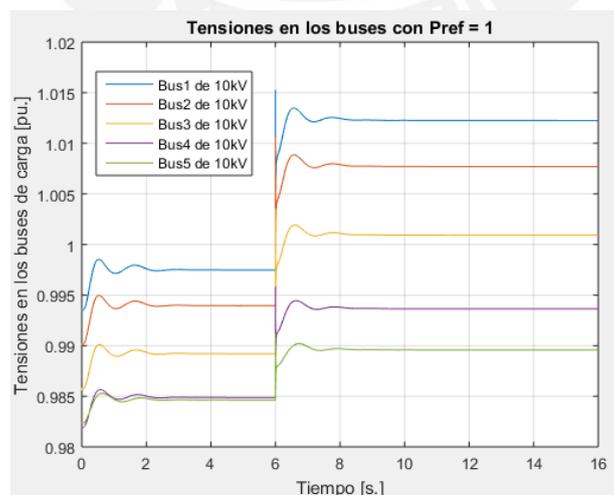


Figura 4.8: Tensiones en los buses de carga con la desconexión de la carga 'COMERCIAL_1' con el GD operando con factor de potencia unitario.

4.3.2. GD operando con factor de potencia de 0.85 inductivo y capacitivo

Para este caso se considera una potencia activa de referencia P_{ref} de 0.85 pu y una potencia reactiva de referencia Q_{ref} de 0.5268 pu (positivo) para un factor de potencia inductivo o una potencia reactiva Q_{ref} de -0.5268 pu (negativo) para un factor de potencia capacitivo.

4.3.2.1. Factor de potencia de 0.85 inductivo

El valor de Q_{ref} de 0.5268 pu (positivo) indica que se opera con un generador inductivo que inyecta potencia reactiva a la red de distribución. Se realiza el ajuste del tap del transformador de la subestación eléctrica de manera que la tensión en el bus 'BUS_1' quede lo más cercana a 1 pu (entre el rango de 0.99 y 1.01 pu). Esto se logra con un valor de tap de 0.95.

Se realiza una simulación de 12 segundos en la cual en el segundo 10 ocurre la desconexión del GD de la red de distribución (abriendo el 'INTERRUPTOR 1'). Las tensiones en los buses de carga se muestran en la Figura 4.9. En esta figura se puede observar que antes de la desconexión del GD (antes del segundo 10) todas las tensiones en los buses de carga estaban dentro de los límites permitidos de 0.95 pu y 1.05 pu. Luego de la desconexión del GD, se observa que todas las tensiones en los buses de carga disminuyen y caen por debajo del límite inferior de 0.95 pu.

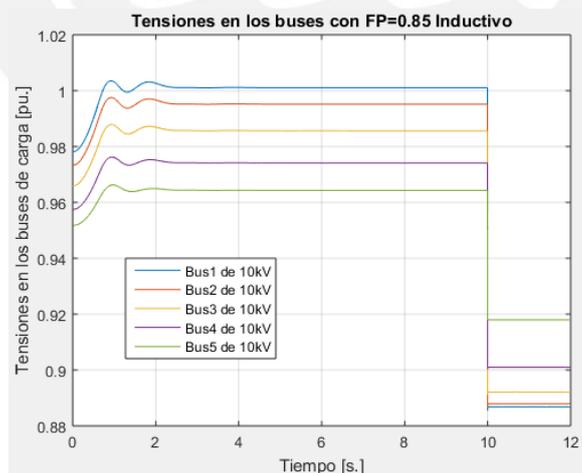


Figura 4.9: Tensiones en los buses de carga con la desconexión del GD operando con factor de potencia inductivo.

Estas caídas de tensión ocurren debido a que: En el escenario previo a la desconexión, el GD suministraba potencia activa y reactiva a la red, posteriormente a la desconexión del GD se

pierde esta cantidad de potencia reactiva entregada por el GD (GD sobreexcitado), cantidad que incrementa el perfil de tensión de la red. De la misma manera se pierde el suministro de corriente de potencia activa entregada por el GD a la red de distribución, corriente que contribuye a elevar el perfil de tensión en escenario previo a la desconexión del GD.

En la Tabla 4.4 se muestran los valores de tensión (pu) para todos los buses en escenario previo y posterior a la desconexión del GD.

Tabla 4.4: Tensiones en los buses de carga con el GD operando con factor de potencia 0.85 inductivo.

	BUS_1 (pu)	BUS_2 (pu)	BUS_3 (pu)	BUS_4 (pu)	BUS_5 (pu)
Tensión antes de la desconexión del GD	1.001	0.9952	0.9856	0.9741	0.9643
Tensión luego de la desconexión del GD	0.8868	0.8879	0.8921	0.9010	0.9180

En la siguiente simulación, se considera que la subestación eléctrica y el GD están suministrando energía a la red de distribución y se procede a desconectar la carga ‘COMERCIAL_1’ abriendo el interruptor ‘SW_2’ como se pueden apreciar en la Figura 4.1. Esta desconexión de la carga, se realiza en el segundo 6 para un tiempo total de simulación de 16 segundos. En esta simulación se observa principalmente la tensión terminal del GD ‘Vt’, la potencia reactiva ‘Qeo’ entregada por el GD y su voltaje de campo ‘Vf’. En la Figura 4.10 se muestra el gráfico de estos valores.

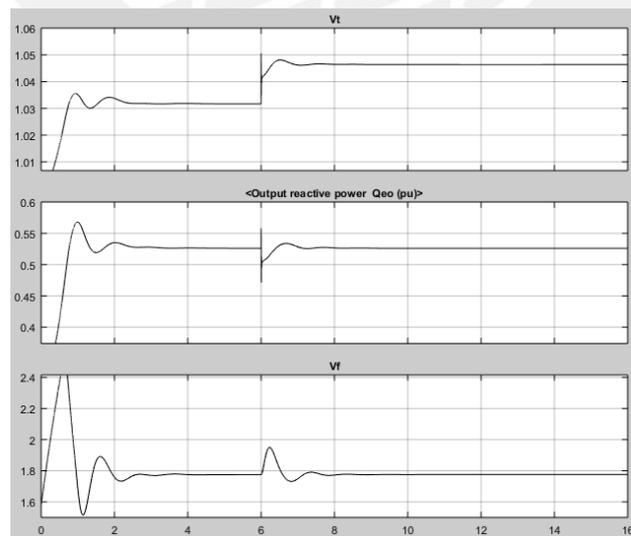


Figura 4.10: Tensión terminal ‘Vt’ del GD, potencia reactiva ‘Qeo’ y tensión de campo ‘Vf’.

En la Figura 4.10 se observa que luego de la desconexión de la carga en el segundo 6, la potencia reactiva entregada ‘Qeo’ se mantiene constante. Por otro lado, la tensión terminal del GD ‘Vt’ se incrementa hasta 1.047 pu, ya que al mantenerse constante ‘Qeo’, el GD pierde la capacidad de regular su potencia reactiva, por lo que no puede mantener constante la tensión terminal ‘Vt’. El incremento de la tensión terminal ‘Vt’ eleva todas las tensiones en los buses de la red de distribución como se puede observar en la Figura 4.11, sin embargo, con este incremento, se mantienen las tensiones en los buses dentro de los límites de permitidos.

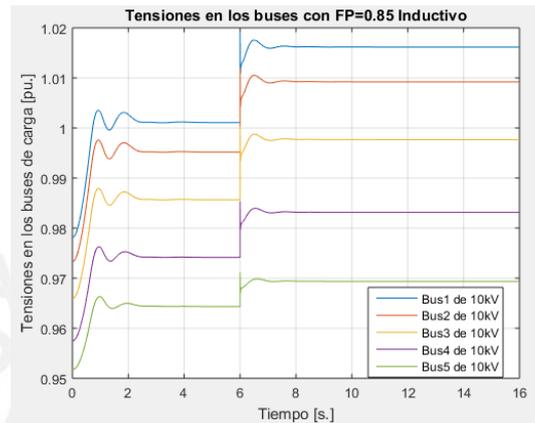


Figura 4.11: Tensiones en los buses de carga con desconexión de la carga ‘COMERCIAL_1’ con GD operando con factor de potencia inductivo.

4.3.2.2. Factor de potencia de 0.85 capacitivo

El valor de Qref de -0.5268 pu (negativo) indica que se opera con un generador capacitivo que está absorbiendo potencia reactiva de la red de distribución. Se realiza el ajuste del tap del transformador de la subestación eléctrica de manera que la tensión en el bus ‘BUS_1’ quede lo más cercano a 1 pu (entre el rango de 0.99 y 1.01 pu). Esto se logra con un valor de tap de 1.1.

Se realiza una simulación de 12 segundos, en donde en el segundo 10 ocurre la desconexión del GD (‘INTERRUPTOR 1’). En la Figura 4.12 se muestran las tensiones en los buses de carga de la red de distribución. En este escenario previo a la desconexión del GD las tensiones en los buses de la red de distribución se encontraban dentro de los límites de 0.95 pu y 1.05 pu en régimen permanente. Posteriormente a la desconexión del GD, las tensiones en los buses aumentan. Esto ocurre debido a que, en este escenario previo a la desconexión del GD, el generador estaba absorbiendo potencia reactiva de la red de distribución (generador subexcitado), por lo tanto, en escenario posterior a la desconexión del GD ya no existe dicha

absorción de potencia reactiva por parte del GD, por lo que las tensiones en los buses se incrementan. La caída de tensión que se produce por la pérdida del aporte de corriente de la potencia activa del GD a la red de distribución hace que la variación del perfil de tensiones no sea tan significativa como en el caso del factor de potencia inductivo.

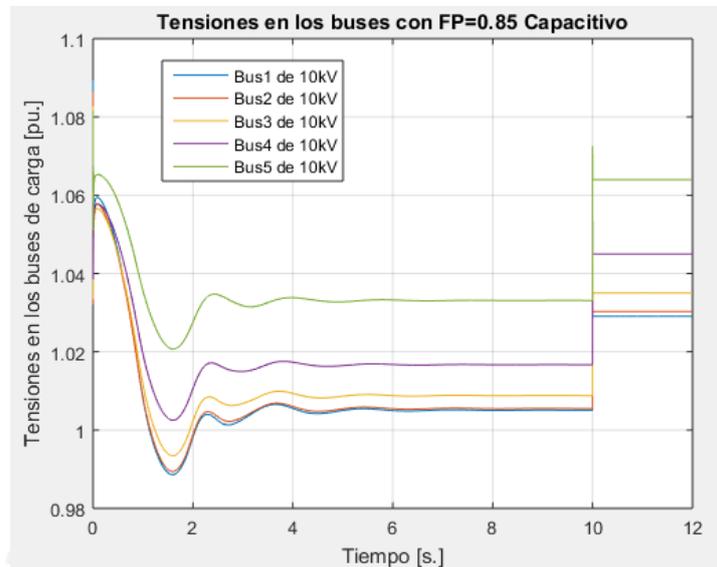


Figura 4.12: Tensiones en los buses de carga con desconexión del GD operando con factor de potencia capacitivo.

En la Tabla 4.5 se muestran los valores de las tensiones (pu) en cada una de los buses en escenario previo y posterior a la desconexión del GD.

Tabla 4.5: Tensiones en los buses de carga con GD operando con factor de potencia 0.85 capacitivo.

	BUS_1 (pu)	BUS_2 (pu)	BUS_3 (pu)	BUS_4 (pu)	BUS_5 (pu)
Tensión antes de la desconexión del GD	1.005	1.006	1.009	1.017	1.033
Tensión luego de la desconexión del GD	1.029	1.030	1.035	1.045	1.064

En el siguiente escenario de operación de la subestación eléctrica y el GD; se simulará la desconexión de la carga 'COMERCIAL_1', con la apertura del interruptor 'SW_2' en el segundo 8, para un tiempo total de simulación de 16 segundos. Se comprueba el desempeño del sistema excitación, asimismo se muestra cómo afecta esta desconexión de carga al perfil de tensión de los buses de carga de la red de distribución. En la Figura 4.13 se muestra la tensión terminal 'Vt' del GD, la potencia reactiva 'Qeo' absorbida por el GD y su voltaje de campo 'Vf'.

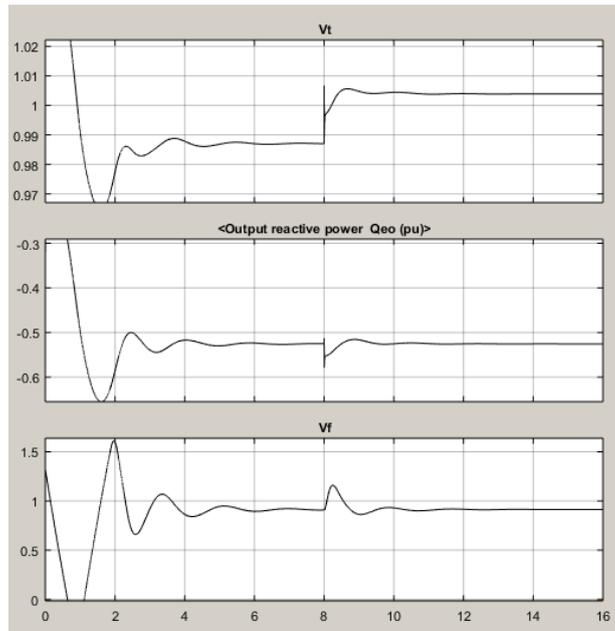


Figura 4.13: Tensión terminal ‘Vt’, potencia reactiva ‘Qeo’ y tensión de campo ‘Vf’

Posteriormente a la desconexión de la carga en el segundo 8, el sistema de excitación del GD se comporta de acuerdo a lo esperado, es decir mantiene constante la absorción de potencia reactiva ‘Qeo’ en -0.52 pu aproximadamente. Al mantenerse constante ‘Qeo’ en el GD, la tensión terminal ‘Vt’, se incrementa posteriormente a la desconexión de la carga ya que no se controla esta tensión. El incremento de ‘Vt’ eleva las tensiones en los buses de la red de distribución como se muestra en Figura 4.14. Cabe mencionar que posteriormente a la desconexión de la carga, las tensiones en los buses se mantienen dentro de los límites permitidos.

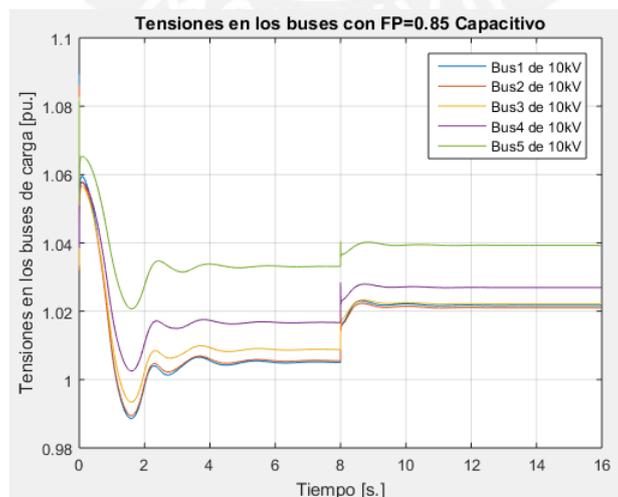


Figura 4.14: Tensiones en los buses de carga con desconexión de la carga ‘COMERCIAL_1’ con GD operando con factor de potencia capacitivo.

4.3.3. GD operando con factor de potencia de 0.9 inductivo y capacitivo

Para este caso se considera una potencia activa de referencia P_{ref} de 0.9 pu y una potencia reactiva de referencia Q_{ref} de 0.4358 pu (positivo) para un factor de potencia inductivo o una potencia reactiva Q_{ref} de -0.4358 pu (negativo) para un factor de potencia capacitivo.

4.3.3.1. Factor de potencia de 0.9 inductivo

El valor de Q_{ref} de 0.4358 pu (positivo) indica que se opera con un generador inductivo que está inyectando potencia reactiva a la red de distribución. Se realiza el ajuste del tap del transformador de la subestación eléctrica de manera que la tensión del bus 'BUS_1' quede lo más cercano a 1 pu (entre el rango de 0.99 y 1.01 pu). Esto se logra con un valor de tap de 0.95.

Se realiza una simulación de 12 segundos, en la cual en el segundo 10 ocurre una desconexión del GD (apertura del 'INTERRUPTOR 1'). En la Figura 4.15 se observa que antes de la desconexión del GD todas las tensiones en los buses se encontraban dentro del límite permitido (0.95 y 1.05 pu) en estado permanente. Luego de la desconexión del GD las tensiones en todos los buses disminuyen debido a que antes de la desconexión el GD entregaba potencia activa y reactiva (GD sobrecargado), posteriormente a la desconexión este aporte ya no está presente en la red. Todas las tensiones caen por debajo del límite inferior de 0.95 pu.

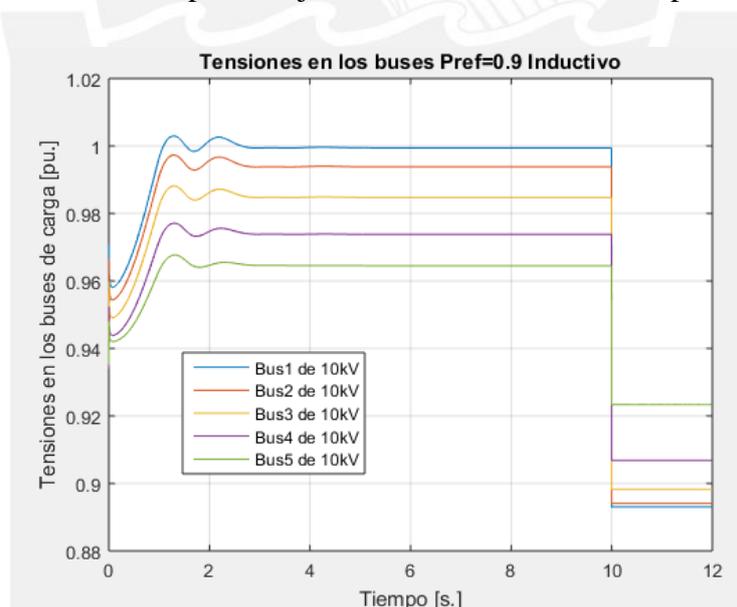


Figura 4.15: Tensiones en los buses de carga con la desconexión del GD con factor de potencia inductivo.

En la Tabla 4.6 se muestran los valores de tensión en pu para todos los buses de carga en escenarios previo y posterior a la desconexión del GD.

Tabla 4.6: Tensiones en los buses de carga con el GD operando con factor de potencia 0.9 inductivo.

	BUS_1 (pu)	BUS_2 (pu)	BUS_3 (pu)	BUS_4 (pu)	BUS_5 (pu)
Tensión antes de la desconexión del GD	0.9995	0.9938	0.9847	0.9738	0.9645
Tensión luego de la desconexión del GD	0.8931	0.8941	0.8982	0.9069	0.9233

En la siguiente simulación, se considera a la subestación eléctrica y al GD suministrando energía a la red de distribución, con una posterior desconexión de la carga ‘COMERCIAL_1’ en el segundo 6 para un tiempo total de simulación de 16 segundos. A continuación, se observa la tensión terminal ‘Vt’ del GD, la potencia reactiva ‘Qeo’ entregada por el GD y su voltaje de campo ‘Vf’. En la Figura 4.16 se muestra el gráfico de estos valores.

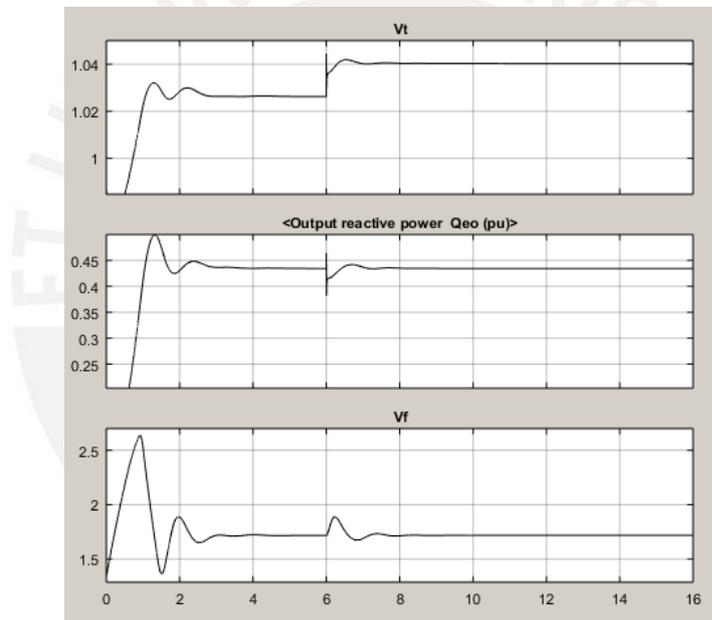


Figura 4.16: Tensión terminal ‘Vt’, potencia reactiva ‘Qeo’ y tensión de campo ‘Vf’

En la Figura 4.16, se observa que posteriormente a la desconexión de la carga en el segundo 6, la potencia reactiva entregada se mantiene constante con Qeo de 0.435 pu. Por otro lado, la tensión terminal ‘Vt’ del GD se incrementa hasta 1.04 pu, ya que al mantenerse constante ‘Qeo’, el GD pierde la capacidad de variar su potencia reactiva por lo que no puede mantener constante la tensión terminal ‘Vt’. El incremento de la tensión terminal ‘Vt’ origina el incremento de todas las tensiones en los buses de carga como se puede observar en la Figura 4.17, no obstante, se mantienen las tensiones dentro de los límites permitidos.

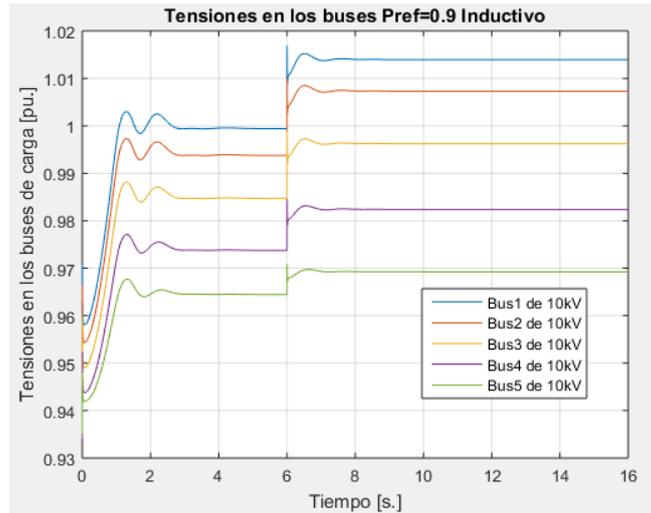


Figura 4.17: Tensiones en los buses de carga con la desconexión de la carga ‘COMERCIAL_1’ con el GD operando con factor de potencia inductivo.

4.3.3.2. Factor de potencia de 0.9 capacitivo

El valor de Q_{ref} de -0.4358 pu (negativo) indica que el GD opera con un factor de potencia capacitivo, en donde el GD está absorbiendo potencia reactiva de la red de distribución. Se realiza el ajuste del tap del transformador de la subestación eléctrica de manera que la tensión del bus ‘BUS_1’ quede lo más cercano a 1 pu (entre el rango de 0.99 y 1.01 pu). Esto se logra con un valor de tap de 1.075.

Se realiza una simulación de 12 segundos, en donde en el segundo 10 ocurre una desconexión del GD por medio de la apertura del ‘INTERRUPTOR 1’. En la Figura 4.18 se observa que previamente a la desconexión del GD todas las tensiones en los buses se encuentran dentro del rango permitido en régimen permanente (entre 0.95 pu y 1.05 pu).

Posteriormente a la desconexión del GD, las tensiones en los buses se incrementan. Esto ocurre porque en escenario previo a la desconexión del GD, el GD suministra potencia activa a la red de distribución y absorbe potencia reactiva de la red de distribución. Después de la desconexión del GD, el GD no absorbe potencia reactiva (generador subexcitado), por lo que las tensiones en todos los buses se incrementan, no obstante, todas las tensiones en los buses de carga están dentro del rango permitido de 0.95 y 1.05 pu en régimen permanente.

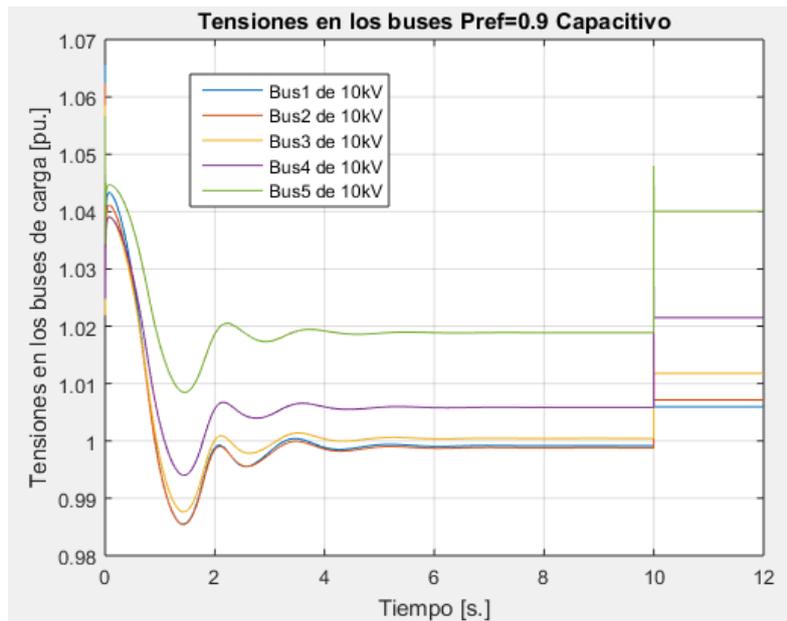


Figura 4.18: Tensiones en los buses de carga con desconexión del GD operando con factor de potencia capacitivo.

En la Tabla 4.7 se muestran las magnitudes de tensión (pu) en todos los buses en escenarios previo y posterior a la desconexión del GD.

Tabla 4.7: Tensiones en los buses de carga con el GD operando con factor de potencia 0.9 capacitivo.

	BUS_1 (pu)	BUS_2 (pu)	BUS_3 (pu)	BUS_4 (pu)	BUS_5 (pu)
Tensión antes de la desconexión del GD	0.9992	0.9988	1.000	1.006	1.019
Tensión luego de la desconexión del GD	1.006	1.007	1.012	1.022	1.040

Operando en conjunto la subestación eléctrica y el GD; se simulará la desconexión de la carga ‘COMERCIAL_1’, abriendo el interruptor ‘SW_2’ en el segundo 6 para un tiempo total de simulación de 16 segundos. En la Figura 4.19, se muestra el gráfico obtenido de esta simulación. Se verifica el desempeño del sistema excitación, asimismo, se muestra cómo afecta esta desconexión de carga al perfil de tensión de los buses de carga de la red de distribución.

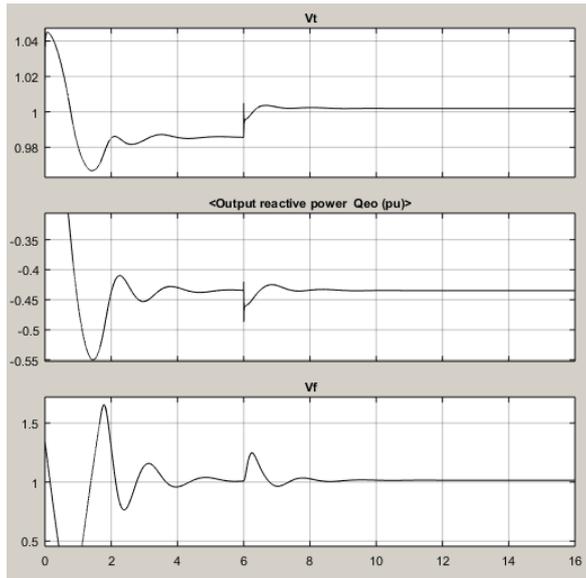


Figura 4.19: Tensión terminal 'Vt' del GD, potencia reactiva 'Qeo' y tensión de campo 'Vf'

Posteriormente a la desconexión de la carga 'COMERCIAL_1' en el segundo 6, el sistema de excitación del GD; como era de esperarse, mantiene constante la absorción de potencia reactiva 'Qeo' en -0.435 pu aproximadamente. Al mantenerse constante 'Qeo' en el GD, la tensión terminal 'Vt' se incrementa después de la desconexión, ya que el GD no tiene control de su tensión terminal 'Vt'.

El incremento de la tensión terminal 'Vt' eleva las tensiones en los buses de carga de la red de distribución, como se muestra en Figura 4.20, cabe mencionar que luego de la desconexión de la carga las tensiones en los buses permanecen dentro de los límites permitidos.

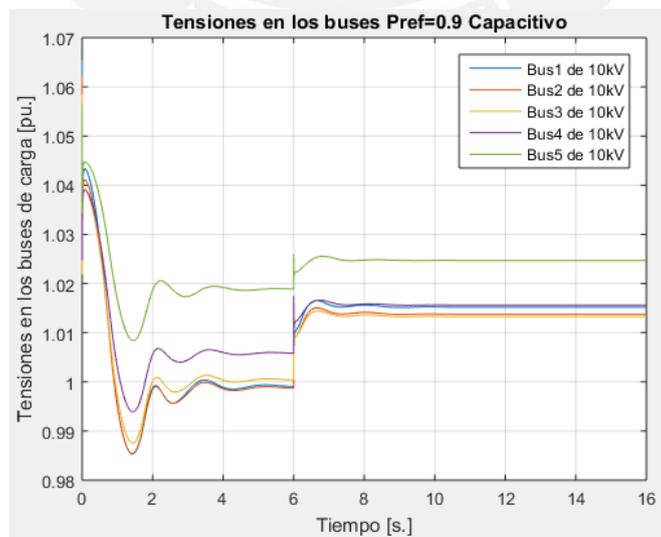


Figura 4.20: Tensiones en los buses de carga con la desconexión de la carga 'COMERCIAL_1' con el GD operando con factor de potencia capacitivo.

4.4. Análisis de los resultados

En los escenarios planteados se puede observar que el sistema de excitación operando para controlar la tensión terminal del GD, tiene un mejor desempeño en producir un mejor perfil de tensión en la red de distribución en régimen permanente, ya que para este escenario las tensiones de los buses están más cerca de 1 pu (10 kV) como se puede observar en la Tabla 4.8, en la cual también se muestran las tensiones en los buses de carga para todos los escenarios planteados. Se puede observar en la misma tabla que las tensiones en todos los buses se mantienen dentro de los límites permitidos de 0.95 pu y 1.05 pu para todos los escenarios desarrollados.

Tabla 4.8: Tensiones (pu) en los buses de carga antes de la desconexión del GD de la red de distribución.

	BUS_1 (pu)	BUS_2 (pu)	BUS_3 (pu)	BUS_4 (pu)	BUS_5 (pu)
Tensiones en los buses de carga: GD con factor de potencia unitario	0.9976	0.9941	0.9893	0.9850	0.9848
Tensiones en los buses de carga: GD con factor de potencia 0.85 inductivo	1.001	0.9952	0.9856	0.9741	0.9643
Tensiones en los buses de carga: GD con factor de potencia 0.85 capacitivo	1.005	1.006	1.009	1.017	1.033
Tensiones en los buses de carga: GD con factor de potencia 0.9 inductivo	0.9995	0.9938	0.9847	0.9738	0.9645
Tensiones en los buses de carga: GD con factor de potencia 0.9 capacitivo	0.9992	0.9988	1.000	1.006	1.019
Tensiones en los buses de carga: GD controlando su tensión terminal	0.9989	0.9968	0.9949	0.9949	1.0000

Para el caso de la desconexión de la carga ‘COMERCIAL_1’ de la red de distribución, se obtuvo que en todos los escenarios analizados las tensiones en los buses de carga se encuentran dentro de los límites permitidos (0.95 pu y 1.05 pu). El escenario en donde el GD controla su tensión terminal resultó en generar la menor variación en las tensiones de los buses de carga posteriormente a la desconexión de la carga mencionada líneas arriba. Este escenario tiene un mejor desempeño en el perfil de tensión de la red de distribución ante variaciones en las cargas del sistema eléctrico.

En el caso de una desconexión repentina del GD, las tensiones en los buses de la red de distribución varían. En la Tabla 4.9 se muestran los valores de tensiones (pu) en los buses de carga en régimen permanente después de la desconexión del GD en todos los escenarios desarrollados. En el escenario en donde el GD controla su tensión terminal y en donde el GD tiene factor de potencia capacitivo de 0.9 pu, las tensiones en todos los buses se encuentran dentro de los límites de tensión permitidos después de la desconexión del GD.

El escenario en donde el GD tiene factor de potencia capacitivo de 0.85 pu resulta en que el bus 'BUS_5' supera el límite superior de tensión permitido de 1.05 pu. Por otro lado, en el escenario en donde el GD tiene de factor de potencia unitario, las tensiones en tres buses de carga se encuentran fuera del límite inferior permitido de 0.95 pu.

Finalmente, en los dos escenarios en donde el GD tiene factor de potencia inductivo de 0.9 pu y 0.85 pu todos los buses se encuentran por debajo del límite inferior permitido de 0.95 pu.

Tabla 4.9: Tensiones (pu) en los buses de carga después de la desconexión del GD de la red de distribución.

	BUS_1 (pu)	BUS_2 (pu)	BUS_3 (pu)	BUS_4 (pu)	BUS_5 (pu)
Tensiones en los buses de carga: GD con factor de potencia unitario	0.9389	0.9401	0.9444	0.9535	0.9708
Tensiones en los buses de carga: GD con factor de potencia 0.85 inductivo	0.8868	0.8879	0.8921	0.9010	0.9180
Tensiones en los buses de carga: GD con factor de potencia 0.85 capacitivo	1.029	1.030	1.035	1.045	1.064
Tensiones en los buses de carga: GD con factor de potencia 0.9 inductivo	0.8931	0.8941	0.8982	0.9069	0.9233
Tensiones en los buses de carga: GD con factor de potencia 0.9 capacitivo	1.006	1.007	1.012	1.022	1.040
Tensiones en los buses de carga: GD controlando su tensión terminal	0.9646	0.9658	0.9702	0.9793	0.9967

Posteriormente a la desconexión del GD, la caída significativa de las tensiones en los buses de carga en los escenarios en donde el GD tiene factor de potencia inductivo, se debe a que antes de la desconexión del GD, el generador estaba inyectando potencia reactiva a la red de distribución (generador síncrono sobrecitado). Cuando un generador síncrono se encuentra sobrecitado la tensión interna generada es mayor a su tensión terminal; por lo tanto, cuando

el GD está sobrecargado, este eleva la tensión de los buses de la red de distribución y en el momento de la desconexión la caída de tensión en los buses de carga es más significativa y apreciable. A esto se le añade la caída de tensión dada por la pérdida del aporte de corriente de la potencia activa del GD a la red de distribución.

Para los escenarios en donde el GD tiene factor de potencia capacitivo (generador síncrono subexcitado), previamente a la desconexión del GD, el generador absorbe potencia reactiva de la red. En un generador síncrono subexcitado la tensión interna generada es menor que su tensión terminal; por lo tanto, el GD reduce el perfil de tensión en los buses de la red de distribución. Al mismo tiempo el aporte de la potencia activa del GD a la red de distribución contribuye con elevar el perfil de tensión. Posteriormente a la desconexión del GD, el nivel de tensión en los buses de la red de distribución se eleva dado que el GD subexcitado deja de reducir el perfil de tensión de la red de distribución, a esto se le contrapone la reducción de tensión debido a la pérdida del aporte de la potencia activa del GD. Esto hace que la variación en las tensiones de los buses de carga al momento de la desconexión del GD en los escenarios de factor de potencia capacitivo sea menor en comparación a los escenarios del GD operando con factor de potencia inductivo.

Se observa en los gráficos que en todos los escenarios el GD contribuyó a elevar el nivel de tensión en los buses de carga más alejados de la subestación eléctrica (BUS_1 y BUS_2). En una red de distribución radial sin generación distribuida, estos buses son los que presentan mayor caída de tensión por su lejanía con el único punto de suministro de potencia: la subestación eléctrica.

Posteriormente a la desconexión del GD, los buses de carga BUS_1 y BUS_2 son los buses que presentan menor tensión en la red de distribución en todos los escenarios, esto se debe a la ausencia del GD que inicialmente estaba conectado en el bus 'BUS_SM', suministrando energía desde el extremo opuesto a la subestación eléctrica (Ver Figura 4.1).

Conclusiones:

- El generador distribuido (GD) diseñado está conformado por: un sistema de excitación, la turbina hidráulica y su gobernador, y un generador síncrono de polos salientes de una potencia de 6.25 MVA. Este GD junto con la subestación eléctrica de 138 kV, 450 MVA suministran energía eléctrica a una red de distribución de 10 kV, a la cual se encuentran conectadas cinco cargas con una potencia total de 5 MW y 1.4578 MVAR repartidas en cada bus de carga de la red de distribución. Este GD fue diseñado, simulado y evaluado exitosamente en el entorno de Matlab y Simulink donde se analizó su comportamiento en el sistema eléctrico, en diversos puntos de operación del GD.
- El sistema de excitación del GD se diseñó en dos modos de operación: Control de tensión terminal y Control de potencia reactiva. Este sistema de excitación fue diseñado en base al tipo DC1C del estándar de la IEEE para estudios de sistemas de potencia. El correcto funcionamiento del sistema de excitación para el modo de operación de control de tensión terminal se pudo apreciar en la Figura 4.3, donde se observa que la tensión terminal 'Vt' sigue al valor de referencia establecido Vref de 1pu. El correcto funcionamiento del control de potencia reactiva se puede observar en la Figura 4.10, donde se aprecia que la potencia reactiva 'Qeo' del GD sigue al valor de referencia establecido Qref de 0.5268 pu. De la misma manera, el sistema de excitación del GD controló adecuadamente la potencia reactiva en los valores establecidos para los demás puntos de operación propuestos del GD. Se concluye que el GD, operando con su sistema de excitación en modo de control de tensión terminal, es el que produce el mejor desempeño en el perfil de tensión de la red de distribución dado que los buses de carga se encuentran más cerca del valor de 1pu (10 kV).
- Se logró que el perfil de tensión en régimen permanente en los buses de carga de la red de distribución se encuentre dentro de los límites permitidos de 0.95 pu y 1.05 pu. El perfil de tensión permitido de los buses de carga se obtuvo en los seis escenarios de operación propuestos del GD: Control de tensión terminal, Control de potencia reactiva con un factor de potencia de 0.85 inductivo y capacitivo, Control de potencia reactiva con un factor de potencia de 0.9 inductivo y capacitivo y GD con un factor de potencia unitario. Se concluye también que el GD contribuyó a elevar el nivel de tensión en los buses de carga más alejados de la subestación eléctrica en todos los escenarios analizados, obteniendo así un mejor perfil de tensión de la red de distribución.

- Se simuló la desconexión repentina del GD del sistema eléctrico en cada uno de los seis escenarios de operación del GD, dando como resultado las gráficas de perfil de tensión en todos los buses de carga de la red de distribución en etapas previa y posterior a la desconexión del GD con el sistema eléctrico. Se analizaron los resultados y se determinaron los buses que se encuentran en los niveles permitidos de tensión en régimen permanente para cada escenario de operación del GD posteriormente a la desconexión del GD con la red de distribución. Se puede concluir que, en todos los escenarios evaluados, el GD contribuyó significativamente en el desempeño del perfil de tensión de la red de distribución, manteniendo las tensiones de los buses de carga más cercanas al valor óptimo de 1pu (10 kV) en comparación con el perfil de tensión de la red de distribución obtenido posteriormente a la desconexión del GD.

Cuando únicamente la subestación provee energía eléctrica a la red de distribución, se encontraron cuatro escenarios en los cuales la subestación eléctrica por sí sola no es capaz de mantener las tensiones de todos los buses de carga dentro de los límites permitidos, razón por lo cual la presencia del GD se hace necesaria en estos cuatro escenarios: GD con factor de potencia unitario, GD con factor de potencia capacitivo de 0.85 y GD con factor de potencia inductivo de 0.85 y 0.9.

- En cada escenario de operación del GD, se procedió con la desconexión de la carga ‘COMERCIAL 1’ de 1 MW y 0.2916 MVAR, conectada al bus de carga ‘BUS_1’ de la red de distribución (Figura 4.1). Posteriormente, se analizó el perfil de tensión en régimen permanente en los buses de carga de la red de distribución, en etapas previa y posterior a la desconexión de la carga, resultando en que, en la etapa posterior a la desconexión de la carga de la red de distribución, ninguna tensión en los buses de carga se encontró fuera de los límites permitidos de tensión 0.95 pu y 1.05 pu en todos los escenarios de operación del GD. El escenario donde el GD controla su tensión terminal, produce el mejor perfil de tensión de la red de distribución. Asimismo, se analizaron las gráficas: del GD controlando su tensión terminal ‘Vt’ (Fig. 4.3) y en los escenarios donde el GD controla su potencia reactiva ‘Qeo’ (Fig. 4.13), en las cuales se observa que su sistema de excitación controla adecuadamente estas magnitudes del GD en la etapa posterior a la desconexión de la carga ‘COMERCIAL_1’ del sistema.

Recomendaciones:

- Se recomienda utilizar la herramienta de cálculo de flujo de potencia de Matlab/Simulink para inicializar las simulaciones desde un estado de régimen permanente, con el objetivo de acelerar el proceso computacional.
- Para agilizar el proceso computacional en el análisis, se recomienda emplear un modelo simplificado del sistema eléctrico (Fig. 3.9) en el diseño de los parámetros de la turbina hidráulica y de su gobernador.
- Dado que una red de distribución está conformada por cargas de tipo Industrial, Residencial y Comercial; se recomienda adicionar cargas de tipo Industrial, modeladas como cargas de potencia constante en la red de distribución.
- Analizar la frecuencia del GD en escenarios de carga máxima y mínima para posteriormente evaluar si la frecuencia se encuentra dentro de los límites de operación permitidos para sistemas de generación distribuida, caso contrario proponer acciones correctivas y preventivas.
- Evaluar la conexión del GD en diferentes buses de la red de distribución de manera que se puedan comparar los resultados de perfil de tensión de la red en diversos escenarios del GD.
- Analizar el caso de la desconexión temporal de la subestación eléctrica en donde solo el sistema de generación distribuida suministra energía eléctrica a la red de distribución. De esta manera, se pueden analizar las condiciones para que el GD pueda suministrar energía eléctrica cumpliendo los estándares permitidos de tensión en la red de distribución, analizando escenarios de posibles desconexiones de carga.

Bibliografía

- [1] Osinergmin, “Introducción a las energías renovables”. [En línea]. Disponible en: <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/introduccion-energias-renovables>. [accedido: 24-abr-2018]
- [2] MINAM. (2014, jun. 02). Decreto Supremo N° -2014-MINAM, Aprueban Límites Máximos Permisibles (LMP) para emisiones de actividades de generación termoeléctrica.
- [3] Dirección General de Electricidad, “Principales Indicadores del Sector Eléctrico a Nivel Nacional,” MINEM, Perú, feb. 2020.
- [4] P. C. Migliorini, “Repotenciação da pequena central hidrelétrica de emas ‘nova’ - pirassununga – sp: aspectos técnicos, socioambientais e economicos,”. Trabajo de conclusión de curso, Fac. Ing. São Carlos, Univ. de São Paulo, Brasil, 2011.
- [5] IRENA, “Peru: Evaluación del estado de preparación de las energías renovables 2014,”. Peru, 2014.
- [6] J. Tamayo, J. Salvador, A. Vásquez y C. Vilches, “La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país. Osinergmin,” Lima, Perú, 2016.
- [7] O. Paish, “Small hydro power: technology and current status”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 6, pp. 537–556, 2002, [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032102000060>
- [8] Fundación Solar, “Centrales hidroeléctricas de pequeña escala, la experiencia de la Fundación Solar en Guatemala,” Ciudad de Guatemala, Guatemala, 2013.
- [9] J. A. Morán, “Impacto de geradores síncronos no desempenho de regime permanente de sistemas de distribuição de energia elétrica,”. Trabajo de grado, Fac. Ing. Electrica y Comp., Dep. Sistemas y Control de Ener., Univ. Estadual de Campinas, São Paulo, Brasil, 2005.
- [10] R. Douglas, “Análise do impacto de um gerador síncrono de médio porte conectado em rede de distribuição de energia elétrica,”. Trabajo de conclusión de curso, Fac. Ing. São Carlos, Univ. de São Paulo, Brasil, 2007.

- [11] W. Freitas, J. C. M. Vieira Jr., A. M. França, L. C. P. da Silva, y V. F. da Costa, “Análise comparativa entre geradores síncronos e geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo para aplicação em geração distribuída,” *Sba Control. Automação Soc. Bras. Autom.*, vol. 16, núm. 3, pp. 332–344, sep., 2005, doi: 10.1590/S0103-17592005000300006
- [12] V. Jerkovic, K. Miklosevic, y Z. Spoljaric, “Excitation System Models of Synchronous Generator,” *28th International Conference Science in Practice*, 2018.
- [13] Osinergmin, “Supervisión de la norma técnica urbana NTCSE”. [En línea]. Disponible en: <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE/producto>. [accedido: 03-may-2018]
- [14] Halcrow-OIST, “Atlas del potencial hidroeléctrico del Perú,” Ministerio de Energía y Minas, Lima, Perú, Mar. 2011.
- [15] A. C. Moreno Alamo, “Fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade,” Tesis de maestría, Fac. Ing. São Carlos, Univ. de São Paulo, Brasil, 2015.
- [16] COES, “Estadística de operación 2017,” Lima, Perú, 2017.
- [17] T. Ackermann, G. Andersson, y L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, núm. 3, pp. 195–204, abr., 2001, doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- [18] A. Monticelli y A. Garcia, *Introdução a sistemas de energia elétrica*, 2a ed. Campinas: Editora da Unicamp, 2011.
- [19] S. Chapman, *Máquinas eléctricas*, 5a ed. New York: McGraw-Hill, 2012.
- [20] F. Gonzales-Longatt, “Entendiendo la Transformación de Park”, Caracas, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://vdocuments.site/entendiendo-la-transformacion-de-park.html>
- [21] P. Kundur, *Power system stability and control*, 1a ed. California: McGraw-Hill, 1993.
- [22] V. Barranca, F. Lara, y J. Caballos, “Modelo dinámico del generador síncrono trifásico mediante ecosimpro”, Córdoba. [En línea]. Disponible en: <https://docplayer.es/19559913-Modelo-dinamico-del-generador-sincrono-t-rifasico->

mediante-ecosimpro.html

- [23] V. Vittal, J. McCalley, P. Anderson y A. Fouad, *Power System Control and Stability*, 3a ed. Piscataway, New Jersey: Wiley-IEEE Press, 2019.
- [24] "IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines," *IEEE Std 421.1-2007 (Revision IEEE Std 421.1-1986)*, pp. 1–33, 2007, doi: 10.1109/IEEESTD.2007.385319.
- [25] "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, pp.1-207, 26 Aug., 2016, doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7553421.
- [26] J. D. Hurley, L. N. Bize, y C. R. Mummert, "The adverse effects of excitation system VAR and power factor controllers," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 14, núm. 4, pp. 1636–1645, 1999, doi: 10.1109/60.815117.
- [27] E. Özbay y M. T. Gençoğlu, "Load frequency control for small hydro power plants using adaptive fuzzy controller," *Conference Proceedings - IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, 2010, pp. 4217–4223, doi: 10.1109/ICSMC.2010.5642495.
- [28] Working Group Prime Mover and Energy Supply, "Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, núm. 1, pp. 167–179, 1992, doi: 10.1109/59.141700.
- [29] P. Sauer, M. Pai, y J. Chow, *Power system dynamics and stability: with synchrophasor measurement and power system toolbox*, 2a ed. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2017.
- [30] J. C. Melo Vieira Jr., "Sistema de geração distribuída", Apuntes de clase de Geração Distribuída, Universidade de São Paulo, 2015.
- [31] J. C. Pequena, E. Ruppert, y M. T. Mendoza, "On the synchronous generator parameters determination using dynamic simulations based on IEEE standards," *2010 IEEE International Conference on Industrial Technology*, mar., 2010, pp. 386–391, doi: 10.1109/ICIT.2010.5472769.
- [32] E. N. Asada, "Formulacão do problema de fluxo de potencia", Apuntes de clase de Análise Estática de Sistemas de Energia Elétrica, Universidade de São Paulo, 2018.

- [33] The MathWorks, (2015). *Matlab and Simulink*.
- [34] The MathWorks, “Implements IEEE type DC1A excitation system model - Simulink”. [En línea]. Disponible en:
<https://www.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/dc1aexcitationsystem.html>. [accedido: 26-mar-2021].
- [35] NEPLAN AG. *EXCITER MODELS Standard Dynamic Excitation Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool*.
- [36] S. Doolla y T. Bhatti, “Automatic Frequency Control of an Isolated Small Hydro Power Plant,” *Int. Energy J.*, vol. 7, núm. 1, 2006.
- [37] The MathWorks, “Hydraulic Turbine and Governor”. [En línea]. Disponible en:
<https://www.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/hydraulicturbineandgovernor.html>. [accedido: 28-mar-2021].
- [38] L. F. R. García, S. M. P. Londoño, y J. J. M. Flórez, “Estimación de parámetros de un modelo de carga de recuperación exponencial empleando técnicas metaheurísticas,” *Sci. Tech.*, vol. 18, núm. 3, pp. 453–462, oct., 2013, doi: 10.22517/23447214.8379.
- [39] R. H. Orozco, J. J. M. Florez, y J. F. Patiño, “SIMULACIÓN Y VALIDACIÓN DEL MODELO POLINOMIAL DE LA CARGA UTILIZANDO ATP.,” *Sci. Tech.*, vol. 18, núm. 1, pp. 11–18, abr., 2013, doi: 10.22517/23447214.7571.
- [40] CPI, *Marketreport*, 7a ed. Lima: Compañía peruana de estudios de mercados y opinión pública, 2017.
- [41] Dirección General de Electricidad, “Guía de Orientación para la Selección de la Tarifa Eléctrica para Usuarios en Media Tensión,” MINEM, Perú, 2011.
- [42] CELSA Conductores Eléctricos Lima S.A., “N2XS2Y-S Cableado (Portante 1/4”) 6/10 (12) kV,” CELSA, Lima, Perú.
- [43] Ceper Cables, (2018). *CEPERMATIC*. [En línea]. Disponible en:
https://play.google.com/store/apps/details?id=com.apayuscs.cepermatic&hl=es_PE&gl=US
- [44] Osinergmin, “Mapa de instalaciones de Alta tensión”. [En línea]. Disponible en:

<https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/MapaSEIN/>. [accedido: 19-oct-2018].

- [45] A. B. Birchfield *et al.*, “A metric-based validation process to assess the realism of synthetic power grids,” *Energies*, vol. 10, núm. 8, ago., 2017, doi: 10.3390/en10081233.
- [46] The MathWorks y Hydro-Québec, (2021). *Simscape™ Electrical™ User’s Guide (Specialized Power Systems) Matlab&Simulink*.
- [47] RTE de México, (2013, oct. 16) “Uso de cambiadores de derivación en transformadores”. [En línea]. Disponible en: <http://rte.mx/uso-de-cambiadores-de-derivacion-en-trasnformadores>. [accedido: 09-nov-2018].

