

**SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE TURBINAS HIDROCINÉTICAS Y
GENERADORES DE IMANES PERMANENTES EN UNA MICRORRED:
MODELACIÓN, IMPACTO ELÉCTRICO Y ANÁLISIS ECONÓMICO APLICADO
AL CASO COLOMBIANO**

JUAN PABLO MESA BELEÑO

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA
MEDELLÍN
2020**

**SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE TURBINAS HIDROCINÉTICAS Y
GENERADORES DE IMANES PERMANENTES EN UNA MICRORRED:
MODELACIÓN, IMPACTO ELÉCTRICO Y ANÁLISIS ECONÓMICO APLICADO
AL CASO COLOMBIANO**

JUAN PABLO MESA BELEÑO

Trabajo de grado para optar al título de Magíster en Ingeniería Eléctrica

Director

Hugo Alberto Cardona IE, MSc

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA

MEDELLÍN

2020

Medellín, 13 de enero de 2020

Yo Juan Pablo Mesa Beleño

“Declaro que este trabajo de grado no ha sido presentado con anterioridad para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en ésta o en cualquiera otra universidad”.

Art. 92, parágrafo, Régimen Estudiantil de Formación Avanzada.

Firma:

Nombre

Juan Pablo Mesa Beleño

Número de identificación

98 669 668 de Envigado (Antioquia)

ID UPB

000049196

"Yavé dijo a Salomón: «Ya que éste es tu deseo y no has pedido riquezas ni bienes, ni gloria ni la muerte de tus enemigos, ni tampoco has pedido larga vida, sino que me has pedido la sabiduría y el entendimiento para gobernar a mi pueblo, del cual te he hecho rey"

2 Crónicas, 1.

"Adquiere la sabiduría más bien que el oro; prefiere el buen juicio al dinero."

Proverbios, 16

Dedicatoria

*A Lito y Mery ejemplo de disciplina,
tenacidad y trabajo inteligente.*

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi agradecimiento a Dios, por haberme puesto en esta creación y no contento con eso, me acompaño en cada uno de los difíciles momentos por los que pasé durante este proceso académico.

A Lito y Mery por mostrarme el valor del trabajo perseverante y enseñarme la importancia de la educación. A mi hermana Pilar quien me animó de manera constante a terminar y me ayudó imprimir cada uno de los documentos analizados. A Rafael, mi amanuense, sin sus transcripciones la velocidad de trabajo hubiese sido otra. Y a los demás miembros de mi familia, quienes con su constante pregunta: “¿Cómo va la tesis?”, ayudaron a vencer la típica tendencia hacia la procrastinación.

A Ana M., quién con su ternura y apoyo logístico ayudó a la realización de las actividades estratégicas y de mayor impacto durante este proceso académico.

A la UPB por el Espíritu Bolivariano y al grupo de investigación *T&D* por facilitarme el acceso a las bases de datos y prestamos, las licencias de software, herramientas básicas para la realización de este trabajo.

Al ingeniero Hugo Alberto Cardona. Msc, cerebro y directriz de esta investigación. Su dirección en este trabajo está presente desde el título, hasta en la selección de cada uno de los capítulos de este trabajo: Mucha Admiración y gran respeto.

Al ingeniero Gabriel Jaime López. PhD, colega y amigo, quién en su vasto conocimiento en simulación de sistemas de potencia, ayudó a clarificar conceptos para la correcta interpretación de los resultados obtenidos.

A los Ingenieros Jorge Wilson González. PhD, Idi Amín Isaac Millán. PhD y Andrés Emiro Díez PhD, quienes, con sus aportes y comentarios, ayudaron a nutrir la propuesta investigativa, pilar fundamental de este estudio, además de su gran apoyo académico-administrativo para sortear los momentos difíciles de mi vida que impactaron mi desarrollo académico.

A todos ustedes que olvidé mencionar. A todos: ¡Muchas gracias!

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	19
2	TURBINAS HIDROKINÉTICAS	23
2.1	CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	25
2.2	CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS HIDROELÉCTRICAS	26
2.3	TURBINAS DE IMPULSO Y REACCIÓN.....	27
2.4	TURBINAS HIDROKINÉTICAS	28
2.4.1	TURBINAS DE EJE HORIZONTAL	29
2.4.2	TURBINA DE EJE VERTICAL.....	29
2.5	MODELO MATEMÁTICO DE LAS TURBINAS HIDROKINÉTICAS.....	31
2.6	LÍMITE DE EFICIENCIA Y COEFICIENTE DE BETZ	35
2.7	DIAGRAMA DE BLOQUES PARA SIMULACIÓN DE LA TURBINA HIDROKINÉTICA.....	40
2.8	VALIDACIÓN DE RESULTADOS	44
3	GENERADORES DE IMANES PERMANENTES.....	47
3.1	DEFINICIONES	47
3.1.1	FUERZA MAGNÉTICA	47
3.1.2	DENSIDAD DE FLUJO MAGNÉTICO (B).....	48
3.1.3	HISTÉRESIS MAGNÉTICA	50
3.1.4	FLUJO REMANENTE (Br).....	50
3.1.5	COERCIVIDAD MAGNÉTICA (Hc).....	50
3.1.6	MÁXIMA ENERGÍA PRODUCIDA (<i>BHmax</i>)	50
3.1.7	CURVAS DE DESMAGNETIZACIÓN CURVAS BH	53
3.2	INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN LAS PROPIEDADES MAGNÉTICAS	

3.2.1	TEMPERATURA MÁXIMA DE FUNCIONAMIENTO.....	55
3.2.2	TEMPERATURA DE CURIE.....	55
3.3	CLASIFICACIÓN DE LOS IMANES PERMANENTE	55
3.3.1	IMANES DE FERRITA O IMANES CERÁMICOS	55
3.3.2	IMANES DE TIERRAS RARAS (NdFeB).....	56
3.3.3	OTROS MATERIALES	57
3.4	APLICACIÓN DE LOS IMANES PERMANENTES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE GENERADORES ELÉCTRICOS.....	59
3.4.1	RELACIÓN ENTRE LA CARGA ELÉCTRICA Y LA CARGA MAGNÉTICA	59
3.5	GENERADORES ELÉCTRICOS DE IMANES PERMANENTES.....	64
3.5.1	DESCRIPCIÓN GENERAL.....	64
3.6	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS MÁQUINAS DE IMANES PERMANENTES	65
3.6.1	VENTAJAS DE PMSG:.....	65
3.6.2	DESVENTAJAS DE PMSG:	66
3.7	TOPOLOGÍAS Y CLASIFICACIÓN DE LAS MÁQUINAS DE IMANES PERMANENTES	66
3.8	MODELO MATEMÁTICO DEL GENERADOR DE IMANES PERMANENTES...	68
3.9	MODELO DE EJE TORSIONAL DEL GENERADOR CON DOS MASAS: TURBINA-GENERADOR.	70
3.9.1	CONSTANTE DE INERCIA	72
3.10	CIRCUITO EQUIVALENTE DEL GENERADOR IMANES PERMANENTES.....	72
3.10.1	RENDIMIENTO DE PERMANENTES ALTERNADORES DE IMÁN	73
3.10.2	PÉRDIDAS POR FRICCIÓN	73
3.10.3	PÉRDIDAS MAGNÉTICAS.....	73
3.10.4	PÉRDIDAS EN EL COBRE	74

3.10.5	PÉRDIDAS DEL RECTIFICADOR:.....	74
3.11	CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA MÁQUINA.....	74
3.12	SIMULACIÓN DEL GENERADOR DE IMANES PERMANENTES EN <i>PSCAD</i> .	75
3.12.1	SIMULACIÓN DE UNA TURBINA HIDROKINÉTICA ACOPLADA A GENERADOR DE IMANES PERMANENTES SIN UTILIZAR UN CONVERTIDOR AC- DC-AC EN <i>PSCAD</i>	77
4	IMPLEMENTACIÓN Y SIMULACIÓN DEL MODELO TURBINA-GENERADOR CONECTADO A UNA BARRA INFINITA	83
4.1	CONVERTIDORES DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA	84
4.2	CLASIFICACIÓN DEL CONVERTIDOR DEL LADO DEL GENERADOR	86
4.2.1	CONVERTIDORES PASIVOS O RECTIFICADORES AC-DC.....	87
4.2.2	RECTIFICADOR DE DIODOS + CONVERTIDOR DE TENSIÓN DE SEGUNDO NIVEL (<i>2L-VSC</i>)	88
4.2.3	RECTIFICADOR DE DIODO + <i>2L</i> - CONVERTIDOR BOOST + <i>2L-VSC</i> : ...	88
4.3	CONVERTIDORES <i>DC-DC BUCK – BOOST</i>	89
4.3.1	CONVERTIDOR <i>BOOST</i>	89
4.3.2	CONVERTIDOR <i>BUCK</i>	91
4.3.3	CONVERTIDOR <i>BOOST-BUCK</i>	93
4.4	SEGUIDOR DE PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (<i>Maximum Power Point Tracker</i> (<i>MPPT</i>))	96
4.5	CONVERTIDOR <i>BACK TO BACK</i>	99
4.6	COMPONENTE DE MULTIPLICACIÓN	104
4.7	PERSPECTIVA GENERAL DEL MODELO	108
4.7.1	TORQUE Y VELOCIDAD	109
4.7.2	VOLTAJE Y POTENCIA GENERADA	110
4.7.3	TENSIÓN DEL ENLACE DC (<i>DC-LINK</i>).....	111
4.7.4	PERFIL DE TENSIONES Y POTENCIA GENERADA VS LA RECIBIDA POR	

LA RED 112

5	SIMULACIÓN DEL MODELO LA TURBINA HIDROKINÉTICA Y EL GENERADOR DE IMANES PERMANENTES CONECTADOS A UNA MICRORRED TIPO <i>CIGRÉ</i>	115
5.1	PARÁMETROS DE CONDUCTORES Y VALORES DE LAS CARGAS.....	116
5.2	CASOS DE SIMULACIÓN.....	118
5.2.1	RESULTADOS DEL CASO 1 -CASO BASE.....	118
5.2.2	RESULTADOS DEL CASO 2 - CONEXIÓN DE UNA TURBINA DE 2 kW	120
5.2.3	RESULTADOS DEL CASO 3 -CONEXIÓN DE UNA TURBINA DE 60 kW	122
5.3	RESUMEN Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	125
6	ESTIMACIÓN DE COSTOS Y EVALUACIÓN FINANCIERA COMO UNA APLICACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS.....	127
6.1	ESTIMACIÓN DE COSTOS	128
6.1.1	COSTO DE LA TURBINA HIDROKINÉTICA.....	129
6.1.2	COSTO DEL GENERADOR.....	129
6.1.3	OTROS COSTOS.....	130
6.1.4	ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA UNA TURBINA HIDROKINÉTICA DE 2 kW, 5 kW y 60 kW	130
6.1.5	ANÁLISIS FINANCIERO: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA, EL VALOR PRESENTE NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO	132
6.2	ANÁLISIS ECONÓMICO APLICADO AL CASO COLOMBIANO	137
6.2.1	DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	137
6.2.2	DEMANDA	138
6.2.3	DESCRIPCIÓN DEL RECURSOS HÍDRICO.....	139
6.2.4	TOPOLOGÍA DE LA MICRORRED	141
6.2.5	SIMULACIÓN DEL DESPACHO ENERGÉTICO CON <i>HOMERPro™</i>	141
7	CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	144

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del principio de operación de una turbina hidrocínética [9].....	25
Figura 2. Turbinas de impulso.....	27
Figura 3. Turbinas de reacción.....	27
Figura 4. Rangos de caída neta – caudal y su aplicación según el tipo de turbina [11], [17]	28
Figura 5. Rangos de caída neta – caudal para PCH [18].....	28
Figura 6. Diagrama de bloques para la clasificación de las turbinas hidrocínéticas[19].	28
Figura 7. Turbinas de eje horizontal [8], [19].	29
Figura 8. Turbinas de eje vertical [8], [19].	30
Figura 9. Turbina Darrieus [20].	30
Figura 10. Turbinas hidrocínéticas para diferentes instalaciones [9].	31
Figura 11. Representación de una porción cúbica de agua. Elaboración propia.	32
Figura 12. Área barrida por los álabes de la turbina. Elaboración propia.	33
Figura 13. Energía cinética de una corriente de agua [21].	36
Figura 14. Modelo del “Disco actuador” para representar una turbina en medio de una corriente de agua. [21].	36
Figura 15. Coeficiente de eficiencia para diferentes turbinas Hidrocínéticas [21].....	40
Figura 16. Modelo implementado en <i>PSCAD</i> de la turbina Hidrocínética. Elaboración propia.	41
Figura 17. Diagrama de bloques de las turbinas en el software <i>PSCAD</i> . Elaboración propia.....	41
Figura 18. Primera parte del modelo: Entradas analógicas y digitales. Elaboración propia.	42
Figura 19. Segunda parte del modelo: Cálculo del TSR para un ángulo Betha. Elaboración propia.....	43
Figura 20. Tercera parte del modelo: Cálculo del coeficiente de eficiencia (C_p) de la turbina. Elaboración propia.....	43
Figura 21. Cuarta parte: Cálculo de la potencia y el torque mecánico que podrá suministrar la turbina. Elaboración propia	43
Figura 22. Cálculo de la máxima eficiencia para los datos de la Tabla 4 y la Tabla 5 para diferentes ángulos del álabes. Elaboración propia.	44
Figura 23. Eficiencia de la turbina con relación al ángulo del álabes. Elaboración propia	45
Figura 24. Curva del coeficiente de Potencia Vs TSR obtenida de la referencia [22].	46
Figura 25. Curva del coeficiente de Potencia Vs TSR obtenida mediante la simulación en <i>PSCAD</i> . Elaboración propia	46
Figura 26. Parámetros de la curva de histéresis magnética. Elaboración propia tomada de [27].....	51
Figura 27. Características BH de un material magnéticamente fuerte [28].....	51
Figura 28. Zonas y puntos de operación de curvas de desmagnetización. Datos tomados de [27], [29].	53
Figura 29. Diagrama esquemático que muestra el punto de operación de un Imán permanente [30].	54
Figura 30. Rango de propiedades para diferentes grados y tipos de imanes. Elaboración propia, tomada de [32].	57
Figura 31. Rango de propiedades magnéticas para nuevos materiales. Elaboración propia tomada de [32].....	58
Figura 32. Comparación de las Grados de imanes fabricados con diferentes materiales. Tomada de [27]	

.....	59
Figura 33. Diferentes topologías para máquinas de flujo axial [42].	67
Figura 34. Vista en 3-D una máquina SSSR AFPM de cuatro pares de polos y 12-ranuras. [42].	67
Figura 35. Fotografía de un generador de imanes permanentes de flujo axial tomada de [30].	68
Figura 36. Modelo de eje torsional de dos masas (<i>Two Mass Drive Train Model (TWDTM)</i>) [44].	71
Figura 37. Circuito equivalente teniendo como entrada el torque [40].	74
Figura 38. Circuito equivalente y diagrama vectorial [30].	75
Figura 39. Modelo del generador de Imanes permanente del <i>PSCAD</i> . [46].	76
Figura 40. Preparación de datos para la simulación. Elaboración propia tomada de [46].	77
Figura 41. Simulación de una THK con PMG sin convertidor AC-DC-AC implementada en el <i>PSCAD</i> ...	78
Figura 42. Los resultados de simular los cambios en la velocidad del agua.....	78
Figura 43. Variación en la velocidad del generador de acuerdo con los cambios en la velocidad del agua.	79
Figura 44. Velocidad del generador en <i>PSCAD</i> exportados a Excel.	80
Figura 45. Resultados del voltaje y la corriente en el generador simulados en el <i>PSCAD</i>	80
Figura 46. Resultados del voltaje y la corriente de referencia [22], [47].	80
Figura 47. Zonas de variación de la frecuencia del generador.	82
Figura 48 Circuito a implementar mediante el <i>PSCAD</i> . Elaboración propia completada con [50].	84
Figura 49. Convertidor con puente de diodos y etapa Boost[49].	86
Figura 50. Clasificación de los inversores CA-CD [54].	87
Figura 51. Clasificación general de los convertidores de alta potencia de última generación [53].	87
Figura 52. Configuración de un convertidor con diodos rectificadores y <i>2L-VSI</i> [53].	88
Figura 53. Configuración de un convertidor con diodos rectificadores convertidor Boost y <i>2L-VSI</i> [53].	89
Figura 54. Módulo de rectificación pasiva con convertidor CD-CD BOOST en <i>PSCAD</i>	89
Figura 55. Convertidor BOOST.	90
Figura 56. Conversor <i>Boost</i> implementado en <i>PSCAD</i>	90
Figura 57. Tensiones de entrada y salida del conversor Boost.	91
Figura 58. Convertidor BUCK.	91
Figura 59. Conversor <i>Buck</i> implementado en <i>PSCAD</i>	92
Figura 60. Tensión de entrada y salida del convertidor <i>Buck</i> simulado.	93
Figura 61. Topología del <i>Boost-Buck</i> [58].	94
Figura 62 Interruptor cerrado DT segundos [58].	94
.Figura 63 Interruptor abierto DT segundos [58].	94
Figura 64. Voltaje en el Inductor L1 en conducción continua [58].	95
Figura 65. Algoritmo para implementar el <i>MPPT</i> [55].	97
Figura 66. Topología para el circuito de potencia y control del <i>MPPT</i> del convertidor dc-dc <i>Boost</i> [50].	98
Figura 67. Control <i>MPPT</i> implementado en <i>PSCAD</i> para la simulación.	98
Figura 68. Control <i>MPPT</i> integrado al control del convertidor CD-CD Boost.	98

Figura 69. Clasificación de los convertidores Back-to-Back [53].	99
Figura 70. Convertidor del lado de la red [55].	99
Figura 71. Descripción de la orientación de los vectores de tensión de la red [55].	100
Figura 72. Esquema de bloques del control para el convertidor del lado de la red. [55]	101
Figura 73. Circuito de potencia del conversor VSC implementado en PSCAD.	102
Figura 74. Control del VSC obtenido del PSCAD [59].	102
Figura 75. Etapa 1: Cálculo de las componentes d-q para las tensiones y corrientes.	103
Figura 76. Etapa 2: Cálculo de los parámetros en el sistema P.U.	103
Figura 77. Etapa 3: Cálculo de los limitadores para I_d e I_q .	103
Figura 78. Etapa 4: Derivación de I_d o I_q según la entrada E_{dc} o Q .	103
Figura 79. Etapa 5: Potencia reactiva Q y la tensión AC.	103
Figura 80. Etapas 6: Desacople entre I y V .	104
Figura 81. Etapa 7: Voltajes de referencia.	104
Figura 82. Etapa 8: Detección de caídas de tensión.	104
Figura 83. Equivalente de una conexión en paralelo de cuatro turbinas de igual tamaño [60].	105
Figura 84. Circuito equivalente de la línea. [60].	106
Figura 85. Componente para hacer la simulación de N turbinas.	107
Figura 86. Simulación completa.	109
Figura 87. Torque electromagnético y posición del rotor.	109
Figura 88. Velocidad de la máquina.	110
Figura 89. Tensión RMS en el generador (p.u).	110
Figura 90. Potencia generada en el lado emisor (p.u).	111
Figura 91. Tensión de la barra DC (DC-LINK).	111
Figura 92. Perfil de tensiones a lo largo del sistema.	112
Figura 93. Potencia activa (P.U) en el lado emisor y el lado receptor.	113
Figura 94. Potencia Reactiva (P.U) a lo largo de cada uno de los nodos del sistema.	113
Figura 95. Parámetros de la línea modelada.	117
Figura 96. Red eléctrica de referencia tipo CIGRÉ de baja tensión en su forma estándar ("no microgrid").	117
Figura 97. Red considerada para simulación en PSCAD.	117
Figura 98. Simulación del caso base.	118
Figura 99. Tensiones en las barras y potencia en el ramal para el caso base.	119
Figura 100. Modelo para el caso dos y para el caso tres.	120
Figura 101. Perfil de tensiones para el caso 2.	121
Figura 102. Potencias en cada una de las ramas del caso 2.	121
Figura 103. Potencia en p.u generada por la turbina y la recibida por el sistema para el caso 3.	122
Figura 104. Perfil de tensiones y cargabilidad en cada segmento de líneas para el caso 3.	124
Figura 105. Perfil de tensiones a lo largo de los nodos de línea y el cable subterráneo que interconecta la turbina y la red.	124
Figura 106. Frecuencias en la microrred y la turbina.	126

Figura 107. Distribución de la inversión para un proyecto hidroeléctrico convencional [64].	128
Figura 108. Variación del Costos para una turbina <i>Darrieus</i> con potencia constante y Velocidad Variable.	132
Figura 109. Ubicación Geográfica del proyecto [69].	138
Figura 110. Perfil de demanda horaria de Campo Alegre.	139
Figura 111. Histograma para la región hídrica Caribe -01.	140
Figura 112. Recurso hídrico para Campo Alegre.	141
Figura 113. Topología final de la microrred.	141
Figura 114. Resultados entregados por el HOMER para la microrred de Campo Alegre.	142
Figura 115. Resumen de los costos para Arquitectura óptima.	143
Figura 116. Comparación económica.	143

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Potencial hidroenergético acumulado por tipo de central y por zona (kilovatios). [7].....	20
Tabla 2. Escala de <i>Small-Hydro</i> [8].....	26
Tabla 3. Índices para el cálculo del coeficiente de eficiencia [22].....	35
Tabla 4. Datos de la turbina empleada para la validación del modelo en <i>PSCAD</i> . Elaboración propia...	44
Tabla 5. Coeficientes de la ecuación para el cálculo de la eficiencia (C_p) de una turbina hidrocínética. Elaboración propia.	44
Tabla 6. Datos del generador de imanes permanentes que se deberá dimensionar	60
Tabla 7. Geometría de la máquina y factores de cálculo.	62
Tabla 8. Propiedades magnéticas de los imanes considerados.	63
Tabla 9. Resultado para el generador a modelar.	63
Tabla 10. Cálculo de la potencia del Generador con variación de la geometría de los imanes permanentes.	64
Tabla 11. Resultados obtenidos mediante la simulación en el <i>PSCAD</i> para el estado estable.....	81
Tabla 12. Franjas de frecuencias para la simulación.	81
Tabla 13. Fórmulas para calcular el condensador y la inductancia recomendados para un convertidor <i>BOOST-BUCK</i> [57], [58].	93
Tabla 14. Parámetros del sistema.	108
Tabla 15. Cargas utilizadas para simular la microrred.....	116
Tabla 16. Parámetros de los cables.	116
Tabla 17. Valores de las tensiones en p.u medidas en cada una de las barras para el caso base.	119
Tabla 18. Potencia en cada una de las líneas para el caso base.....	120
Tabla 19. Resultados de tensiones en cada una de las barras para el caso 2.....	122
Tabla 20. Resultados de las potencias en cada segmento de línea del sistema para el caso 2.....	122
Tabla 21. Resultados de tensiones en cada una de las barras para el caso 3.....	123
Tabla 22. Resultados de las potencias en cada segmento de línea del sistema para el caso 3.....	123
Tabla 23. Resumen del perfil de tensiones p.u para los tres casos.....	125
Tabla 24. Potencia transmitida en cada segmento de línea para los tres casos.	125
Tabla 25. Comparación de las frecuencias entre la red y la turbina.	125
Tabla 26. Criterios asumidos para el costo total de una turbina.....	130
Tabla 27. Costos para una turbina de 2 kW.....	131
Tabla 28. Costos para una turbina de 5 kW.....	131
Tabla 29. Costos para una turbina de 60 kW.....	131
Tabla 30. Datos energéticos considerados para el cálculo financiero.	133
Tabla 31. Datos financieros.	134
Tabla 32. Cálculo de costos AOM.	134
Tabla 33. Costos de producción.....	134
Tabla 34. Cálculo de la amortización.	135
Tabla 35. Flujo de caja del proyecto.	136
Tabla 36. Resultados del flujo de caja: TIR y VPN.....	136

Tabla 37. Características ambientales del corregimiento Campo Alegre [69].	138
Tabla 38. Valores medio de demanda de Campo Alegre.	139
Tabla 39. Perfiles de velocidad de agua para Campo Alegre.	140
Tabla 40. Comparación de los resultados entre la arquitectura optima y el caso base.	142

GLOSARIO

BID:	Banco Interamericano de Desarrollo
CEPAL:	Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
Convertidor Boost-Buck:	El convertidor buck–boost es un tipo de convertidor DC-DC que tiene una magnitud de voltaje de salida que puede ser mayor o menor que la magnitud del voltaje de entrada
Convertidor Boost:	El convertidor Boost (o elevador) es un convertidor de potencia, DC/DC cuyo voltaje salida continuo es mayor que su voltaje continuo de entrada
Convertidor Buck:	El convertidor Buck (o reductor) es un convertidor de potencia, DC/DC cuyo voltaje salida continuo es menor que su voltaje continuo de entrada
Energía fotovoltaica (PV):	Energía producida por medio de la radiación solar al convertirla en energía eléctrica por medio de semiconductores que reaccionan ante la radiación.
Energía renovable:	Energía que se obtiene de fuentes naturales y que poseen la capacidad de regenerarse por sí solas.
ICEE:	Índice de Cobertura de Energía Eléctrica.
Microcentrales:	Capacidad instalada entre 5 y 50 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas.
Minicentrales:	Capacidad instalada entre 50 y 500 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas.
OLADE:	Organización Latinoamericana de Energía.
Picocentrales:	Capacidad instalada entre 0,5 y 5 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas.
PIEC:	Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica.

SIN:	Sistema de Interconexión Nacional. Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994
Turbina Hidrocinética:	Elementos que transforman en energía mecánica la energía cinética de una corriente de agua.
UPME:	Unidad de Planeación Minero-Energética.
VSS	Viviendas Sin Servicio
ZNI:	Zonas No Interconectadas. Son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al SIN (Artículo 1 de la ley 855 de 2003

RESUMEN

Esta investigación analizó y simuló un modelo en el software *PSCAD* de un sistema de conversión de energía eléctrica con una turbina hidrocínética (*Hydrokinetic Turbine (HKT)*) acoplada a un generador de imanes permanentes (*Permanents Magnet Generator (PMG)*) y su convertidor *Boost-Buck* operando en red aislada o conectada a la red eléctrica *benchmark* CIGRE de 60 Hz y se estableció el impacto eléctrico en la microrred.

Así mismo, se realizó la estimación económica de los principales costos del grupo Turbina-generador, se calculó el valor presente neto (VPN) y el retorno de la inversión (TIR) que se obtienen al implementar este tipo de aplicación hidroeléctrica.

Finalmente, mediante el software HOMER, se realizó la evaluación energética y el despacho económico al utilizar las turbinas hidrocínéticas como una solución de generación eléctrica renovable no convencional en zonas no interconectadas en una aplicación al caso colombiano.

PALABRAS CLAVES: Turbinas Hidrocínéticas, energía renovable, Generación distribuida, Generadores Imanes Permanentes, Convertidores *Boost-Buck*, Microrredes, MPPT, Costos, VPN, TIR, *PSCAD*, HOMER-PRO.

1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un impulsor del desarrollo humano y su composición social, está presente en la cotidianidad, en los hogares, las industrias, los sistemas de transporte, en los mercados financieros, en las actividades de entretenimiento y en general, se podría decir que el mundo moderno no podría existir sin ella [1].

Los actuales indicadores que miden el nivel de cobertura del servicio de energía eléctrica en el mundo; revelan que para el año 2015; 1,2 billones de personas, el equivalente al 18% de la población mundial, no tienen servicio de energía eléctrica [2].

En Latinoamérica, los peores indicadores de acceso al servicio eléctrico, los tienen Nicaragua y Bolivia. Nicaragua posee una cobertura del 81,80%, mientras que en Bolivia este indicador posee una cobertura del 93,04% [3].

En Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) tiene un registro de 1127 municipios con servicio de energía eléctrica en todo el país; de los cuales, el 86,2% (958 municipios) están interconectados a la red nacional (SIN) y son atendidos por un solo Operador de Red (OR), 46 Municipios (4,1 %) están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pero son atendidos por más de un OR; adicionalmente, el 4,3 % (48 municipios) del total Nacional son mixtos, es decir, en una parte están conectados al SIN y en otra parte pertenecen a las Zonas No Interconectadas (ZNI); y finalmente, 60 municipios, el equivalente al 5,4% pertenecen a la ZNI [4].

Con distribución porcentual; la UPME, calculó el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) a nivel nacional, mostrando que en el país solo el 96,10% del territorio tiene este importante servicio. Aquí los sectores urbanos tienen un ICEE del 99,59%, mientras que en los sectores rurales la cobertura no supera 84,84%. Este indicador dejó en evidencia que en departamentos como el Amazonas o el Vichada la cobertura no llega al 60% [4].

Siendo más específicos, la UPME mostró que en Colombia hay 55 809 Vivienda Sin Servicio de Energía (VSS); pertenecientes a las ZNI que jamás podrán interconectarse; y para tener energía eléctrica, tendrán que utilizar generación diésel u optar por una alternativa energética no convencional con capacidad de operar en red aislada [4].

Naturalmente, la idea que hoy se plantea el sector eléctrico del país, es utilizar la energía eólica y la energía solar fotovoltaica como una de esas alternativas; por tal motivo, el IDEAM

publicó el Atlas de viento [5] y el Atlas de radiación solar [6], mientras que por su parte, la UPME publicó el Atlas Hidroenergético de Colombia. Con estos documentos se dejó evidencia que en el Amazonas, el Orinoco y la región pacífica (todos pertenecientes a las ZNI), se puede generar el 53% de la potencia en pico centrales, el 53% en micro centrales y el 55% en mini centrales, dependiendo de su ubicación geográfica y del tipo de central. (Ver Tabla 1) [7].

Tabla 1. Potencial hidroenergético acumulado por tipo de central y por zona (kilovatios). [7].

Área Hidrográfica	Tipo de Central					
	Pico	Micro	Mini	Pequeñas	Grandes	
					20-40 MW	> 40 MW
Amazonas	285,0	2 799,0	26 948,0	903 311,0	1 518 300,0	9 522 541,0
Caribe	210,0	1 935,0	16 843,0	436 476,0	749 309,0	2 922 066,0
Magdalena - Cauca	514,0	5 229,0	47 567,0	1 646 204,0	2 808 652,0	17 713 622,0
Orinoco	360,0	3 599,0	35 789,0	1 230 958,0	2 205 013,0	10 227 236,0
Pacífico	165,0	1 647,0	15 984,0	568 657,0	831 949,0	2 743 598,0
Total por tipo central	1 534,0	15 209,0	143 131,0	4 785 606,0	8 113 223,0	43 129 063,0

Es inquietante que la UPME; después de haber estudiado la gran riqueza hídrica del país con verdadero potencial hidroenergético en las ZNI; en ninguno de sus documentos técnicos, mencione la posibilidad de dar suministro de energía eléctrica a estas regiones utilizando turbinas hidrocínicas o de baja caída. Considerando además que, los costos de la hidroelectricidad son inferiores si se compara con otras fuentes energéticas tanto renovables como no renovables, poseen una mayor confiabilidad en su funcionamiento y abastecimiento y; en el país, se cuenta con mucha experiencia en la ingeniería nacional para la construcción de centrales hidroeléctricas, haciendo que; las turbinas hidrocínicas y los generadores de imanes permanentes, sean una posibilidad económica para garantizar el suministro eléctrico en zonas rurales no interconectadas [7].

En ese sentido, en un país con altos potenciales hidroenergéticos, dar suministro de energía eléctrica a estas poblaciones mediante sistemas hidrocínicos (turbina-Generador-convertidor), puede ser un factor determinante para aumentar sus niveles de desarrollo económico, sus indicadores de calidad de vida, y al mismo tiempo, poder disminuir el negativo impacto medio ambiental y los altos costo de utilizar el diésel como fuente primaria de energía [8].

Bajo este contexto, es una deuda social y una obligación moral de la academia, realizar proyectos de investigación que permitan cuantificar los impactos eléctricos y energéticos en las microrredes al usar turbinas hidrocínicas en las ZNI del país; siendo paradójico

que, en estas regiones se tengan 55 809 VSS sin posibilidad de interconectarse al SIN [4], mientras se tiene un potencial de hidroelectricidad cercano a los 8 855 kilovatios si se utilizan pico y micro centrales de generación [7].

Por lo tanto, esta investigación permite contribuir que la comunidad científica, profesional y gubernamental del país tenga parámetros con juicio técnico que ayuden a implementar en la ZNI; con un alto potencial hidroenergético, turbinas hidrocinéticas y generadores de imanes permanentes como solución energética renovable no convencional.

De manera general, en esta investigación se realizó un modelo en el software *PSCAD*, se incluyó la simulación y el análisis de una turbina hidrocinética (*Hydrokinetic Turbine* (HKT)) acoplada a un generador de imanes permanentes (*Permanents Magnet Generator* (PMG)) y su convertidor *Boost-Buck* operando en red aislada o conectada a la red eléctrica *Benchmark* CIGRE de 60 Hz y del impacto eléctrico en la microrred, como una solución para dar energía eléctrica a las zonas no interconectadas (ZNI). Para lo cual; de manera específica, en esta investigación se cumplieron cada uno de los objetivos mencionados en la propuesta investigativa, distribuidos en seis capítulos.

En el capítulo dos (2) se realizó una clasificación de los tipos de centrales y de los tipos de turbinas de acuerdo con su potencia instalada. De forma específica, se clasificaron las turbinas hidrocinéticas de acuerdo con la posición de su eje con respecto al flujo de agua. Posteriormente se construyó un modelo de la turbina hidráulica mediante un diagrama de bloques utilizando el software *PSCAD* y se compararon los resultados obtenidos con los presentados en la literatura científica internacional.

En el capítulo tres (3) se inició con un análisis de los tipos, su clasificación y las principales características de los imanes permanentes que actualmente se utilizan en la industria, para la construcción de generadores eléctricos; se continuó con el dimensionamiento eléctrico y magnético básico del generador de imanes permanentes que se debería utilizar para la turbina dimensionada en el capítulo anterior. Y finalmente, utilizando las transformaciones de *Park*, se realizó el modelado del generador de imanes permanentes en el *PSCAD*, comparando la respuesta obtenida, con los resultados mostrados en la literatura científica. Durante el capítulo cuatro (4) se analizó los tipos y clases de convertidores actualmente utilizados para este tipo de aplicaciones; luego, se implementó la simulación de los circuitos de control y potencia para los convertidores seleccionados empezando con un rectificador trifásico para convertir la AC del generador en DC; posteriormente, se implementó el convertidor CD-CD Boost-Buck para darle mayor estabilidad a la tensión del enlace de

corriente directa y poder implementar la estrategia de maximización de la potencia generada utilizando el circuito *MPPT* y finalmente, se implementó un convertidor de CD a CA con un *Voltage Source Converter*, permitiendo una mejor conexión del grupo turbina-generador a la red o barra infinita de 60 Hz con una tensión de 0,8 p.u.

El Capítulo cinco (5), presenta el modelo completo de la microrred *benchmark CIGRE* con la conexión de la turbina a la barra más crítica. Se realizaron los análisis eléctricos midiendo la variación de la tensión, la variación en la frecuencia y la cargabilidad en las líneas de la red, resaltando los beneficios, desde el punto de vista eléctrico, que trae para el sistema, este tipo de alternativas de generación.

En el Capítulo seis (6), se realizó la estimación económica-financiera de los principales costos de esta solución, se calculó el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) que se obtienen al implementar este tipo de aplicación hidroeléctrica. Finalmente, mediante el software HOMER, se realizó la evaluación energética y económica de utilizar las turbinas hidrocinéticas como una alternativa de generación eléctrica renovable no convencional en zonas no interconectadas en una aplicación al caso colombiano.

En la última sección del trabajo se presentan las conclusiones a las que se llegaron y se plantean las futuras líneas de investigación que se pueden abrir.

Como comentario final, se desea agregar que cada capítulo busca alcanzar y resolver cada uno de los objetivos específicos de la propuesta investigativa de forma sucesiva y aditiva el siguiente capítulo complementará al anterior, para al final, formar el modelo deseado. Convirtiéndose esta investigación en un gran “rompecabezas” conceptual.

2 TURBINAS HIDROKINÉTICAS

En este capítulo se mostrará la primera parte del modelo a implementar: La turbina hidrocínética, que mediante un diagrama de bloques se busca representar su respuesta ante cambios de la longitud de sus álabes, su velocidad de rotación, y la velocidad del agua.

Los altos costos de los combustibles fósiles, el aumento de la demanda de energía eléctrica y la necesidad de disminuir el impacto del cambio climático, son factores claves que impulsan el uso de tecnologías no convencionales para la producción de energía eléctrica renovable[8].

Una fuente de energía renovable tiene un mínimo impacto negativo sobre el medio ambiente; por lo tanto, en la actualidad bajo este concepto, se pueden enumerar las siguientes [9]:

- La energía hidráulica.
- La energía eólica.
- La energía solar fotovoltaica.
- La biomasa.
- La geotérmica.

Dentro de las energías renovables mencionadas; la energía hidráulica, la eólica y; últimamente, la solar fotovoltaica, son la tendencia y escogencia óptima de los gobiernos, empresas de servicios e inversionistas al momento de seleccionar una fuente energética que se desee desarrollar e implementar [9]. Esta preferencia es explicada; entre muchas razones, por la alta facilidad de obtener los recursos energéticos (agua, viento y luz solar), sus bajos impactos medioambientales, el alto conocimiento de la tecnología por parte de los ingenieros y fabricantes y los elevados factores de planta que presentan; en particular las energías hidráulicas y eólicas, cuando se encuentran en operación.

La energía hidráulica es el recurso más abundante (por lo menos en Colombia), su contaminación, al igual que la solar, es prácticamente nula si se habla de aplicaciones de *Mini Hydro*, *Micro Hydro* e Hidrocínéticas. Es una tecnología bastante madura en el mercado, soportada en más de cien años de continuos desarrollos por parte de los fabricantes; adicionalmente, es considerada de alta eficiencia, pues más del 90% de la energía hidráulica se puede convertir en electricidad [10].

Consciente de que la energía eléctrica mejora sustancialmente la calidad de vida de las

poblaciones, pues es un factor impulsor del desarrollo económico de las sociedades, es lamentable darse cuenta que hoy un tercio de la población mundial no tiene acceso a este tipo de energía, aunque por su ubicación sí puede acceder a afluentes de agua y corrientes de ríos [8] que permitirían; con la tecnología adecuada, aprovechar la energía cinética de estos cursos fluviales para generar electricidad.

El uso e implementación de la generación diésel distribuida (DG), es la opción más utilizada, en estas zonas apartadas; permitiendo dar suministro eléctrico a algunos pocos usuarios durante unas horas por día; sin embargo, esta tecnología requiere una alta inversión durante la fase operativa explicada; por el alto costo del combustible llevado hasta el sitio y la gran cantidad de actividades de mantenimiento preventivo y correctivo que demandan los equipos que utilizan esta tecnología, haciendo que esta opción sea poco sostenible y no sustentable en el tiempo [8]

En pequeñas villas ubicadas en zonas rurales remotas situadas cerca flujos de agua, ríos riachuelos, quebradas los sistemas de micro generación hidráulica son la opción más económica; financieramente hablando, y confiable para la generación de electricidad.

Sin embargo, desde 1990 una nueva idea ha ido emergiendo en los ámbitos de la ingeniería; la utilización de la energía cinética que poseen corrientes de agua, para la generación de energía. Marcando; sin lugar a dudas, un nuevo hito en el desarrollo de nuevas fuentes de energías renovables [9].

Esta opción energética no convencional, podría suplir la demanda de energía de estas poblaciones, mediante la implementación de sistemas de pico y micro generación hidráulica que utilicen turbinas hidrocinéticas a un bajo costo.

Actualmente hay cuatro principales métodos de obtención de hidroelectricidad mediante la energía cinética:

- Energía cinética del agua de las ondas (olas) oceánicas.
- Las corrientes oceánicas.
- Las corrientes submarinas y subacuáticas.
- La energía hidrocinética de los ríos y afluentes de agua dulce.

Su principio de operación es sencillo, la energía cinética de las corrientes de agua es convertida en potencia mecánica que hace girar un generador sincrónico o asincrónico según el caso, para producir electricidad, como se muestran en la Figura 1, el trabajo de una turbina hidrocinética es similar al de una turbina eólica, este concepto no es nuevo, pues viene siendo investigado desde 1979 con estudios y ensayos a pequeña escala [9].

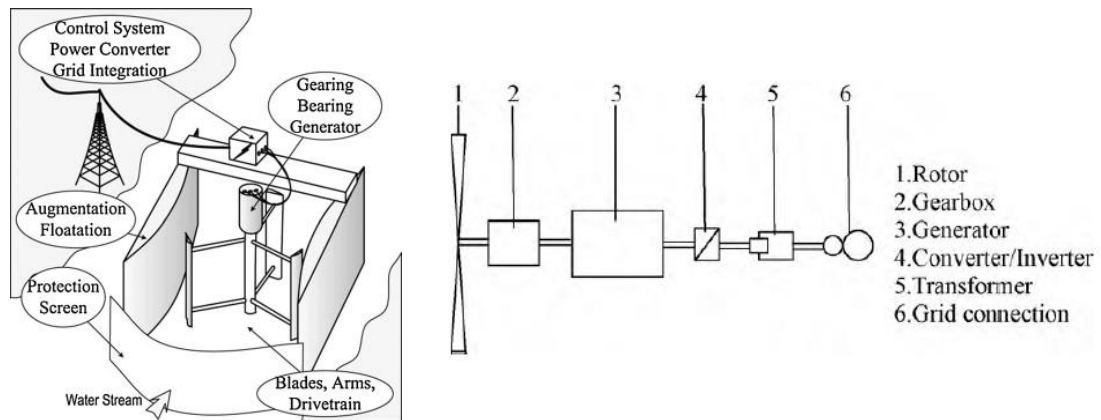


Figura 1. Esquema del principio de operación de una turbina hidrocinética [9].

El primer beneficio de generar electricidad mediante las corrientes de agua, es que se puede predecir de manera más exacta que otras fuentes de energía, utilizando herramientas estadísticas y la existencia de bases de datos de los caudales de ríos y afluentes históricos; de otro lado, es una fuente energética más amigable con el medio ambiente, es menos agresiva con la vida subacuática; pues producen cero emisiones y cero ruido, y tiene un mínimo impacto visual ya que no requiere grandes obras civiles [9].

Esta tecnología se convierte en la mejor solución, por encima de fuentes; actualmente, más conocidas como lo son la biomasa, la energía solar y la energía eólica, debido a que la micro generación hidráulica garantiza mayor energía firme debido a la continuidad del recurso energético durante el año [8].

2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Con el fin de dar un poco de contexto a cerca de la generación hidroeléctrica, se puede decir que se clasifican en tres grandes grupos:

- Las grandes centrales o las *Large-Hydro* (LH).
- Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) o las *Small-hydro* (SH).
- Las minis y micro centrales hidroeléctricas o *Micro-hydro*.

Las *Large Hydro*; para su operación, requieren grandes embalses de agua, interviniendo de manera severa, amplias áreas de tierra potencialmente cultivables, ocasionando un gran impacto ambiental.

La generación convencional de hidroelectricidad utiliza la energía potencial de grandes masas de agua represadas, inundando vastas y generosas superficies de tierra que pueden

ser potencialmente cultivables, además, producen una variedad de afectaciones medioambientales e importantes cambios en la biota que circunda los embalses, haciendo que su implementación en proyectos nuevos, este cada vez más en desuso [9].

Por otro lado, las *Small Hydro* que utilizan pequeñas caídas de agua generan electricidad, desviando una porción del agua del afluente para mover las turbinas y luego retornándola nuevamente al lecho fluvial. Son mucho más económicas y amigables con el medio ambiente para llevar energía eléctrica a las Zonas No Interconectadas (ZNI).

La *Micro-hydro* comparte algunos principios de operación con la generación eólica, al contar con una velocidad variable del recurso energético [8], [9]. Estas extraen la energía cinética del agua corriente en lugar de la energía potencial de las grandes caídas de agua que requieren las *Large-Hydro* y la mayoría de las *Small-hydro*.

En la Tabla 2 [8] se muestran una clasificación de las pequeñas, minis y micro centrales de generación hidroeléctrica de acuerdo con la potencia que producen.

Tabla 2. Escala de *Small-Hydro* [8].

Small-scale hydropower classification by power generation.

Classification	Size in kW
Small hydro	1000–30,000
Mini hydro	100–1000
Micro hydro	< 100

2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS HIDROELÉCTRICAS

De manera general, los sistemas hidroeléctricos a gran y pequeña escala contiene los siguientes componentes básicos[11]:

- Canal de agua o tubería.
- Turbina, la cual transforma la energía del flujo del agua en energía mecánica.
- Generador eléctrico que transforma la energía mecánica en energía eléctrica.
- Sistema de control, el cual monitorea la operación de todo el sistema, verifica y mide la energía eléctrica; efectivamente, generada.

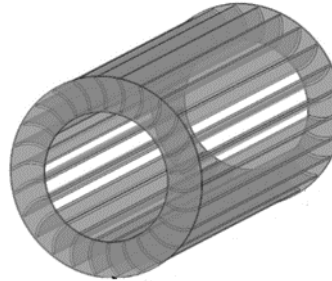
En la actualidad, hay dos principales tipos de turbina, divididos según sus principios de operación: Turbinas de impulso, las turbinas de reacción y las Turbinas hidrocínicas.

2.3 TURBINAS DE IMPULSO Y REACCIÓN

Las turbinas de impulso poseen un diseño simple y se usan comúnmente para grandes caídas de agua. Los tipos más comunes de turbinas de impulso son la turbina Pelton, la turbina Turgo y la Banki también llamada de *Crossflow*. En la Figura 2, se muestran las turbinas de impulso[12]–[14].



Turbina Turgo [12]



Turbina Banki [13]



Turbina Pelton [14]

Figura 2. Turbinas de impulso.

Las turbinas de reacción son turbinas altamente eficientes; en estas, todos los alabes mantienen un contacto constante con el agua; incluso estando detenidas, frecuentemente se utilizan en grandes centrales hidroeléctricas que poseen magnos caudal y bajas caídas, en algunos casos los alabes pueden ser ajustables. Los tipos más comunes de turbinas de reacción son: la turbina Kaplan y la Turbina Francis. En la Figura 3 se presentan las turbinas de reacción [15], [16].



Turbina Francis [15]



Turbina Kaplan [16]

Figura 3. Turbinas de reacción.

La selección del tipo de turbina que requerirá una central dependerá de la cabeza, el flujo y la velocidad del generador deseada; un error en esta etapa puede afectar considerablemente la rentabilidad del proyecto. En la Figura 4 [11], [17] y la Figura 5 [18] se presentan los gráficos de selección del tipo de turbina que se deberá utilizar según la caída neta en metros (salto del agua) en *Small y Mini-hydro* y el caudal de agua a turbinar. La Figura 4, es aplicable para seleccionar turbinas con potencia mecánica desde 1 kW hasta 5 MW, mientras que la Figura 5 es para potencia desde los 10 kW hasta los 500 kW.

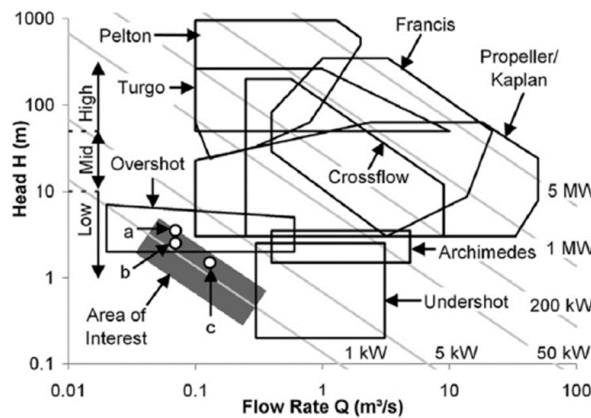


Figura 4. Rangos de caída neta – caudal y su aplicación según el tipo de turbina [11], [17].

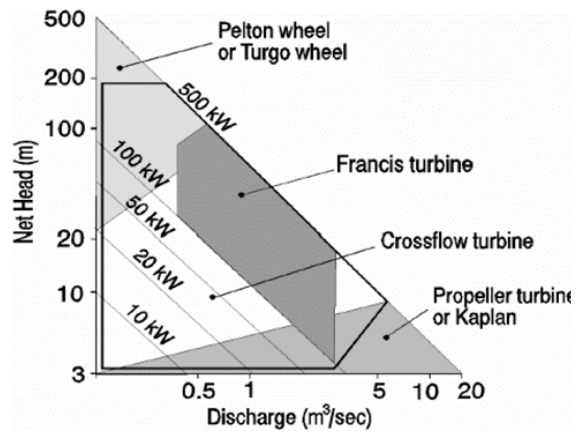


Figura 5. Rangos de caída neta – caudal para PCH [18].

2.4 TURBINAS HIDROCINÉTICAS

Las turbinas hidrocinéticas se clasifican por la orientación de rotación de su eje con respecto a la dirección del flujo de agua, pueden ser en turbinas de eje horizontal o en turbinas de eje vertical [19]. En la Figura 6 se muestra, mediante un diagrama de bloques, la clasificación de las turbinas hidrocinéticas.

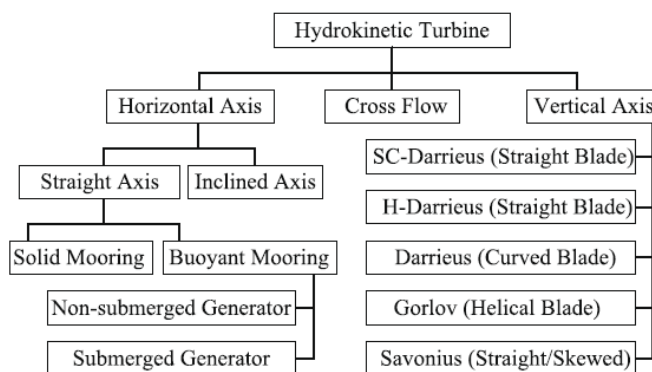


Figura 6. Diagrama de bloques para la clasificación de las turbinas hidrocinéticas[19].

2.4.1 TURBINAS DE EJE HORIZONTAL

La rotación del eje de la turbina es paralela a la dirección de la corriente de agua, su forma de operación es similar al de una turbina eólica. La turbina de flujo axial como también se le conoce a la turbina de eje horizontal puede ser construida de 2, 3 o múltiples alabes paletas o Aspas[8]. En la Figura 7, se muestran algunas gráficas con las posibles configuraciones para las turbinas de flujo axial.

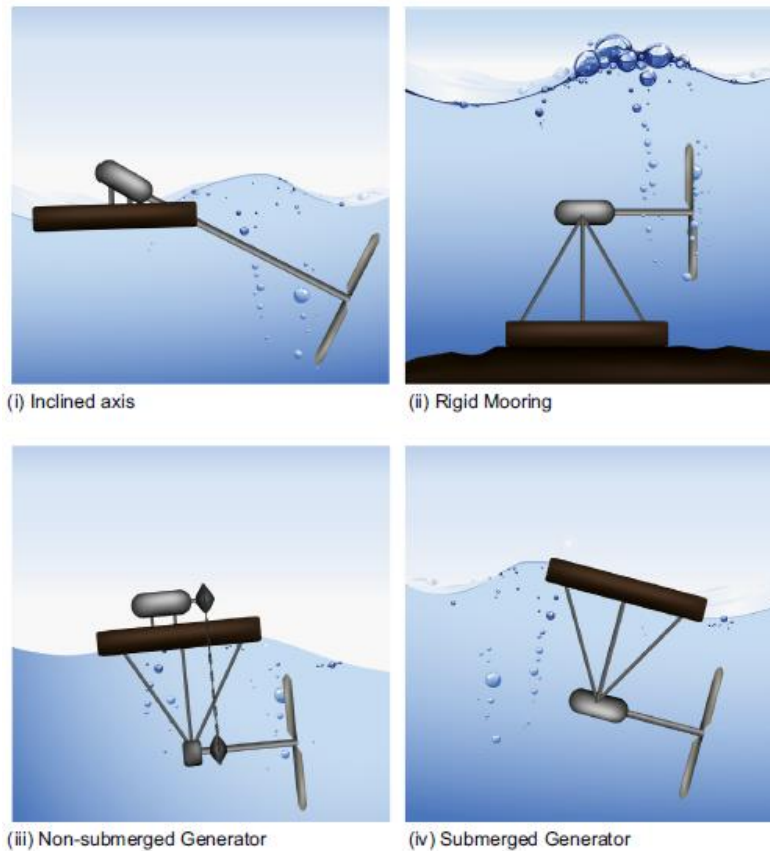


Figura 7. Turbinas de eje horizontal [8], [19].

2.4.2 TURBINA DE EJE VERTICAL

Si la rotación del eje de la turbina es perpendicular a la superficie del agua, estas turbinas se denominan de eje vertical, ejemplos típicos de estas turbinas son las *Darrieus* y las helicoidales [8], [19]. Figura 8 muestra algunos tipos de turbinas de eje vertical.

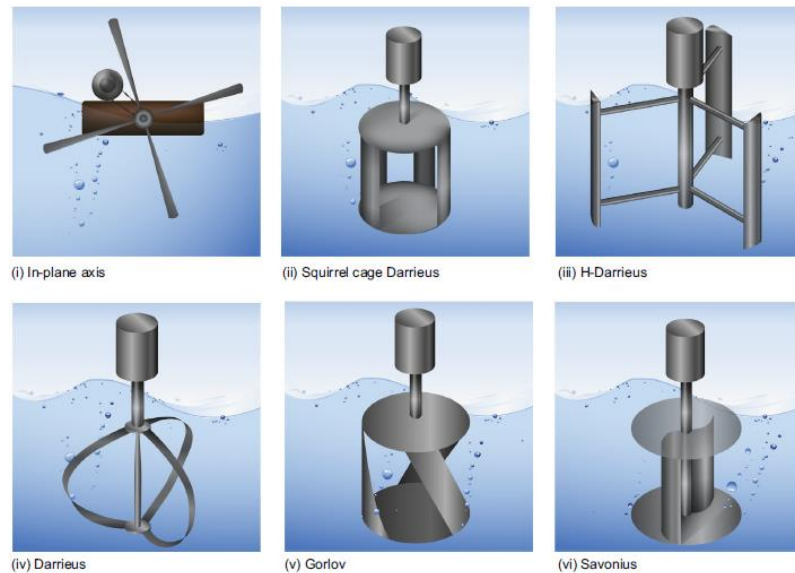


Figura 8. Turbinas de eje vertical [8], [19].

La turbina *Darrieus*, es la más empleada cuando los ríos son pequeños y medianos, porque este sistema se dispone para anchos más grandes y profundidades bajas, con esto se logra una mayor área de la sección que es atravesada por la corriente de agua y; como se explicará más adelante, se obtiene una mayor producción de potencia mecánica. En la Figura 9, se muestra la turbina *Darrieus*.

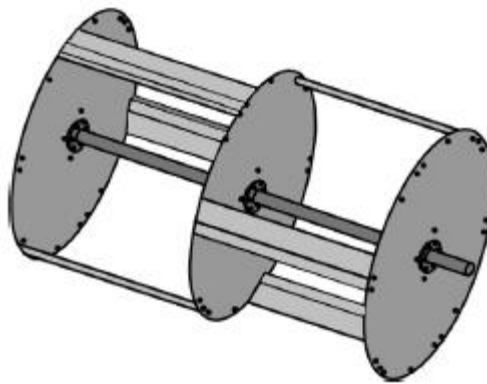


Figura 9. Turbina Darrieus [20].

En la Figura 10 [9], se muestran diferentes tipos de turbinas hidrocínicas que pueden ser utilizadas dependiendo del lugar de instalación y del tipo de energía cinética que van a aprovechar: Energía de corrientes submarinas o corrientes de ríos y agua dulce.

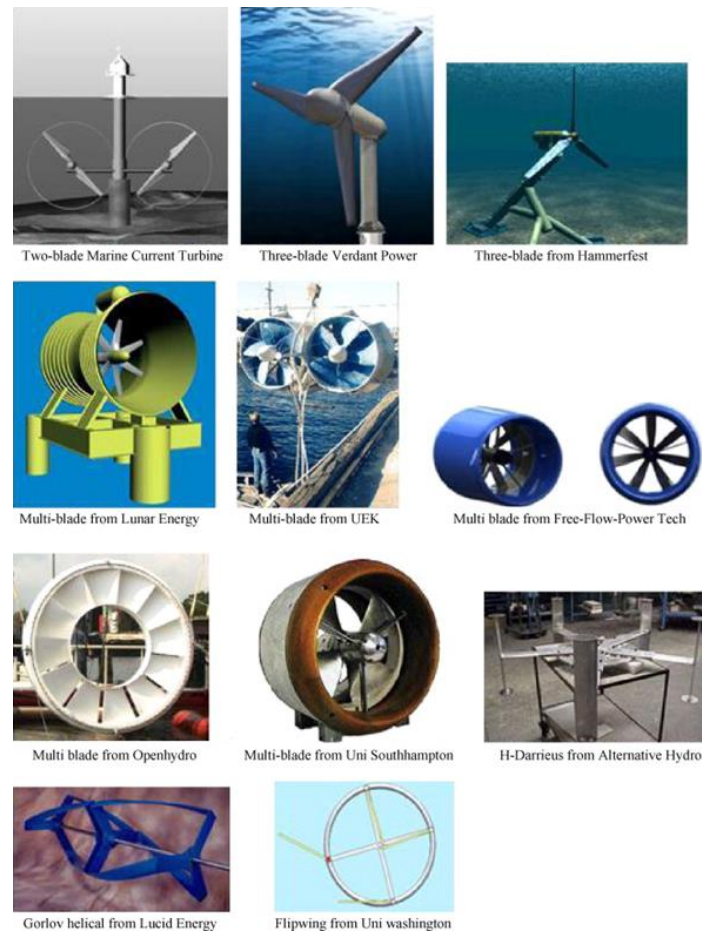


Figura 10. Turbinas hidrocinéticas para diferentes instalaciones [9].

2.5 MODELO MATEMÁTICO DE LAS TURBINAS HIDROCINÉTICAS

Las tecnologías para obtener energías de corrientes marinas y de ríos, se encuentra en una etapa temprana de desarrollo, varios sistemas de generación están siendo investigados. Diferentes configuraciones de estas turbinas registradas en la literatura; han sido analizadas, con el fin de evaluar su desempeño y eficiencia.

Aspectos electromecánicos como las estructuras de soporte para los generadores y los cables de transmisión de energía eléctrica; han sido revisados, así como la forma de realizar la conexión a tierra para garantizar la seguridad eléctrica [21].

Como se mencionó antes las turbinas hidrocinéticas; también llamada de cabeza cero, son generalmente utilizadas para extraer y transformar la energía cinética de las corrientes de agua en energía mecánica; acopladas a un generador eléctrico, generar electricidad [22].

Para explicar el modelo matemático de las turbinas, se debe partir de la definición física de

la energía cinética [22]:

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (1)$$

Donde:

- E_k Energía cinética [Joules]
- m Masa de agua [kg]
- v Velocidad de las corrientes de agua [m/s]

Ahora bien, para una mejor explicación del fenómeno físico y fácil tratamiento matemático, se tomará una porción de agua cúbica, como la que se puede observar en la Figura 11.

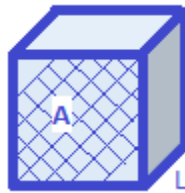


Figura 11. Representación de una porción cúbica de agua. Elaboración propia.

Para obtener la masa de esa porción de agua, se acude al concepto de densidad [23], tal como muestra en la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{m}{A \cdot L} \rightarrow m = \rho \cdot A \cdot L \quad (2)$$

Donde:

- ρ : Densidad del agua [kg/m^3]
- A : Área de la porción de agua [m^2]
- L : Lado de la porción de agua [m]

Si se reemplaza la ecuación (1) en la ecuación (2), se obtiene una nueva expresión para la energía cinética de la corriente de agua:

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot L \cdot v^2 \quad (3)$$

Ahora bien, el objetivo es obtener la potencia mecánica que puede suministrar ese recurso energético, por lo tanto, la energía de la corriente de agua, deberá dividirse en una unidad de tiempo, tal como lo muestra la ecuación (4):

$$P_W = \frac{E_K}{t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \frac{1}{t} \cdot L \cdot v^2 \rightarrow v = \frac{L}{t} \quad (4)$$

Reorganizando la expresión anterior, se puede obtener la expresión matemática para hallar la potencia mecánica que puede ser extraída de las corrientes acuáticas, como se muestra a continuación:

$$P_W = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v \cdot v^2 \quad (5)$$

Por lo tanto, tal como se explica en [22], la potencia de la corriente de agua; partiendo de la aproximación física de que la velocidad del agua es constante, se muestra a continuación:

$$P_W = \frac{\partial E_k}{\partial t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (6)$$

Donde:

ρ : Densidad del agua [kg/m^3]

A: Área barrida por los álabes en la porción de agua [m^2]

v: Velocidad del agua (constante) [m/s]

Cómo se observa en la expresión (6), la potencia mecánica extraída del agua dependerá de las características fisicoquímicas del agua; explicada por la dependencia de su densidad, de la velocidad del flujo másico de la corriente acuática y del área barrida por los álabes de la turbina utilizada (ver Figura 12). Es decir, la potencia mecánica del agua también depende de la geometría de la turbina utilizada y la densidad del líquido.

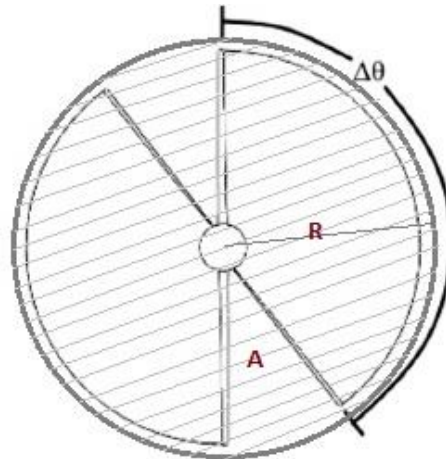


Figura 12. Área barrida por los álabes de la turbina. Elaboración propia.

Si se aproxima el área barrida por los álabes de turbina a un círculo perfecto, él área se calcula como lo muestra la ecuación (7); que al ser reemplazada en la ecuación (6) permite redefinir la potencia mecánica del agua como una función de la densidad del agua, la velocidad de las corrientes y el radio de la turbina que se utilice, tal como se muestra en la

ecuación (8):

$$A = \pi \cdot R^2 \quad (7)$$

$$P_W = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \quad (8)$$

Dónde:

ρ : Densidad del agua [kg/m³]

R: Radio del rotor de la turbina [m]

v: Velocidad del agua (constante) [m/s]

Ahora bien, las turbinas hidrocínéticas solo pueden aprovechar una parte de la potencia cinética del flujo de agua debido a las pérdidas hidráulicas [8]. El coeficiente de pérdidas de la turbina permite establecer qué porción de la potencia cinética del agua puede ser transformada en potencia mecánica efectiva, útil, para la generación de electricidad, tal como se muestra a continuación:

$$C_P = \frac{P_m}{P_W} \rightarrow C_P < 1 \quad (9)$$

Dónde:

C_P : Coeficiente de potencia del rotor de la turbina

P_m : Potencia mecánica de la turbina [W]

P_W : Potencia cinética del flujo de agua [W]

Por lo tanto, combinando las ecuaciones (8) y (9), se puede obtener la expresión matemática, para calcular la potencia mecánica, que puede ser capturada de los flujos de agua de una turbina hidrocínética; si se considera la densidad del agua igual a 1000 kg/m³, la ecuación (9) se puede reescribir como se muestra a continuación:

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \cdot C_P \rightarrow P_m = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \cdot C_P \quad (10)$$

Debido a que el principio de funcionamiento y el comportamiento físico de las turbinas hidrocínéticas es igual al de las turbinas eólicas [8], [22], el coeficiente de potencia de la turbina hidrocínética, se calcula igual al de una eólica. Este coeficiente es una expresión no lineal que depende de la relación *tip-speed ratio* y del ángulo de ataque del fluido sobre el álabe de la turbina. Esta expresión se muestra en la ecuación (11).

$$C_P(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left(C_2 \cdot \frac{1}{\lambda_i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) \cdot e^{\left(\frac{-C_5}{\lambda_i} \right)} + C_6 \cdot \lambda \quad (11)$$

En el caso de las turbinas hidrocínéticas, a diferencia de las eólicas, donde por su tamaño, no existe la posibilidad de realizar movimiento de los álabes, se puede decir que el ángulo

de los álabes con respecto a la línea de ataque de la corriente acuática, es cero ($\beta=0$), por lo tanto, los índices para calcular el coeficiente de potencia se muestran en la Tabla 3 [22].

Tabla 3. Índices para el cálculo del coeficiente de eficiencia [22].

C1	C2	C3	C4	C5	C6	β
0,5176	116,00	0,40	5,00	21,00	0,0068	0°

El parámetro Lambda i, necesario para calcular el coeficiente de potencia de una turbina hidrocíntrica en la ecuación (11), puede ser obtenido mediante la expresión (12) que se muestra a continuación

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{1 + \beta^3} \quad (12)$$

Así mismo, el parámetro *tip-speed ratio*, que depende del radio de la turbina, la velocidad del flujo de agua y de la velocidad de rotación de la turbina en radianes por segundo, se calcula en la ecuación (13).

$$\lambda = \frac{\omega_m \cdot R}{v} \quad (13)$$

Dónde:

ω_m : Velocidad de rotación de la turbina [rad/s]

R: Radio del rotor de la turbina [m]

v: Velocidad del agua (constante) [m/s]

2.6 LÍMITE DE EFICIENCIA Y COEFICIENTE DE BETZ

La eficiencia de la turbina, se define como la relación entre la potencia mecánica de la turbina en el eje de la misma y la potencia del flujo uniforme sin restricciones que atraviesa el área de la turbina [24].

Para el caso de las turbinas hidrocíntricas, el coeficiente de eficiencia (C_p), posee un valor máximo teórico de 59,25% [9], [24], el cuál fue obtenido por el físico Betz en 1920 para una turbina tipo *Propeller* funcionando a flujo libre [24].

El modelo físico y matemático para explicar el coeficiente de Betz, supone que las corrientes subacuáticas forman un tubo de corriente cilíndrico o volumen controlado con dos secciones transversales. Solamente el flujo laminar, atraviesa ambas secciones del tubo de corrientes, tal como se muestra en la Figura 13.

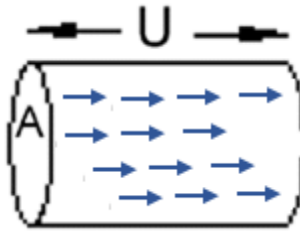


Figura 13. Energía cinética de una corriente de agua [21].

Cómo lo menciona [21], [24], la turbina se representa por un disco uniforme, llamado “Disco actuador”; este disco crea una discontinuidad de presiones en el flujo que lo atraviesa. Para hacer el análisis se hacen los siguientes supuestos:

- No existe fricción por arrastre.
- El fluido es un flujo homogéneo, incompresible y en estado estacionario.
- El rotor se aproxima a un disco uniforme con un número infinito de cuchillas.
- El empuje hidráulico sobre el disco o el área del rotor es uniforme
- No existe turbulencia.
- La presión estática, aguas arriba y aguas abajo del rotor es igual a la presión estática del ambiente sin perturbaciones.
- La velocidad de las líneas de corriente de agua que pasan a través y por la turbina es constante y forman un flujo laminar.

A través del disco del actuador, hay un cambio de presión como energía que está siendo extraída, ocasionando una consecuente disminución en el momento lineal del agua. Aplicando la conservación de momento lineal a todo el volumen, se encuentra que el empuje es igual y opuesto a la tasa de cambio del momento de las corrientes de agua. En la Figura 14, se muestra el modelo del “disco actuador”, el cual permite entender el coeficiente de BETZ.

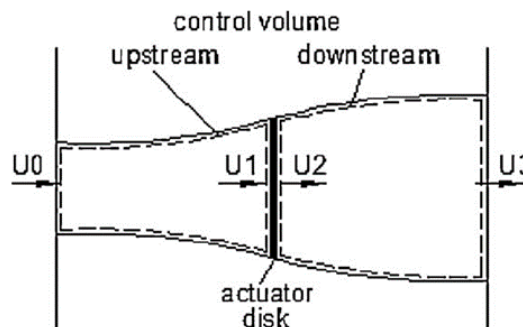


Figura 14. Modelo del “Disco actuador” para representar una turbina en medio de una corriente de agua. [21].

La ecuación del momento es:

$$\dot{m} = (\rho \cdot A \cdot U)_0 = (\rho \cdot A \cdot U)_3 \quad (14)$$

Dónde:

- ρ Densidad del fluido [kg/m³]
- A_0 Área de la sección transversal aguas arriba del cilindro de corrientes [m²]
- A_3 Área de la sección transversal aguas abajo del cilindro de corrientes [m²]
- U_0 Velocidad del fluido en la sección transversal aguas arriba del cilindro de corrientes [m/s]
- U_1 Velocidad del fluido en la primera cara del Disco Actuador [m/s]
- U_2 Velocidad del fluido en la segunda cara del Disco Actuador [m/s]
- U_3 Velocidad del fluido en la sección transversal aguas abajo del cilindro de corrientes [m/s]

El cambio en el momento (T) es igual a la diferencia de momentos en las secciones transversales aguas arriba y aguas abajo del cilindro de corrientes, como se muestra a continuación:

$$T = U_0 \cdot (\rho \cdot A \cdot U)_0 - U_3 \cdot (\rho \cdot A \cdot U)_3 \quad (15)$$

Combinando las ecuaciones (14) y (15), se puede reescribir el cambio en el empuje así:

$$T = \dot{m} \cdot (U_0 - U_3) \quad (16)$$

O

$$T = A_1 \cdot (P_1 - P_2) \quad (17)$$

Dónde:

- A_1 Área de la sección transversal del *disco actuador* [m²]
- P_1 Presión en la cara uno del *disco actuador* [N/m²]
- P_2 Presión en la cara dos del *disco actuador* hacia arriba [N/m²]

Para explicar la pérdida de presión provocada por el disco, se utiliza la ecuación de *Bernoulli* en cada uno de los lados del *disco actuador* como se muestra en las ecuaciones (18) y (19):

- Pérdida de presión para el lado aguas arriba:

$$P_0 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_0^2 = P_1 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_1^2 \quad (18)$$

- Pérdida de presión para el lado aguas abajo:

$$P_2 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_2^2 = P_3 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U_3^2 \quad (19)$$

Cómo se mencionó anteriormente, las presiones en las secciones transversales del cilindro

de corrientes subacuáticas son iguales ($P_0=P_3$), al igual que la velocidad en ambas caras del disco actuador; debido a la aproximación física de tener turbulencia cero, son iguales ($U_1=U_2=U$).

Las diferencias de presiones P2 y P3 se puede hallar tomando las ecuaciones (18) y (19) para reemplazarlas en la ecuación (17), quedando como se observa a continuación:

$$T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_1 \cdot (U_0^3 - U_3^2) \quad (20)$$

Se concluye pues, que existen dos expresiones matemáticas diferentes para encontrar un valor numérico para el empuje; por lo tanto, igualando las ecuaciones (16) y (20), haciendo una reorganización algebraica se puede encontrar que la masa del flujo de agua que atraviesa el *disco actuador* por unidad de tiempo está dada por:

$$\dot{m} = \rho \cdot A_1 \cdot U_1 \quad (21)$$

Por lo tanto:

$$U_1 = \frac{U_0 + U_3}{2} \quad (22)$$

Eso significa, que la velocidad del agua en el *disco actuador* o rotor es el promedio de las velocidades del agua a la entrada y a la salida del cilindro de corrientes. La velocidad del agua a través del *disco actuador* no puede ser menos de la mitad de la velocidad del agua en flujo laminar.

Esta situación nos permite introducir el concepto de *factor de interferencia (a)*, el cual se define como la disminución fraccional en la velocidad del agua a flujo libre en la entrada del disco actuador. El factor de interferencia se calcula así:

$$a = \frac{U_0 - U_1}{U_0} \quad (23)$$

Dónde:

U_0 Velocidad del fluido en la sección transversal aguas arriba del cilindro de corrientes
[m/s]

U_1 Velocidad del fluido en la primera cara del Disco Actuador[m/s]

Reorganizando, se obtiene:

$$U_1 = (1 - a) \cdot U_0 \quad (24)$$

Usando las ecuaciones (22) y (24), se obtiene:

$$U_3 = (1 - 2 \cdot a) \cdot U_0 \quad (25)$$

Con el desarrollo matemático visto hasta ahora, se puede decir que la potencia mecánica (P) puede ser obtenida a partir de dos variables: de la velocidad del agua o del empuje, como se muestra a continuación:

$$P_M = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_1 \cdot (U_0^3 - U_3^2) \cdot U_1 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_1 \cdot U_1 \cdot (U_0 + U_3) \cdot (U_0 - U_3) \quad (26)$$

Si se sustituye la U_1 y U_3 en la ecuación anterior, utilizando las ecuaciones (24) y (25), se obtiene lo siguiente:

$$P_M = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_2 \cdot U_0^3 \cdot 4 \cdot a \cdot (1 - a^2) \quad (27)$$

Si se reemplaza A_1 o A_2 por A y U_1 es reemplazada por U , se obtiene:

$$P_M = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \cdot 4 \cdot a \cdot (1 - a^2) \quad (28)$$

Por lo tanto, el coeficiente de eficiencia C_p es definido como la potencia mecánica por unidad de agua y se puede calcular así:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3} = 4 \cdot a \cdot (1 - a^2) \quad (29)$$

Buscando maximizar la eficiencia del disco actuador (rotor), se tendría que hacer hallar la primera derivada de C_p con respecto a (a) e igualando el resultado a cero, así:

$$\frac{\partial C_p}{\partial a} = 4 \cdot (1 - a)^2 - 8 \cdot a \cdot (1 - a) = 0 \rightarrow a = \frac{1}{3} \quad (30)$$

Si se reemplaza el valor de a en la ecuación (30), se obtiene:

$$C_{P_{MAX}} = 4 \cdot \frac{1}{3} \cdot \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 = 0,5925 \quad (31)$$

Este desarrollo algebraico, permite concluir que la máxima eficiencia teórico que puede obtenerse en un disco actuador o una turbina hidrocínética es del 59,25% y a este valor se le conoce cómo el límite de *Betz*. Este límite, es considerado un valor teórico, pues, para llegar a él se parte de algunas aproximaciones que en la realidad física no se logran.

Pruebas y ensayos realizados en rotores tipo *Propeller*, considerador rotores en 2D; y otros modelos de turbinas, bajo condiciones de flujo libre, han dado eficiencias entre el 10% y el 20%, pero cuando se realizan ensayos en turbinas helicoidales; o rotores en 3D, se han encontrado eficiencias del 35% para las mismas condiciones de flujo libre [24].

En la Figura 15, se muestran los coeficientes de eficiencia (C_p) obtenido para diferentes turbinas eólicas y comparadas con el límite teórico de *Betz*.

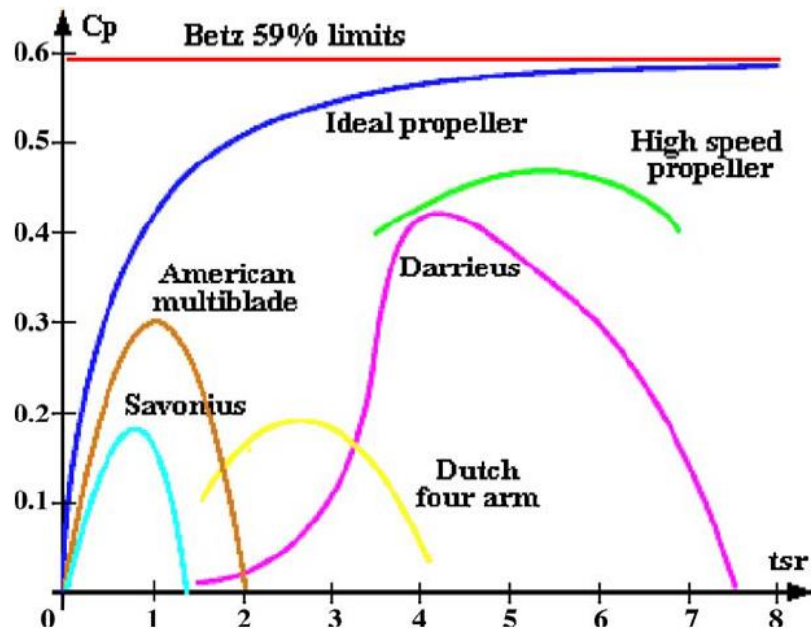


Figura 15. Coeficiente de eficiencia para diferentes turbinas Hidrocinéticas [21].

2.7 DIAGRAMA DE BLOQUES PARA SIMULACIÓN DE LA TURBINA HIDROCINÉTICA

Con las ecuaciones 10, 11, 12 y 13 antes presentadas; se construyó un modelo que permite simular en el software *PSCAD*; mediante diagrama de bloques, la turbina hidrocinética. En la Figura 16, se puede observar el módulo implementado con sus nodos de entrada y salidas, así como los parámetros necesarios para calcular la eficiencia, la potencia y el torque mecánico de la turbina cuando se presentan variaciones en la velocidad del agua.

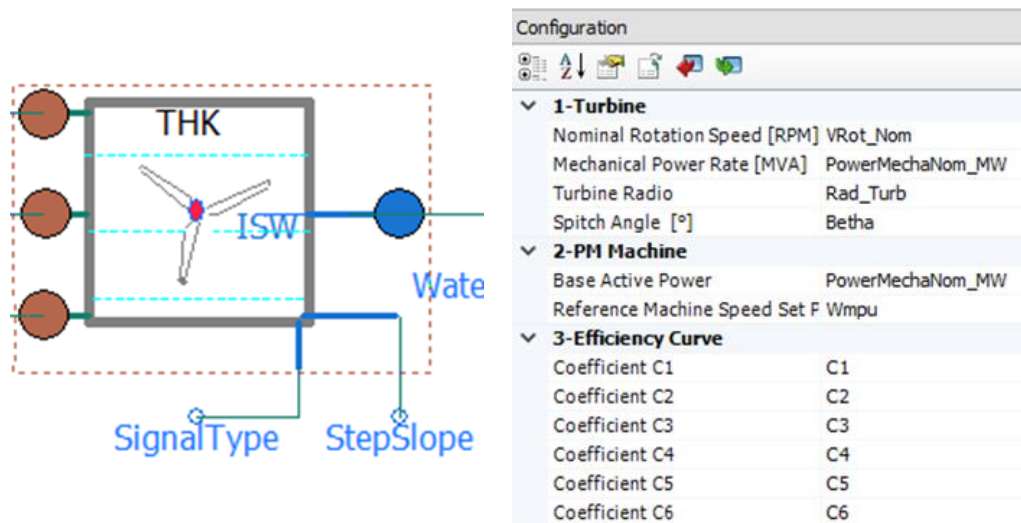


Figura 16. Modelo implementado en PSCAD de la turbina Hidrocinética. Elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, y como parte del primer objetivo planteado para esta investigación, en la Figura 17 se muestra el diagrama de bloques completo de la turbina hidrocinética. Este modelo está dividido en cuatro partes. En la Figura 18 se observan las entradas recibidas por el módulo, que son necesarias para realizar el cálculo de las turbinas.

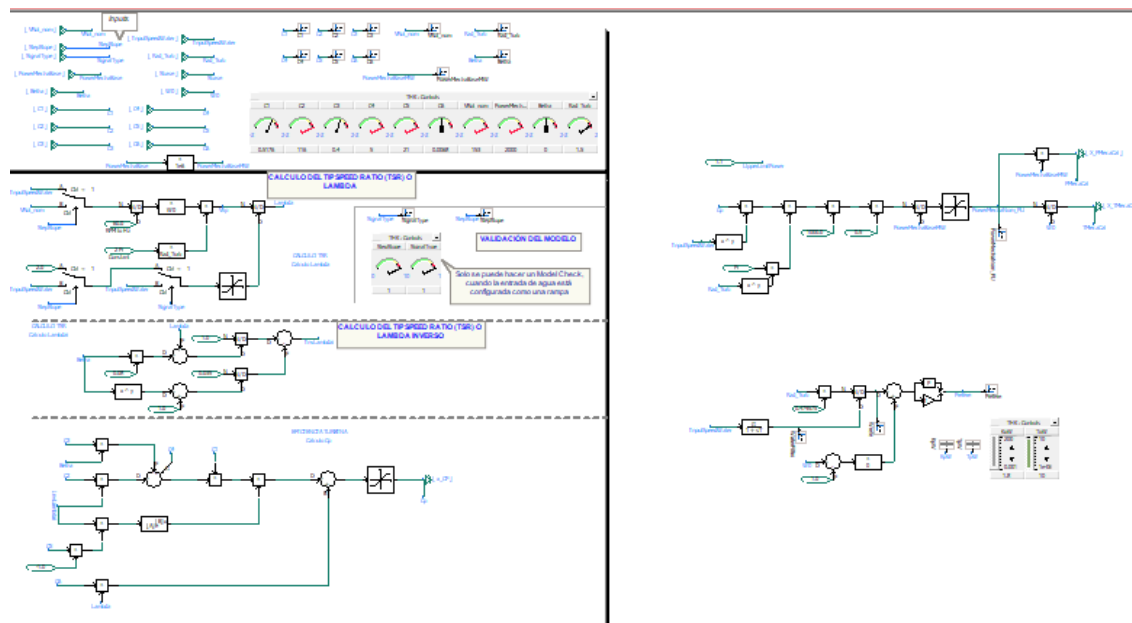


Figura 17. Diagrama de bloques de las turbinas en el software PSCAD. Elaboración propia.

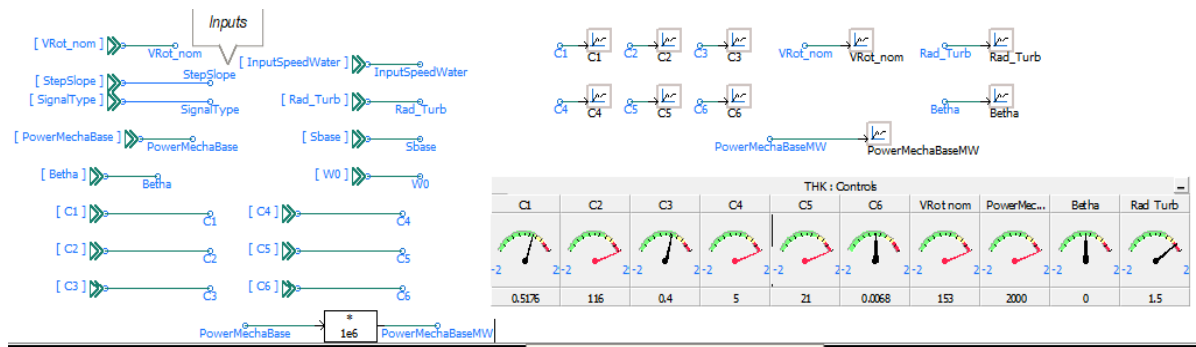


Figura 18. Primera parte del modelo: Entradas analógicas y digitales. Elaboración propia.

En la Figura 19, se presenta la segunda etapa del modelo. En este diagrama de bloques, se calcula el *TSR* de la turbina, el cual depende de la velocidad lineal del agua, la velocidad nominal de rotación de la turbina y el radio del área circular que se crea con la rotación de los álabes.

El cálculo de la eficiencia de la turbina se basó en la ecuación 11, y se implementó el diagrama de bloques que muestra en la Figura 20. Este diagrama recibe los valores de las constantes *C1*, *C2*, *C3*, *C4*, *C5* y *C6*, así como los resultados de los diagramas de bloques anteriores, para entregar el valor de la eficiencia de la turbina C_p .

Finalmente, en la Figura 21, se presenta el diagrama de bloques que permite realizar el cálculo de la potencia y el torque mecánicos que se le ingresará al generador de imanes permanentes. Se debe aclarar que el cálculo de la potencia y el torque; por simplicidad de la simulación, se realiza en el sistema “*Por Unidad (p.u)*”. Esto facilitará la interpretación de los resultados y dará una indicación más clara de los fenómenos electromagnéticos que se presenten.

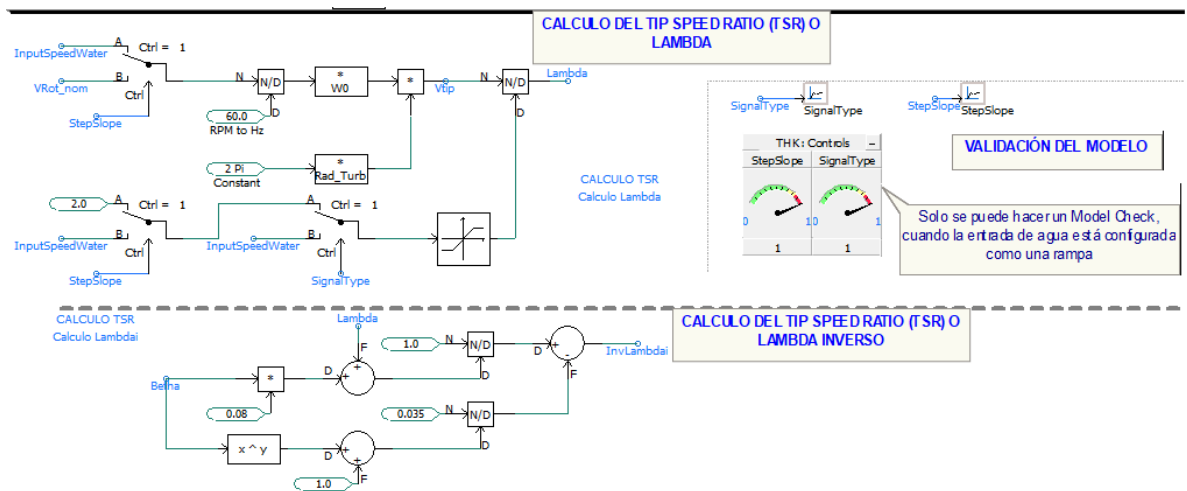


Figura 19. Segunda parte del modelo: Cálculo del TSR para un ángulo Beta. Elaboración propia

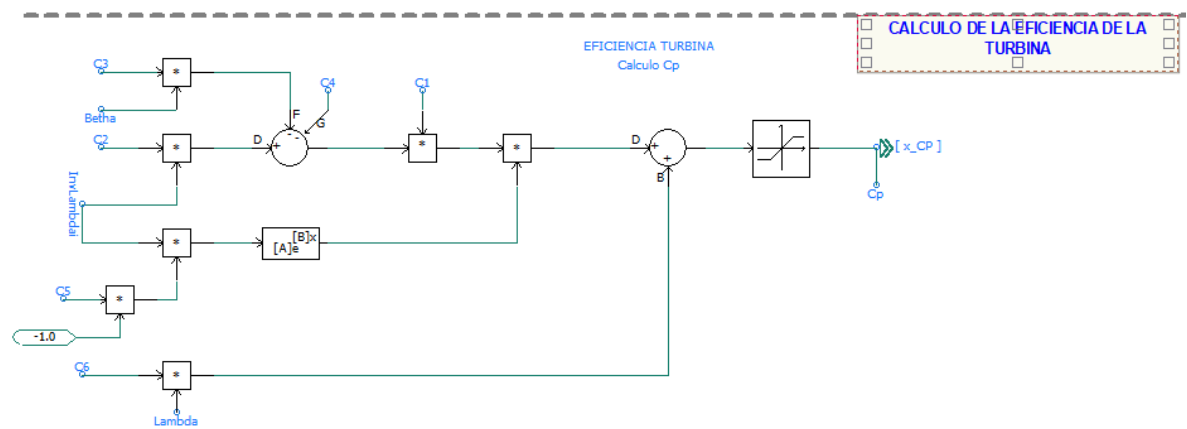


Figura 20. Tercera parte del modelo: Cálculo del coeficiente de eficiencia (Cp) de la turbina. Elaboración propia.

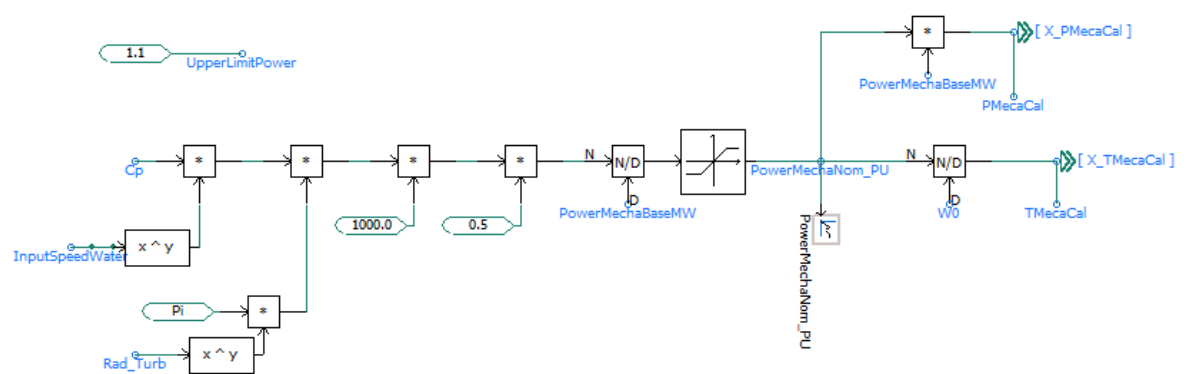


Figura 21. Cuarta parte: Cálculo de la potencia y el torque mecánico que podrá suministrar la turbina. Elaboración propia

2.8 VALIDACIÓN DE RESULTADOS

En la referencia [22] se encuentra que una turbina con las características físicas y geométricas mostradas en la Tabla 4 y con los coeficientes para el cálculo de la eficiencia de la turbina (C_p) (Ecuación 11), presentados en la Tabla 5, posee un C_{pmax} de 0,48, cuando el *Picth Angle* de la turbina es cero ($Betha=0^\circ$).

Tabla 4. Datos de la turbina empleada para la validación del modelo en PSCAD. Elaboración propia

Velocidad máquina [RPM]	170,00
Radio de la turbina [m]	1,50
Área [m ²]	7,07
Velocidad agua [m/s]	2,50

Tabla 5. Coeficientes de la ecuación para el cálculo de la eficiencia (C_p) de una turbina hidrocínética. Elaboración propia.

C1	C2	C3	C4	C5	C6
0,5176	116,0000	0,4000	5,0000	21,0000	0,0068

Realizando un cálculo numérico para el valor de la eficiencia de la turbina considerando valores del ángulo $Betha$ (*Picth Angle*) diferentes, se encontró que la máxima eficiencia obtenida es de 0,479 y se da cuando $Betha$ es cero. Los resultados obtenidos se presentan en la Figura 22.

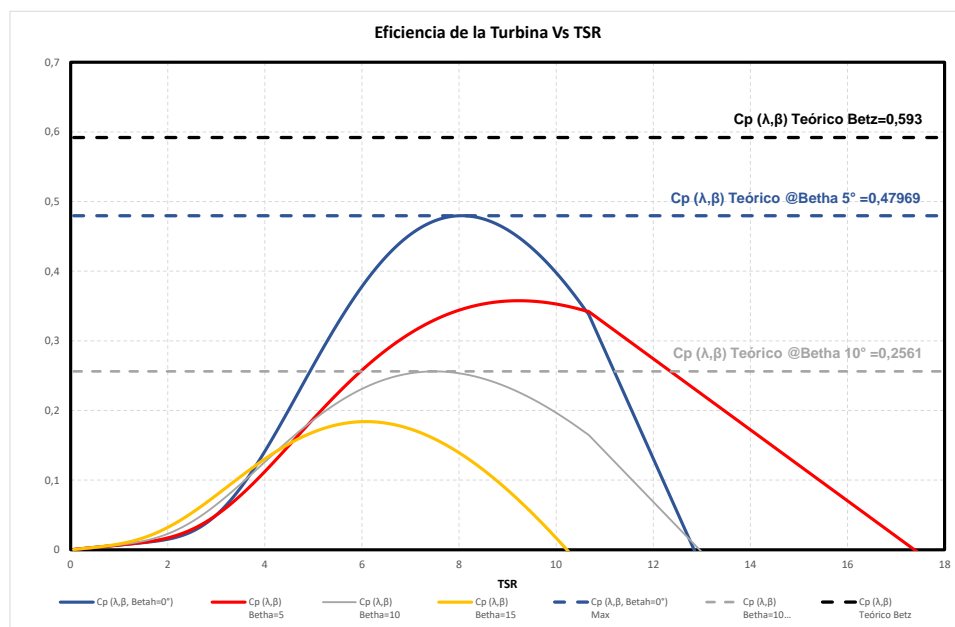


Figura 22. Cálculo de la máxima eficiencia para los datos de la Tabla 4 y la Tabla 5 para diferentes ángulos del álabe. Elaboración propia.

De la Figura 22, se puede concluir que la máxima eficiencia o el máximo coeficiente de Potencia (C_p) de la turbina, se obtiene cuando el ángulo *Pitch Angle* de los álabes es cero. En esa misma, en esta gráfica se puede observar que si el ángulo (*Pitch Angle*) aumenta en 10° la eficiencia máxima que se obtiene será de 0,2561; así mismo, cada vez que aumentamos el ángulo de los álabes, se obtiene una menor eficiencia.

Por lo anterior, haciendo una extrapolación de resultados, al realizar una correlación lineal entre la pérdida de la eficiencia de la turbina con respecto al ángulo, se puede concluir si el ángulo se incrementa en un (1) grado, la turbina pierde 2,23% su eficiencia. Esta relación lineal de “dos a uno” se muestra en la Figura 23, convirtiendo el ángulo del álabes, en una de las variables que más impacto tienen sobre el coeficiente de potencia de una turbina hidrocínética.

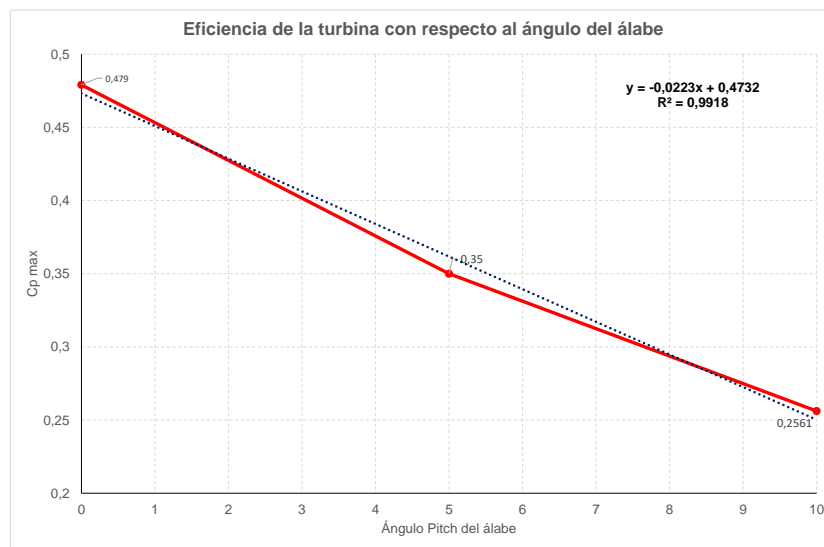


Figura 23. Eficiencia de la turbina con relación al ángulo del álabes. Elaboración propia

En la Figura 24, tomada de [22], se observa que el valor máximo de la eficiencia para la turbina antes mencionada es de 0,48. Ahora bien, el resultado de la eficiencia máxima (C_{Pmax}) obtenido mediante la simulación en *PSCAD* fue de 0,479 ($C_{Pmax}=0,479$). Este resultado se puede observar en la Figura 25.

Si se considera; para la turbina simulada, el valor teórico de la eficiencia igual a 0,48; se podría concluir que el porcentaje de error obtenido con la simulación en *PSCAD* es del 0,21%. Este mínimo porcentaje error, permite concluir que el modelo de la turbina hidrocínética implementado en *PSCAD* mediante diagramas de bloques, genera; durante la simulación, resultados confiables y posee una correcta precisión numérica.

Con la validación de los resultados que fue realizada, se resalta, como el primero objetivo

de este trabajo de investigación y que fueron planteados en la propuesta investigativa, queda cumplido y superando plenamente.

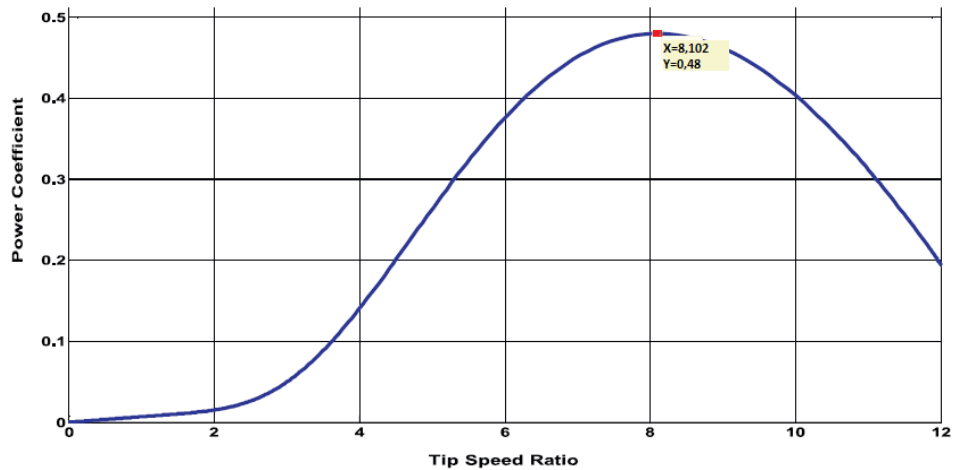


Figura 24. Curva del coeficiente de Potencia Vs TSR obtenida de la referencia [22].

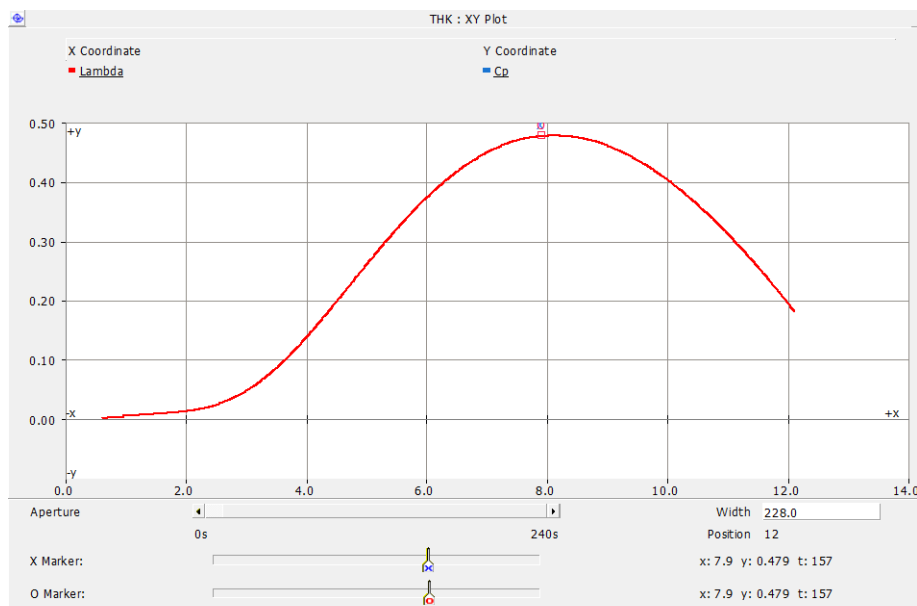


Figura 25. Curva del coeficiente de Potencia Vs TSR obtenida mediante la simulación en PSCAD. Elaboración propia

En el próximo capítulo se modelará el generador de imanes permanentes, empezando en un análisis de los tipos de imanes existentes, siguiendo con el dimensionamiento constructivo del mismo, y finalizando con su respuesta eléctrica condicionada por la rotación de la turbina hidrocínética modelada y estudiada ampliamente en este capítulo

3 GENERADORES DE IMANES PERMANENTES

En el capítulo anterior, se presentó la clasificación de las centrales hidroeléctricas de acuerdo con la potencia que pueden generar, considerando la caída neta y el caudal a turbinar. De igual manera, se mostró la clasificación de las turbinas hidráulicas de acuerdo con la altura y los rangos de potencia según su aplicación y; de manera más detallada, se realizó la revisión de los tipos de turbinas hidrocinéticas existentes, se planteó su modelo matemático, y se finalizó con la implementación; mediante un diagrama de bloques en el software *PSCAD*, de las ecuaciones previamente estudiadas con la validación y comparación de los resultados con respecto a los presentados en la literatura científica. En este capítulo se estudiarán los generadores de imanes permanentes, cuáles son sus características físicas, su modelo matemático y su simulación cuando este es impulsado por una turbina hidrocinética.

Se partirá por mencionar algunas definiciones de electromagnetismo, se continuará con un análisis de los diferentes tipos de imanes permanente que actualmente se utilizan en máquinas eléctricas, se continuará con la clasificación de los tipos de generadores de imanes permanentes para producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables y se finalizará con su modelación y simulación en *PSCAD* del generador.

3.1 DEFINICIONES

3.1.1 FUERZA MAGNÉTICA

Este concepto permite “unificar” la mecánica Newtoniana y la teoría electromagnética, mediante el Amperio, la unidad eléctrica fundamental para medir la corriente.

La fuerza magnética es la fuerza de atracción o repulsión que experimentan entre sí dos conductores paralelos cuando por ellos circulan corrientes eléctricas I_1 e I_2 respectivamente y están separados una distancia d . Esta fuerza se da por unidad de longitud y se calcula así [25]:

$$Fuerza = \frac{\mu_0 \cdot I_1 \cdot I_2}{2 \cdot \pi \cdot d} [N/m] \quad (32)$$

Donde:

- I_1 Corriente por el conductor 1 [A]
- I_2 Corriente por el conductor 2 [A]
- μ_0 Permeabilidad magnética del espacio libre igual a $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ A Vuelta
- d Distancia de separación entre los conductores [m]

Otra manera de calcular la fuerza magnética que se percibe sobre un conductor de longitud L , cuando fluye a través de él una corriente I y está ubicado de manera perpendicular a una densidad de flujo magnético B se muestra a continuación:

$$Fuerza = B \cdot I \cdot L \text{ [N]} \quad (33)$$

- B Densidad de Flujo magnético [T]
- I Corriente por el conductor [A]
- L Longitud del conductor [m]

3.1.2 DENSIDAD DE FLUJO MAGNÉTICO (B)

La densidad del flujo magnético o la intensidad de campo magnético B ; aunque inducción magnética e intensidad de campo magnético no son lo mismo, es una propiedad física de los imanes y bobinas, y se define como la cantidad de líneas fuerza que atraviesan verticalmente un área definida como resultado de un campo magnético H [25].

La densidad de flujo magnético se puede calcular de dos maneras, según las cantidades físicas que se tengan:

- Si se tiene el flujo magnético y el área, se calcula así:

$$B = \frac{\Phi}{A} \quad (33)$$

Donde:

- B Densidad de Flujo magnético [T] o [Wb/m²]
- Φ Flujo magnético [T] o [Wb]
- A Área atravesada por el flujo [m²]

- Si se tienen el campo magnético (H) se calcula así:

$$H = \frac{B}{\mu_0} \text{ [A/m]} \quad (34)$$

H Campo magnético [A/m]

B Densidad de Flujo magnético [T] o [Wb/m²]

μ_0 Permeabilidad magnética del espacio libre igual a $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ A Vuelta

Las unidades de la densidad de Flujo magnético son:

- **En el sistema internacional:** Webber por metro cuadrado (Wb/m²) o Teslas
- **En el sistema C.G.S:** Maxwell por centímetro cuadrado (Mx/cm²) o Gauss.

Y las equivalencias entre sí son las siguientes:

Sistema Internacional	C.G.S
$1 \text{ Wb/m}^2 = 1 \text{ T (Tesla)}$	$1 \times 10^4 \text{ Mx/cm}^2 = 1 \times 10^4 \text{ G}$
$1 \text{ T} = 1 \times 10^4 \text{ G}$	$1 \text{ Wb/m}^2 = 1 \times 10^4 \text{ Mx/cm}^2$

Ahora bien, cuando se trata de un material magnetizable; aquí se empiezan a considerar las propiedades magnéticas de los materiales, si se trata de un material magnetizable sujeto a la influencia de un campo, la densidad de flujo magnético se encuentra con las siguientes relaciones vectoriales, en las que aparecen los conceptos de polarización magnética (J) y Magnetización (M).

$$\vec{B} = \mu_0 \cdot \vec{H} + \vec{J} \quad [T] \quad (35)$$

Donde

\vec{B} Densidad de Flujo magnético [T]

\vec{H} Campo magnético [A/m]

μ_0 Permeabilidad magnética del espacio libre igual a $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ A.Vuelta

\vec{J} Polarización magnética por unidad de volumen [A]

Y

$$\vec{B} = \mu_0 \cdot (\vec{H} + \vec{M}) \quad [T] \quad (36)$$

Donde:

\vec{B} Densidad de Flujo magnético [T]

\vec{H} Campo magnético [A/m]

μ_0 Permeabilidad magnética del espacio libre igual a $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ A.Vuelta

\vec{M} Magnetización por unidad de volumen [A/m]

Cuando se habla de imanes permanentes, parte importante en este capítulo, el concepto de fuerza magnética dependerá y estará íntimamente relacionado con el producto de la

densidad de flujo magnético (B) y el campo magnético (H), para determinar una cualidad de los imanes: La máxima energía magnética producida (BH).

3.1.3 HISTÉRESIS MAGNÉTICA

La curva de histéresis magnética nos permite explicar los conceptos de Flujo Remanente (Br), Coercividad Magnética (Hc) y Máxima Energía Producida (BH_{max}). [26], [27].

3.1.4 FLUJO REMANENTE (Br)

Es la Densidad de flujo magnético restante después del proceso de magnetización inicial hasta el punto de saturación, con la ausencia o reducción a cero del campo magnetizante (H) [26].

3.1.5 COERCIVIDAD MAGNÉTICA (Hc)

Valor invertido del campo magnetizante (H) requerido para reducir la inducción magnética (B) desde su estado de remanencia (Br) a cero.

3.1.6 MÁXIMA ENERGÍA PRODUCIDA (BH_{max})

Valor máximo del producto de B_o y H_o del imán. Está relacionado con la energía magnética almacenada. En la Figura 26, se pueden observar las variables antes mencionadas y se aclara mejor su definición. Los datos para construir la gráfica fueron suministrados por el fabricante de imanes de Neodimio [27].

- **Grado de un imán**

Todos los imanes, independiente del material en el que sean fabricados, tienen asociado un número o grado; este grado es un indicador de la magnitud de la fuerza de atracción que posee, mientras más alto sea el número, mayor fuerza de atracción tiene el imán.

Se dice que la fuerza de atracción de un imán y su grado N tienen una relación uno a uno; es decir, si se duplica el número N se encontrará una fuerza de atracción aproximadamente el doble [27].

El grado también es un indicador de la Máxima Energía Producida del imán, esta energía es expresada en Mega Gauss-Oersted ($MGOe$) y; como se puede ver en la Figura 26, se encuentra en el punto más fuerte en la curva de desmagnetización o curva BH . Por ejemplo para un imán de neodimio con grado $N42$ tienen un BH máximo de $42MGOe$ y posee una

fuerza de atracción de 42 Newton [27].

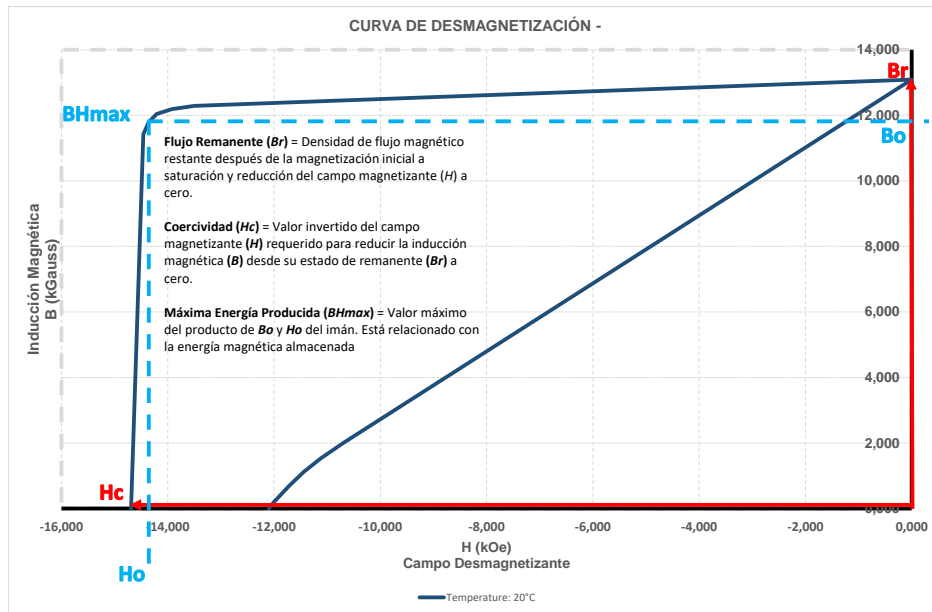


Figura 26. Parámetros de la curva de histéresis magnética. Elaboración propia tomada de [27].

La característica BH de un imán es normalmente una función lineal, en el segundo cuadrante como se muestra en la Figura 26 y en la Figura 27. Esto aplica para imanes fabricados con materiales de Tierras Raras y algunas Ferritas.

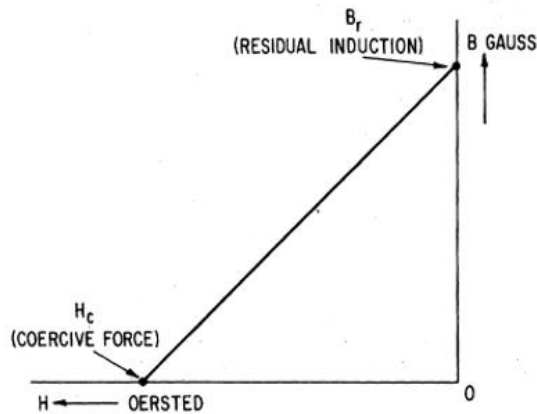


Figura 27. Características BH de un material magnéticamente fuerte [28].

Aunque el signo de la intensidad de campo H en el segundo y tercer cuadrantes es negativo, es conveniente considerar a H como un número positivo para definir la línea BH como [28]:

$$B = -\mu' \cdot H + B_r \quad (37)$$

Donde la pendiente de la recta será:

$$\mu' = \frac{B_r}{H_c} \quad (38)$$

Estrictamente hablando, las anteriores relaciones se aplican al material con el que se fabricó el imán, pero no al imán en sí mismo, pues son independientes de la geometría y área del magneto [28]. Para un imán en particular, es decir con una geometría definida, las relaciones que lo determinan son:

- Para el flujo y la fuerza magnética:

$$\Phi = B \cdot A_m \quad (39)$$

$$F = H \cdot L_m \quad (40)$$

Donde:

B Densidad de Flujo magnético [T] o [Wb/m²]

Φ Flujo magnético [Wb]

A_m Área del imán atravesada por el flujo [m²]

H Campo magnético [A/m]

F Fuerza magnética [N]

L_m Longitud magnética del imán [m]

- La característica lineal del imán es igual a:

$$\Phi_r = B_r \cdot A_m \quad (41)$$

$$F_c = H_c \cdot L_m \quad (42)$$

$$\Phi = -\frac{\Phi_r}{F_c} \cdot F + \Phi_r \quad (43)$$

Donde:

Φ_r Flujo magnético remanente [Wb]

B_r Densidad de Flujo magnético remanente [T] o [Wb/m²]

A_m Área del imán atravesada por el flujo [m²]

F_c Fuerza magnética de coercividad [N]

H_c Coercividad Magnética [A/m]

L_m Longitud magnética del imán [m]

Φ Flujo magnético [T] o [Wb]

F Fuerza magnética [N]

- Al cociente entre la fuerza de coercividad (F_c) y el Flujo remanente, se llama la reluctancia magnética y se calcula así:

$$\frac{F_c}{\Phi_r} = \frac{H_c \cdot L_m}{B_r \cdot A_m} = \frac{1 \cdot L_m}{\mu' \cdot A_m} = \mathcal{R}_m \quad (44)$$

3.1.7 CURVAS DE DESMAGNETIZACIÓN CURVAS BH

Es importante entender algunas zonas relevantes en las curvas de desmagnetización de los materiales magnéticos, así como los puntos de operación magnética. En la Figura 28, tomada [27], [29], se muestran las siguientes zonas de operación:

- **CURVA NORMAL.**

Es la curva más utilizada para fines de diseño. Esta curva describe la eficiencia del imán y como se puede observar, es única para una temperatura de operación dada. La porción lineal de esta curva tiene una pendiente que se llama Permeabilidad de retroceso, para los imanes de Neodimio esta pendiente suele ser de 1,05. [29].

- **CODO Y LA CURVA INTRÍNSECA**

Es la parte de la curva normal donde se dobla, para convertirse en una línea vertical. La curva intrínseca se puede derivar de la curva normal y viceversa [29].

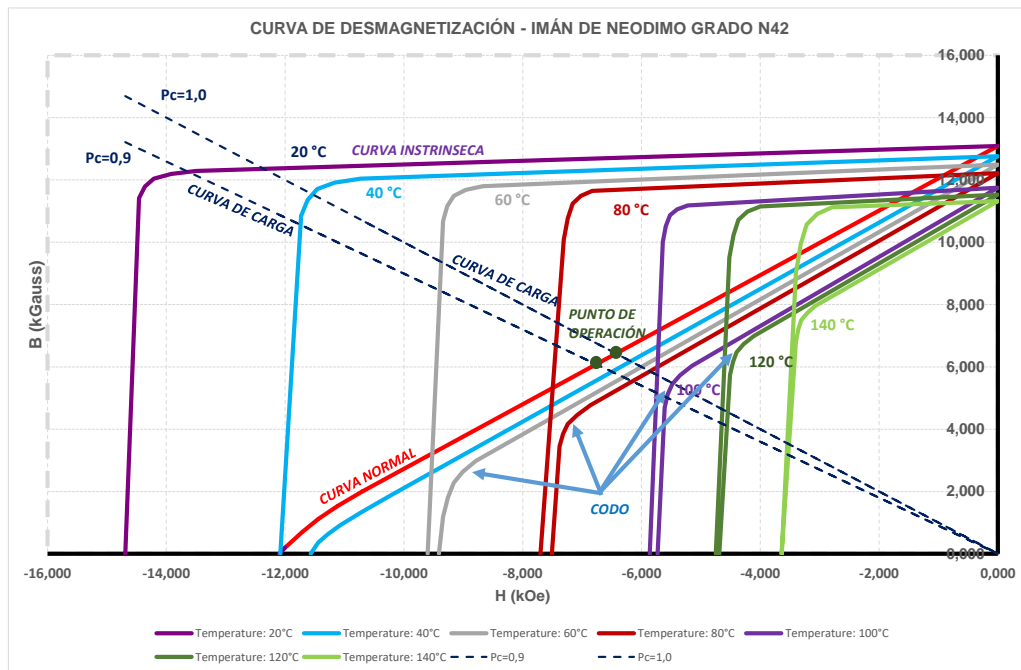


Figura 28. Zonas y puntos de operación de curvas de desmagnetización. Datos tomados de [27], [29].

- **LÍNEA DE CARGA O COEFICIENTE DE PERMEABILIDAD (P_c)**

La línea de carga o línea de operación es una recta que va desde el origen, con una pendiente igual al coeficiente de permeabilidad del imán. También se llama "pendiente de operación" del imán, esta es la línea en la curva de desmagnetización donde opera un imán en particular. El valor depende tanto de la forma del imán como del entorno que lo rodea. En términos de ingeniería, este número define cuán difícil es para las líneas de campo ir desde polo norte al polo sur de un imán, por lo tanto, dependerá de la geometría del imán, un imán cilíndrico tendrá un P_c alto, mientras que un disco corto y delgado tendrá una P_c bajo.

- **PUNTO DE OPERACIÓN**

Es la intersección de la línea de carga y la curva normal; describe el punto de operación único de un imán y, por ende, permite calcular la máxima energía producida a una temperatura dada. En la Figura 29 [30], se explica el punto de operación de un imán y cuál será la fuerza magnética Hd y la densidad de flujo magnético Bd para este magneto en particular.

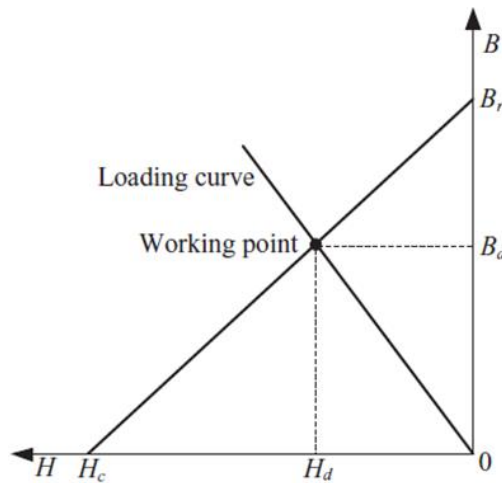


Figura 29. Diagrama esquemático que muestra el punto de operación de un Imán permanente [30].

3.2 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN LAS PROPIEDADES MAGNÉTICAS

Como se mencionó antes, todos los materiales magnéticos, pierden propiedades a altas o bajas temperaturas, según su composición química. Cuando se habla de imanes, existen dos temperaturas que es importante considerar [31]:

- La temperatura máxima de funcionamiento.
- La temperatura de Curie.

3.2.1 TEMPERATURA MÁXIMA DE FUNCIONAMIENTO

La temperatura máxima de funcionamiento (abreviada en adelante *MaxOpTemp*) es un número dado para cada grado y para cada material magnético. Si bien no es exacto, es una guía que se aplica a muchas situaciones en las que operará el imán. Entre más se acerque la temperatura del imán a la *MaxOpTemp*, más se pierde; irreversiblemente la magnetización [31].

El *MaxOpTemp* de un imán específico, dependerá en gran medida de cómo se utilice y de su geometría. Es un concepto difícil de asimilar, especialmente cuando estamos acostumbrados a pensar en las temperaturas de funcionamiento como una propiedad material. Por ejemplo, el agua hierve a 100 °C, ya sea en un vaso grande o en un recipiente ancho; sin embargo en los imanes, esta relación no es tan intrínseca al material, aunque sí dependerá de la geometría del magneto [29].

3.2.2 TEMPERATURA DE CURIE

La temperatura de Curie es la temperatura en la cual se pierde toda la magnetización del imán. En general, para casi todos los materiales magnéticos, mientras más frío opere, más aumenta su fuerza magnética. Para imanes de Neodimio, operar a temperaturas entre los -40 °C y los -60 °C no representan un problema [29].

Los ciclos térmicos de aumentos y descenso de temperatura, sin importar cuán frecuentes sean, ni que tan alta o baja sea su tasa de variación, no producen cambios en las propiedades magnéticas de la mayoría de materiales, siempre y cuando, no se supere la temperatura máxima de funcionamiento [29].

3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS IMANES PERMANENTE

Los imanes permanentes se clasifican en ferritas, *AlNiCo* o tierras raras (incluyendo el Samario Cobalto (*SmCo*) y el Neodimio de Acero Boro (*NdFeB*) [32].

3.3.1 IMANES DE FERRITA O IMANES CERÁMICOS

Típicamente las ferritas son fabricadas de Ferrita de Bario o Ferrita de Estroncio y pueden

ser hechas por inyección o moldeadas por compresión Sinterizado (*Sintering*) incrementando sus propiedades. La fórmula general $MO_{56}Fe_2O_3$ describe su composición química, donde M generalmente representa Bario o al Estroncio o a una combinación de los dos.

El principal problema de los imanes de Ferrita es que tienen relativamente bajas propiedades magnéticas y una tendencia a la desmagnetización a bajas temperaturas. Los nuevos desarrollos en los imanes de Ferrita se han enfocado en incrementar su fuerza magnética y su capacidad de soportar bajas temperaturas; con adiciones de Cobalto (Co) para incrementar la densidad del flujo magnético (*Br*) y Lantano-Cobalto (*La+Co*) para aumentar coercitividad intrínseca (*Hci*).[32]–[34]. Llegándose a tener densidad de flujo (*Br*) a 4 kG, Coercitividad intrínseca (*Hci*) a 4 kOe y Máxima energía producida (*BHmax*) en aproximadamente 5 MGOe. [32].

3.3.2 IMANES DE TIERRAS RARAS (NdFeB)

Puede fabricarse de manera similar a los imanes de Ferrita, es decir, por inyección o moldeado por compresión. En general se clasifican en Neo Recubiertos (*Bonded neo*) y Neo sinterizados (*Sintered Neo*). Los Neo recubiertos tienen una densidad de flujo remanente (*Br*) igual a 6,8 kG, una coercitividad intrínseca (*Hci*) de 15 kOe y una máxima energía producida (*BHmax*) 10 MGOe. Comparados con los imanes de Ferrita éstos tienen pobres propiedades altas temperaturas, pero muy buen desempeño a bajas. [32], [35]. Por ejemplo hasta ahora, se han obtenido imanes con una máxima energía producida (*BHmax*) de 22 MGOe y un rango máximo de operación del 100 °C y máxima energía producida (*BHmax*) de 17 MGOe a un rango máximo de operación del 125 °C [36].

Los imanes Neo Sinterizados (*Sintered Neo*) tienen propiedades típicas de 12 kG para la densidad de flujo remanente (*Br*), 20 kOe para la coercitividad intrínseca (*Hci*) y 30 MGOe para la máxima energía producida (*BHmax*); al igual que los neo recubiertos, estos imanes tienen pobres propiedades altas temperaturas [36], aunque pueden operar a temperaturas más altas que los imanes neo recubiertos, pero están limitados a la temperatura de Curie (320 °C). Los imanes tipo “Neo” son mucho más caros que los imanes de Ferrita. [32].

Los imanes Neo Sinterizados utilizan, en general Neodimio ($Nd_1Fe_{14}B_1$) y desde el punto de vista de fuerza magnética el máximo teórico de energía producida por un cristal de Neodimio es de 64 MGOe. [32], [36].

El Neodimio puede ser fabricado con aleaciones principalmente de Acero, Cromo y Cobalto. Algunos grados; para aumentar sus propiedad magnéticas, requieren adiciones de de Vanadio, Silicio, Titanio, Circonio, Manganeso, Molibdeno o Aluminio.[35], [36].

Los imanes de Neodimio tienen alto magnetismo, ultra alta resistencia a la desmagnetización y alta Energía magnética de acuerdo con la relación volumen peso del imán. Como desventaja, se puede decir que tienen muy malo desempeño para operar a bajas temperaturas y poca resistencia a la corrosión medioambiental.

En Figura 30 se muestra la distribución de los grados de magnetismo y las propiedades relativas de los materiales hasta ahora mencionados. En esta figura existe un espacio entre los imanes de Ferrita, los imanes Neo recubiertos y los imanes Neo sinterizados.

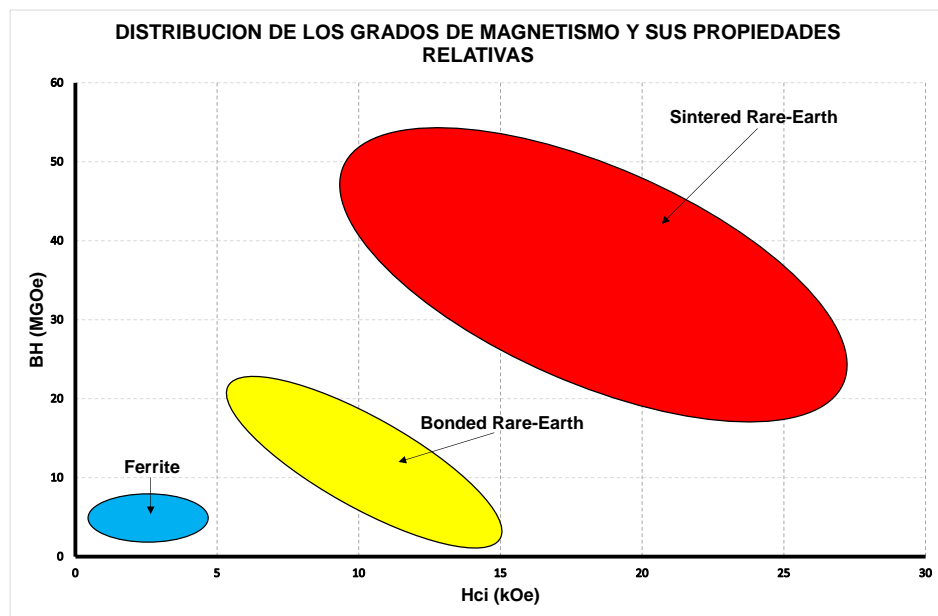


Figura 30. Rango de propiedades para diferentes grados y tipos de imanes. Elaboración propia, tomada de [32].

3.3.3 OTROS MATERIALES

Otro tipo de materiales que están siendo usados para la fabricación de imanes permanentes son el Samario Acero Nitrido (SmFeN), el cual tiene, en teoría, propiedades que superan al Neodimio, pero su proceso de fabricación es más complejo, por lo tanto, aún no existe una producción comercial. Con este material se obtiene una energía máxima producida de 15MGOe [34].

Otros materiales utilizados son los nano compuestos los cuales son una combinación de

materiales magnéticos fuertes y suaves estos son autodesarrollos que tienen un potencial para producir una alta energía magnética.

Los materiales magnéticos suaves (*Soft magnetics*) se adhieren a materiales duros para reducir la dependencia de elementos tierras raras. Estos materiales pueden producir una energía máxima producida alrededor de 90 MGOe.

En la Figura 31, se pueden observar los rangos de propiedad magnéticas para los nuevos materiales que se han venido desarrollando en la industria. Y los espacios existentes entre materiales magnéticos convencionales van siendo llenados con estos nuevos desarrollos. [32], [34].

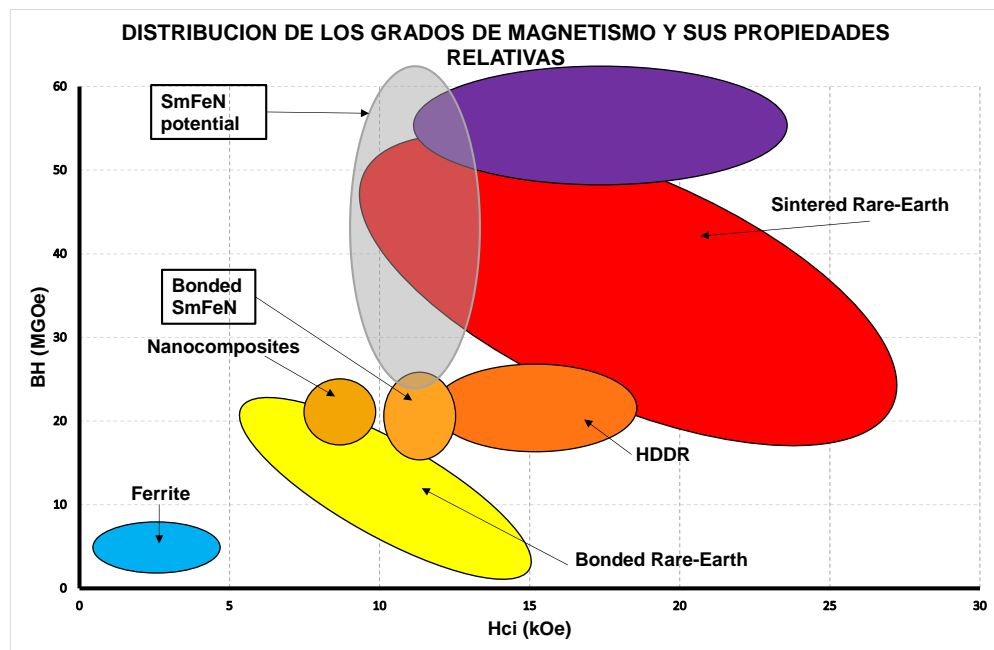


Figura 31. Rango de propiedades magnéticas para nuevos materiales. Elaboración propia tomada de [32].

Como se mencionó antes, el grado de un material magnético se define por la curva de histéresis. En la Figura 32 [27] se muestran las curvas de histéresis para diferentes materiales magnéticos y diferentes grados. En esta curva se observa cómo, de acuerdo con el grado del imán y el material con el que se fabricó, puede suministrar más o menos energía magnética [27], [37].

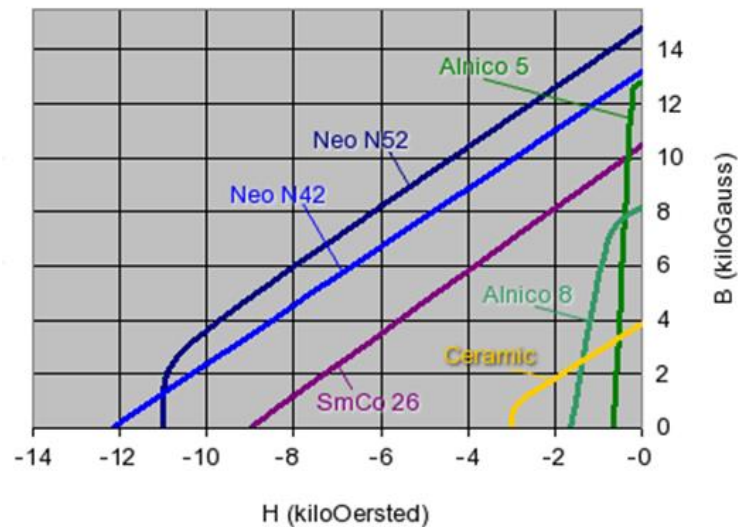


Figura 32. Comparación de los Grados de imanes fabricados con diferentes materiales. Tomada de [27]

3.4 APLICACIÓN DE LOS IMANES PERMANENTES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE GENERADORES ELÉCTRICOS

Este ejercicio académico, no busca realizar una ingeniería de detalle para la fabricación de un generador de imanes permanentes, tampoco busca realizar cálculos exactos y definitivos que permitan realizar su construcción experimental. Lo que se pretende en este punto es; utilizando una metodología de cálculo, unir los dos temas abordados desde una visión netamente académica e investigativa: los imanes permanentes y su aplicación en los generadores.

3.4.1 RELACIÓN ENTRE LA CARGA ELÉCTRICA Y LA CARGA MAGNÉTICA

Este ejercicio dará herramientas que más adelante será importante conocer al momento de implementar en el software *PSCAD* el modelo de un generador de imanes permanente. Sin ser parte de los objetivos de esta investigación, se calculará el tamaño aproximado del generador de imanes permanentes considerando las características de imanes de Neodimio N42 a una temperatura de operación de 20 °C si se desea generar una potencia eléctrica de dos (2) kilovatios. En la Tabla 6, se presentan los datos de la máquina que se desea calcular.

Tabla 6. Datos del generador de imanes permanentes que se deberá dimensionar

Datos Generador PM	
Tensión del generador [V]	127,00
Potencia [W]	2000,00
Factor de Potencia	0,95
Corriente I [A]	9,57
Velocidad de rotación RPM	174,00

Ahora bien, siguiendo la metodología establecida en [30], la carga eléctrica A y la carga magnética B_g de un imán, pueden influir en el rendimiento de un generador de alta eficiencia. La relación entre las dos cargas anteriores y la densidad de potencia se pueden expresar como se muestra a continuación:

$$\frac{P}{D^2 \cdot l_{ef}} = \frac{K_{Nm} \cdot K_{dp}}{6,1} \cdot A \cdot B_g \cdot \eta = \frac{K_{Nm} \cdot K_{dp}}{6,1} \cdot \frac{6 \cdot N_p \cdot I}{\pi \cdot D} \cdot B_g \cdot \eta \quad (45)$$

$$\frac{P}{D^2 \cdot l_{ef}} = \frac{K_{Nm} \cdot K_{dp}}{6,1} \cdot A \cdot B_g \cdot \eta \quad (46)$$

$$\frac{P}{D^2 \cdot l_{ef}} = \frac{K_{Nm} \cdot K_{dp}}{6,1} \cdot \frac{6 \cdot N_p \cdot I}{\pi \cdot D} \cdot B_g \cdot \eta \quad (47)$$

$$A = \frac{6 \cdot N_p \cdot I}{\pi \cdot D} \quad (48)$$

Donde:

P Potencia de salida [W]

D Diámetro de la armadura [mm]

l_{ef} Longitud de la armadura [mm]

K_{Nm} Coeficiente de forma de onda del entrehierro flujo [$K_{Nm}=0,7$]

K_{dp} Coeficiente de devanado de la armadura [$K_{dp}=0,94$]

B_g Densidad de Flujo magnético

N_p Número de vueltas del conductor

η Velocidad de giro del generador

De las ecuaciones anteriores, se puede concluir que, si la velocidad de rotación del generador es baja, la carga eléctrica y la magnética debe ser más grande para aumentar la densidad de potencia.

De otro lado, el aumento de las vueltas de bobinado N_p puede aumentar la carga eléctrica y reducir la carga magnética; pero al mismo tiempo, puede aumentar la resistencia del devanado y las pérdidas en el cobre. En ese mismo sentido, la carga magnética, puede

producir un aumento perjudicial en la pérdida en el hierro del generador. Por lo tanto, buscar un equilibrio entre ambas cargas es necesario cuando se tiene un generador que operará a una baja velocidad de rotación, como el que se simulará en este trabajo.

Como se mencionó anteriormente, es muy importante determinar el punto de operación de los imanes, esto significa que deberá calcular la fuerza magnética H_d y la densidad de flujo magnético B_d para las condiciones de operación de este generador en particular.

La fuerza magnética H_d se puede expresar como:

$$H_d = \frac{B_d \cdot b_m \cdot l_e}{h_m \cdot p_t} \quad (49)$$

Donde

- p_t Permeabilidad del circuito magnético externo
- b_m Longitud de arco del imán permanente [mm]
- h_m Espesor del imán permanente [mm]
- B_d Densidad de Flujo magnético en el punto de operación
- H_d Fuerza de coercibilidad magnética en el punto de operación

Dado que la permeabilidad del núcleo del estator es mayor que la del espacio libre, esta última puede ser ignorada; por lo tanto, la permeabilidad del circuito magnético externo se puede calcular así:

$$p_t = \frac{(1 + \sigma_m) \cdot \mu_0 \cdot \tau \cdot l_e}{K_C \cdot \delta} \quad (50)$$

Donde:

- σ_m coeficiente de fuga del polo [1,12 – 1,25]
- μ_0 Permeabilidad en vacío
- τ Paso del polo
- K_C Coeficiente de Carter [1,20]
- δ Ancho del entrehierro

Ahora bien, para calcular la densidad de flujo magnético en el punto de operación B_d , se procede así:

$$B_d = \frac{(1 + \sigma_m) \cdot \tau \cdot B_g}{b_m} \quad (51)$$

Al combinar las ecuaciones (49) y (50), la fuerza magnética del generador de imanes permanentes puede expresarse como:

$$H_d = \frac{K_C \cdot B_g \cdot \delta}{h_m \cdot \mu_0} \quad (52)$$

$$B_d = -\mu_r \cdot \mu_0 \cdot H_d + B_r \quad (53)$$

Combinando las ecuaciones (51) y (52), se puede derivar la siguiente expresión como:

$$\frac{B_r}{B_g} = \frac{(1 + \sigma_m) \cdot \tau}{b_m} + \frac{\mu_r \cdot K_C \cdot \delta}{h_m} \quad (54)$$

La ecuación anterior muestra que los parámetros geométricos del generador de imanes permanentes, tales como: La longitud de arco, el espesor del imán, el material del que se fabrica entre otros aspectos; influirán en la carga magnética del generador [30].

De manera general, un generador de imanes permanentes para producir una potencia de dos (2) kilovatios a 127 V, puede tener 24 polos, distribuidos en 36 ranuras y un diámetro exterior de 260 mm. En la Tabla 7, se presentan los principales elementos de la geometría de la máquina, así como los factores de cálculo considerados.

Tabla 7. Geometría de la máquina y factores de cálculo.

Geometría Máquina	
Número Polos	24,00
Número de Ranuras	36,00
Diametro exterior estator [mm]	260,00
Diametro interior estator [mm]	173,40
Diametro exterior rotor [mm]	172,00
Diametro interior rotor [mm]	40,00
Entre Hierro [mm] Delta	0,70
Espesor PM [mm]	7,90
Longitud Arco PM [mm]	17,40
Largo PM [mm]	80,00
Número Vueltas N	150,00
Factores Asumidos	
Coeficiente fuga Polo (Sigma m)	1,1962
Coeficiente de Carter	1,20
Coeficiente de forma de Onda K_{Nm}	0,70
Coeficiente de debanado Armadura K_{dp}	0,94

Los principales datos magnéticos del Neodimio N42 a una temperatura ambiente de operación de 20 °C se presentan en la Tabla 8 [27].

Tabla 8. Propiedades magnéticas de los imanes considerados.

Propiedades Magnéticas de los Imanes	
Permeabilidad del espacio libre	0,00
Permeabilidad Relativa Neodimo	1,05
Br (Imán de Neodimo N42 @ 20°C)	13,09
Hc (Imán de Neodimo N42 @ 20°C)	12,10

Con la información presentada anteriormente, se procede a realizar el cálculo del generador que podrá ser modelado en el *PSCAD*. En la Tabla 9, se presentan los resultados del cálculo realizado y se observa que la potencia eléctrica del generador será de 1,95 kW siendo un valor muy cercano al inicialmente deseado.

Tabla 9. Resultado para el generador a modelar.

Resultados para el generador	
Pole Pitch (Tau)	15,00
Bg	6,5288406
pt (permenace)	0,0039427
Hd	552,43145
Bd	13,089271
Potencia [W]	1953,3839

Ahora bien, como parte de un ejercicio académico, se realizó el mismo cálculo antes presentado, considerando la variación en las dimensiones geométricas de los imanes permanentes. Además del caso anterior, el cual se ha llamado caso base, se realizaron dos cálculos:

- **Caso 1:** Consideró un imán más corto en longitud, pero más ancho; es decir, este imán posee más altura que el del caso base.
- **Caso 2:** Consideró un imán más largo en longitud, pero más angosto; es decir, este imán posee menos altura que el del caso base.

De los cálculos realizados, se observa que aumentando la longitud de arco del imán permanente en un 12%, es decir, considerando un imán más largo; se logra aumentar la potencia del generador en un 14%. De otro lado, si se aumenta el espesor del imán en un 16%, no se logra aumentar la potencia generada.

De acuerdo con [32], incrementar la densidad de flujo magnético en un 23% permite aumentar la potencia eléctrica un 20% y se logra reducir la longitud de la máquina un 20%. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 10.

Estos resultados permiten concluir que al considerar imanes de mayor longitud de arco se tienen un impacto más significativo que al considerar imanes más gruesos. Esta conclusión, es razonable con el fenómeno físico, pues al variar la longitud del imán, se considera el efecto del flujo magnético en un área mayor, que a su vez implica una mayor densidad de flujo y por consecuencia una mayor potencia generada.

Tabla 10. Cálculo de la potencia del Generador con variación de la geometría de los imanes permanentes.

Caso	Longitud Arco Imán Permanente	Espesor Imán Permanente	Potencia [W]
Caso 1	15,00	9,16	1808,0075
Caso Base	17,40	7,90	1953,3839
Caso 2	19,50	7,05	2284,2977

3.5 GENERADORES ELÉCTRICOS DE IMANES PERMANENTES

3.5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Según los resultados antes obtenidos, el tipo y geometría del imán permanente utilizado durante la construcción de un generador eléctrico, tiene un impacto directo sobre la construcción del estator. Se dice que utilizar un imán con una alta fuerza magnética, permite reducir su tamaño proporcionando mayor potencia eléctrica.

El Generador Síncrono de Imanes Permanentes (PMSG) presenta varias ventajas para ser considerado como la opción más adecuada en producción de electricidad que utiliza la energía cinética de los recursos renovables. Si es para aplicaciones en energía eólica, utilizar un generador con una configuración multipolo permite eliminar la caja de engranajes que es el elemento con mayor tasa de fallas en estos sistemas de generación, ya que se ha demostrado que son reemplazadas debido a fallas severas a los 5 o 7 años desde su puesta en marcha [38].

Por otro lado, al reemplazar el sistema de excitación de los generadores convencionales por imanes permanentes, se eliminan las pérdidas relacionadas con el devanado del rotor y; consecuentemente, se reducen el peso del generador facilitando sus labores de montaje y mantenimiento. [39].

Para aplicaciones con turbinas hidrocínicas, objeto fundamental de este trabajo, el

generador de imanes permanentes, requiere un sistema electrónico de control, mediante Convertidor de Fuente de Voltaje (VSC) que le permite operar a velocidad variable según la rotación de la turbina y el régimen hidrológico imperante; y al mismo tiempo, manteniendo la tensión y frecuencia de la red inalterables [39]. Esto muestra un desacople entre la red y el generador desde el punto de vista de la frecuencia, haciendo que este sea inmune a perturbaciones que se presenten en el sistema de interconexión.

Un aspecto que sin duda tiene mucha relevancia en la construcción, diseño y especificación de este tipo de generadores, es la utilización de imanes de Tierras Raras; como el Samario-Cobalto y Neodimio-Hierro-Boro, los cuales son mucho más caros que los imanes de ferrita, pero también poseen una mayor energía magnética, que permitiría garantizar un mejor desempeño electromecánico de la máquina en un tamaño razonablemente pequeño [40].

3.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS MÁQUINAS DE IMANES PERMANENTES

Aunque ya se han ido mostrando algunas de las principales cualidades que tienen los generadores de imanes permanentes con respecto a otro tipo de generadores, a continuación, se mencionarán algunas adicionales, aunque también se expondrán algunas desventajas.

3.6.1 VENTAJAS DE PMSG:

- Menor costo de mantenimiento debido a la ausencia de caja de cambios.
- Debido a los imanes, no se requiere una fuente de alimentación externa para la excitación.
- Alta eficiencia y rendimiento energético, pues no existen las pérdidas en el campo, lo que mejora las características térmicas de la máquina.
- Al eliminar la necesidad de utilizar una caja de cambios; principal causa de fallas en estos generadores, se reduce el tamaño de los cojinetes lo que aumenta la confiabilidad y la vida útil de estas máquinas. Las pérdidas son cerca del 65% de las de un generador de rotor devanado (*Doubly Fed Induction Generator* DFIG) [38], [41].
- Menor peso y, por lo tanto, mayor relación potencia-peso.
- Debido a la posibilidad de operación con velocidad variable, el generador producirá entre un 10% a un 15 % más energía que una de velocidad fija.

3.6.2 DESVENTAJAS DE PMSG:

- Alto costo del material.
- Mayores dificultades durante su fabricación y ensamble
- Tipo de tecnología en fases muy tempranas de desarrollo.
- Mayor masa y peso que pueden alcanzar proporciones críticas cuando se habla de grandes potencias de generación (mayores a 3 MW).
- Riesgo de desmagnetización de los imanes si estos operan a altas temperaturas.

3.7 TOPOLOGÍAS Y CLASIFICACIÓN DE LAS MÁQUINAS DE IMANES PERMANENTES

En la actualidad existen dos grandes clasificaciones para los generadores de imanes permanentes: Las máquinas de flujo Axial y las máquinas de flujo Radial. El modelo matemático para ambos tipos de máquinas es el mismo, por lo tanto, para efectos de la simulación, no se puede establecer una diferencia entre un tipo de máquinas u otro.

Por otro lado, el desarrollo de las máquinas de flujo axial (*Axial-flux permanent-magnet machines* (AFPM)) ha sido más lento en comparación con las máquinas convencionales de flujo radial (*Radial-flux permanent-magnet machines* (RFPM)) debido a la falta de tecnología la fabricación de las AFPM.

Esta limitación es el resultado de la fuerte atracción magnética de tipo axial que aparece entre el estator y el rotor; este es el “pecado original” para este tipo de máquinas, pues durante su fabricación y montaje, se puede producir la desviación de los discos del rotor, haciéndose más difícil fabricar el estator por laminado ranurado y; consecuentemente, se lleven más tiempo de producción lo que implica un mayor costo [42].

Sin embargo, la mayor relación torque-peso debido a que el núcleo necesita menos material, permite obtener una máquina de menor tamaño, más delgada, más silenciosa, con menos niveles de vibración y con un entrehierro mucho más fácil de ajustar lo que permitirá tener mayor potencia eléctrica. Estas cualidades, hacen que las máquinas de imanes permanentes de flujo axial sean superiores a las máquinas de flujo radial [42].

La estructura de la máquina AFPM es bastante versátil, los imanes permanentes pueden estar alojados de manera superficial o dentro de ranuras (*s/ot*), pueden tener arrollamiento de anillo o de tambor, pueden ser de una o varias etapas. En la Figura 33 se muestran varias topologías de Máquinas de flujo axial [42].

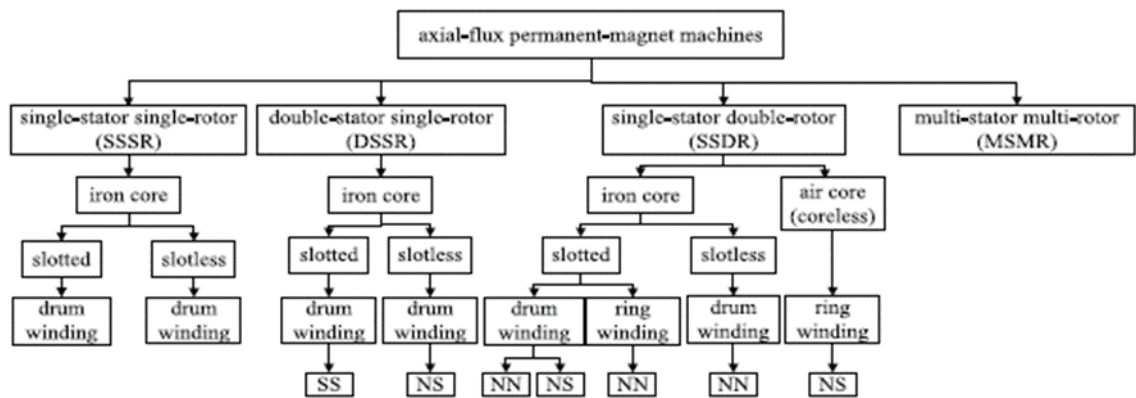


Figura 33. Diferentes topologías para máquinas de flujo axial [42].

De Figura 33, se puede observar que las máquinas AFPM se clasifican como:

- *Single Stator Single Rotor* (SSSR). Un solo estator y rotor.
- *Double Stator Single Rotor* (SSDR). Doble estator y un solo rotor.
- *Single Stator Double Rotor* (DSSR). Un solo estator y un rotor doble.
- *Multi Stator Multi Rotor* (MSMR). Múltiple estator y rotor.

A continuación se mostrará la estructura de una máquina de un solo estator y un solo rotor (*SINGLE STATOR AND SINGLE ROTOR* (SSSR)). Los demás no serán tratados por estar fuera del alcance de este trabajo.

La estructura más simple de la máquina AFPM es un estator único rotor simple (SSSR) La Figura 34 muestra un ejemplo de SSSR.

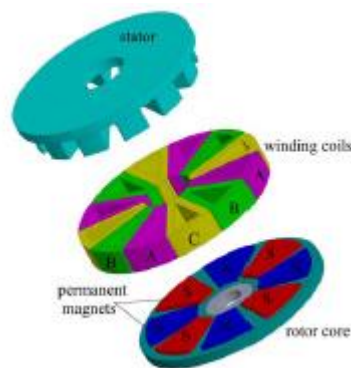


Figura 34. Vista en 3-D una máquina SSSR AFPM de cuatro pares de polos y 12-ranuras. [42].

En la Figura 35, se muestra un generador a manera de prototipo [30].

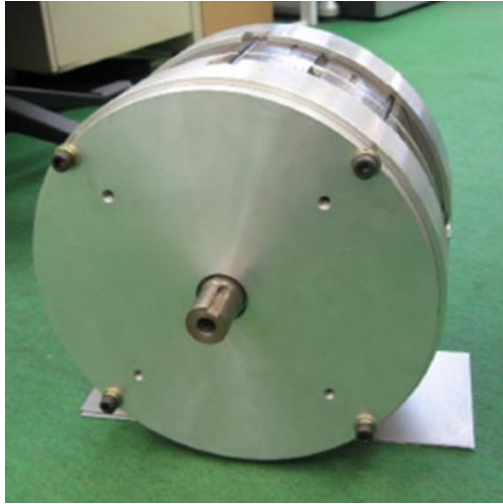


Figura 35. Fotografía de un generador de imanes permanentes de flujo axial tomada de [30].

3.8 MODELO MATEMÁTICO DEL GENERADOR DE IMANES PERMANENTES

El estator de una máquina de imanes permanentes se parece a la de un motor de inducción, tiene un devanado por fase en el que hay N_w/P vueltas por fase por polo distribuidas de manera sinusoidal y las corrientes de fase i_a , i_b , i_c fluyen a través de cada devanado por fase [28].

Para facilitar el análisis se consideraron, el estator ranurado y el rotor liso, el entrehierro del rotor se corregirá mediante el coeficiente de Carter, además se asume que la permeabilidad de todo el hierro es infinita. En ese orden, el entrehierro ajustado g considerando el entrehierro real g' es [28]:

$$g = g' \cdot k_{CS} \cdot k_{CR} \cdot k_s \quad (55)$$

Donde:

k_{CS} Coeficientes de Carter para el estator

k_{CR} Coeficientes de Carter para el rotor

k_s Factor de saturación

Todas las ecuaciones de tensión, corrientes, flujos y reactancia serán trasladadas a los ejes de referencias fijos d-q mediante las transformaciones de Park. Además de las cantidades eléctricas, las cantidades físicas de una máquina se pueden transformar en un modelo físico para que:

- Para representar el estator y el rotor con movimiento relativo, en dos equivalentes estáticos.
- El devanado del estator de la fase m, se puede representar por un devanado en el eje d y un devanado en el eje q, cada uno equivalente a su devanado original.
- Todas las líneas de flujo en el entrehierro son radiales y todas las líneas de flujo a través de un imán son perpendiculares a él.
- Los valores de la fuerza magneto motriz sobre la superficie del estator superficie en cualquier ángulo espacial desde el eje d son [28]:

$$F_d = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{\frac{m}{2} \cdot (\sqrt{2} \cdot I_d) \cdot NK_W}{P} \cdot \cos\left(\frac{P}{2} \cdot \theta\right) \quad (56)$$

$$F_d = \frac{0,9 \cdot m \cdot I_d \cdot NK_W}{P} \cdot \cos\left(\frac{P}{2} \cdot \theta\right) \quad (57)$$

$$F_d = F_{dm} \cdot \cos\left(\frac{P}{2} \cdot \theta\right) \quad (58)$$

De manera similar se procede con la fuerza electromotriz en el eje q, así:

$$F_q = \frac{0,9 \cdot m \cdot I_q \cdot NK_W}{P} \cdot \sin\left(\frac{P}{2} \cdot \theta\right) \quad (59)$$

$$F_d = F_{qm} \cdot \sin\left(\frac{P}{2} \cdot \theta\right) \quad (60)$$

Otros autores plantean el modelo del generador de imanes permanentes [39], [43] basándose en las ecuaciones de voltaje y flujo ligado del estator, pues este tipo de máquinas no tiene ecuaciones asociadas a los devanados del rotor porque no posee excitación bobinada. Por lo tanto, su modelo será:

$$v_s^{abc} = r_s \cdot i_s^{abc} + \frac{d\lambda_s^{abc}}{dt} \quad (61)$$

$$\lambda_s^{abc} = L_s \cdot i_s^{abc} + \lambda_m \quad (62)$$

Donde:

- v_s^{abc} Voltajes de los devanados del estator
- i_s^{abc} Corrientes de los devanados del estator
- r_s Resistencia asociada al devanado del estator
- λ_s^{abc} Flujo magnético en el estator
- L_s Inductancia asociada al devanado del estator
- λ_m Flujo magnético de los imanes.

Tal como se mencionó anteriormente, la respuesta dinámica de las máquinas eléctricas generalmente se analiza utilizando los ejes d-q, los cuales, según la teoría de la transformación de Park, consideran a la velocidad del rotor como referencia. A continuación, se muestran las ecuaciones para el voltaje del estator y los flujos después de la transformación mencionada:

$$v_{qs} = r_s \cdot i_{qs} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} + \lambda_{qs} \cdot \omega_r \quad (63)$$

$$v_{ds} = r_s \cdot i_{ds} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} + \lambda_{ds} \cdot \omega_r \quad (64)$$

$$\lambda_{qs} = L_q \cdot i_{qs} \quad (65)$$

$$\lambda_{ds} = L_d \cdot i_{ds} + \lambda_m \quad (66)$$

Donde

L_d Inductancia asociada al eje directo

L_q Inductancia asociada al eje de cuadratura

Los elementos relacionados con el eje homopolar, no se han tenido en cuenta porque siempre son parte de la existencia de un sistema trifásico simétrico y equilibrado.

Realizando una reorganización matemática de las anteriores ecuaciones, es posible obtener las expresiones para la tensión, la corriente y el torque, tal como se muestra a continuación:

$$v_{qs} = r_s \cdot i_{qs} + L_q \cdot \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_r \cdot L_d \cdot i_{ds} + \omega_r \cdot \lambda_m \quad (67)$$

$$v_{ds} = r_s \cdot i_{ds} + L_d \cdot \frac{di_{ds}}{dt} + \omega_r \cdot L_q \cdot i_{qs} \quad (68)$$

$$T_m = \frac{3}{2} \cdot p \cdot (\lambda_m \cdot i_{sq} + (L_d - L_q) \cdot i_{sq} \cdot i_{sd}) \quad (69)$$

Donde, p es el número de pares de polos del generador. Adicionalmente se observa, que, si i_{sd} es cero, o la máquina tiene imanes permanentes montados en la superficie del rotor, implicando que L_d y L_q sean iguales, el torque tendrá una relación directa con i_{sq} .

3.9 MODELO DE EJE TORSIONAL DEL GENERADOR CON DOS MASAS: TURBINA-GENERADOR.

Para realizar un correcto análisis de la estabilidad transitoria de las turbinas hidrocinéticas acopladas a estos generadores, se deberá considerar el modelo mecánico del acople de las masas rotativas de la turbina y el generador, sus momentos de inercia, así como sus

constantes de amortiguamiento.

El modelo que mejor representa la dinámica de este arreglo mecánico ante eventos transitorios es el modelo de eje torsional de dos masas (*Two Mass Drive Train Model (TWDTM)*). Este modelo se encuentra incorporado en el módulo de generador de imanes permanente del *PSCAD* y puede ser activado o desactivado durante la simulación mediante la activación de la entrada de conexión de velocidad del rotor [44]. El modelo de la dinámica del eje y la rotación las masas, se muestran en la Figura 36. La masa del rotor de mayor tamaño representa la inercia de la turbina hidrocínética, mientras que la masa más pequeña corresponde a la inercia del generador de imanes permanentes.

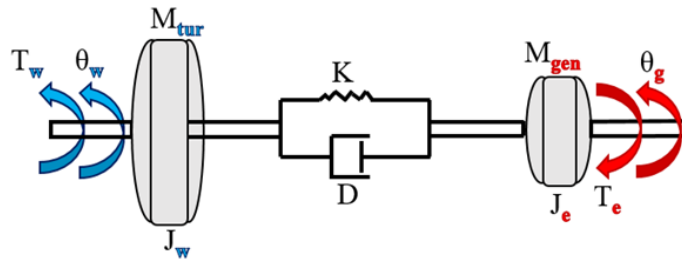


Figura 36. Modelo de eje torsional de dos masas (*Two Mass Drive Train Model (TWDTM)*) [44].

El modelo matemático se muestra a continuación:

$$J_w \frac{d^2\theta_w}{dt^2} = T_w - D \cdot \left(\frac{d\theta_w}{dt} - \frac{d\theta_g}{dt} \right) - K \cdot (\theta_w - \theta_g) - D_w \cdot \frac{d\theta_w}{dt} \quad (70)$$

$$J_g \frac{d^2\theta_g}{dt^2} = D \cdot \left(\frac{d\theta_w}{dt} - \frac{d\theta_g}{dt} \right) + K \cdot (\theta_w - \theta_g) - T_g - D_g \cdot \frac{d\theta_g}{dt} \quad (71)$$

Donde:

- J_w Inercia equivalente de la Turbina hidrocínética [kg-m²]
- J_g Inercia equivalente del generador de Imanes permanentes [kg-m²]
- T_w Torque mecánico de la turbina [N-m]
- T_g Torque mecánico del generador [N-m]
- θ_w Ángulo del eje de la turbina [rad]
- θ_g Ángulo del eje del generador [rad]
- D_w Coeficientes de amortiguación para representar la fricción del agua con la turbina.
- D_g Coeficientes de amortiguación para representar la masa del generador
- D Coeficiente de amortiguamiento mutuo del eje entre dos masas [N-m / rad]

K Factor de rigidez del eje [kgm^2/s^2]

3.9.1 CONSTANTE DE INERCIA

De acuerdo con lo establecido en [45], la inercia de un generador de una planta de energía se expresa como una constante de tiempo, por lo tanto su unidad de medida es el segundo y se simboliza con la letra H .

El significado físico de la constante de inercia H , es la relación de la energía cinética almacenada de la masa giratoria durante el movimiento rotacional y la potencia aparente (S) nominal del generador.

En ese orden de ideas, se sabe qué, la energía cinética almacenada se calcula así:

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_m^2 \quad (72)$$

Donde:

J El momento de inercia rotacional de la masa giratoria [$\text{kg}\cdot\text{m}^2$]

ω_m Velocidad angular a la masa giratoria [rad/s]

De tal manera, la constante de inercia H se puede calcular así:

$$H = \frac{\frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_m^2}{S_{gen}} \quad (73)$$

Donde:

S_{gen} Potencia aparente de la máquina [VA]

Por lo tanto, las unidades de H son segundos como se puede verificar a continuación:

$$\frac{\text{Joules}}{\text{Voltios} \cdot \text{Amperios}} = \frac{\text{Watt} \cdot \text{segundos}}{\text{Voltios} \cdot \text{Amperios}} = \text{segundos} \quad (74)$$

Para este trabajo, con el objetivo de realizar la simulación lo más estable posible, buscando que la velocidad de rotación de la turbina responda a los cambios en el flujo de agua, se asumirá; como lo recomienda [45], que la inercia H tenga un valor de 0,094. Con este valor, cualquier cambio abrupto en el flujo de agua será seguido por los cambios instantáneos en la velocidad de rotación y esto se reflejará en la simulación.

3.10 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL GENERADOR IMANES PERMANENTES

Antes de comenzar a dilucidar un circuito equivalente práctico para el generador de imanes permanentes, es conveniente hablar de las pérdidas que poseen este tipo de generadores

y sus relaciones con las variables electromecánicas involucradas en el proceso de producción de energía.

3.10.1 RENDIMIENTO DE PERMANENTES ALTERNADORES DE IMÁN

De acuerdo con lo mencionado en [40], las pérdidas que se presentan en los generadores de imanes permanente son :

- Pérdidas por fricción.
- Pérdidas magnéticas
- Pérdidas el cobre
- Pérdidas en el rectificador

3.10.2 PÉRDIDAS POR FRICCIÓN

Aunque estas máquinas no tienen devanado de excitación; y consecuentemente son *brushless*, las pérdidas por fricción de los cojinetes son notables. Por tal motivo, la potencia pérdida puede calcular así:

$$P_{fric} = T_{fric} \cdot \omega \quad (75)$$

Donde:

T_{fric} Torque de fricción medible a baja velocidad

A menos que una máquina tenga un ventilador interno, las pérdidas por la fricción del viento pueden ser consideradas nulas.

3.10.3 PÉRDIDAS MAGNÉTICAS

Debido a las variaciones de densidad de flujo magnético de manera cíclica, se generan pérdidas por corriente parásitas e histéresis magnética. Este tipo de pérdidas se puede calcular así:

$$P_e + P_h = K_e \cdot f^2 \cdot B_{max}^2 + K_h \cdot f \cdot B_{max}^x \quad (76)$$

Como el voltaje desarrollado por un generador de imanes permanentes es proporcional a la velocidad de rotación, mediciones de pérdidas durante una operación a baja carga en este tipo de máquinas (y también en varias otras máquinas, tanto DC como AC) han demostrado que sus pérdidas magnéticas son proporcionales al cuadrado de la EMF generada; por lo tanto, las pérdidas magnéticas totales pueden ser expresado como:

$$P_m = K_m \cdot \omega^2 \quad (77)$$

3.10.4 PÉRDIDAS EN EL COBRE

Las pérdidas óhmicas en los conductores de cobre pueden ser calculadas utilizando el efecto Joule y su expresión es la siguiente:

$$P_{Cu} = I_{dc}^2 \cdot R_{eq} \quad (78)$$

3.10.5 PÉRDIDAS DEL RECTIFICADOR:

Las pérdidas debido a la caída de voltaje en un rectificador de onda completa se pueden calcular como se muestra a continuación:

$$P_{rec} = 1,4 \cdot I_{dc} \quad (79)$$

3.11 CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA MÁQUINA.

Como se pudo apreciar, las pérdidas en un generador de imanes permanentes relacionan tanto variables eléctricas como mecánicas; por lo tanto el circuito equivalente propuesto por [40] también deberá dejar en evidencia esta relación. En ese orden de ideas, con el circuito equivalente que se muestra en la Figura 37 se pueden obtener las cantidades de voltaje, corriente y potencia a partir del torque y la velocidad de rotación de la máquina.

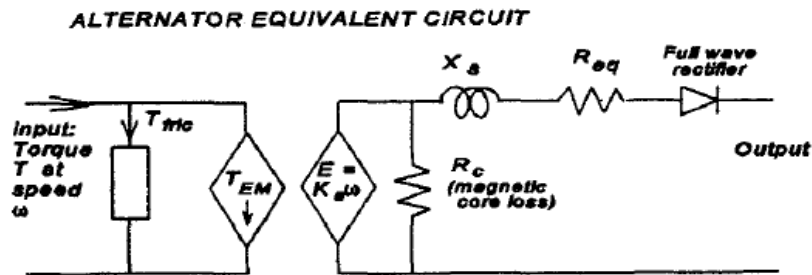


Figura 37. Circuito equivalente teniendo como entrada el torque [40].

Este modelo es interesante porque la tensión electromotriz es una variable controlada por la velocidad de rotación de la máquina de forma lineal, sin embargo, las demás variables del modelo, parecen no tener ningún tipo de relación con el torque de entrada, lo cual es una imprecisión técnica; pues como se mencionó anteriormente, las reactancias sincrónicas dependen de variables de entrada, como la velocidad de giro del generador, de la densidad de los flujos magnéticos de los imanes, así como la densidad de los flujos ligados entre otras. Ahora bien; en la Figura 38 [30], se encuentra un circuito eléctrico equivalente y un diagrama

vectorial del generador más simplificado. En este, se identifica como la fuerza electromotriz E_0 es la tensión que aparece en los devanados del generador sin la presencia de carga eléctrica. R_1 y X_1 son la resistencia y la reactancia sincrónica de los devanados, R_{load} y X_{load} son la impedancia de carga. Si para este trabajo, se asume factor de potencia de 0,99; se tendrá una R_{load} nominal igual a 8,06 Ohm.

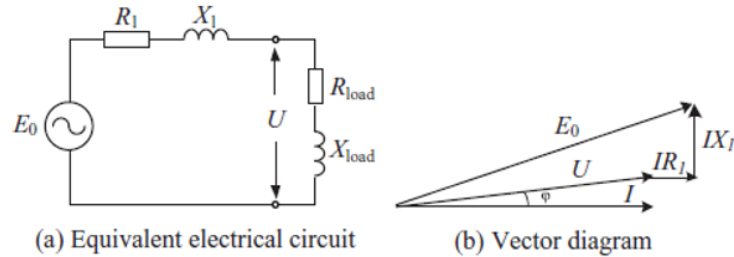


Figura 38. Circuito equivalente y diagrama vectorial [30].

Por lo tanto,

$$\cos \phi = \frac{R_{load}}{\sqrt{R_{load}^2 + X_{load}^2}} = 0,98 \quad (80)$$

De acuerdo con la ley de voltaje de Kirchoff, el circuito eléctrico la ecuación se puede expresar como:

$$E_0 = U + I \cdot R_1 + j \cdot I \cdot X_1 \quad (81)$$

Y conociendo que la fuerza electromotriz es:

$$E_0 = \frac{2,22 \cdot k_d \cdot k_p \cdot N_p \cdot p \cdot \eta \cdot \phi}{30} \quad (82)$$

Donde k_d es el factor de distribución de los devanados, k_p es el factor del polo, N_p es el número de vueltas de bobinado por fase, p es el número pares de polos, n es la velocidad de rotación, ϕ es el flujo magnético principal en vacío.

Por lo tanto, al combinar las ecuaciones (80) y (81), la corriente de salida y la potencia se puede calcular mediante las ecuaciones (83) y (84):

$$I = \frac{E_0}{\sqrt{((R_1 + R_{load})^2 + (X_1 + X_{load})^2)}} \quad (83)$$

$$P_l = I^2 \cdot R_{load} \quad (84)$$

El voltaje de salida del generador puede calcularse mediante la ecuación (85):

$$U = \sqrt{E_0^2 - I^2 \cdot (X_1 \cdot \cos \phi - R_1 \cdot \sin \phi)^2} - (I \cdot (R_1 \cdot \cos \phi + X_1 \sin \phi)) \quad (85)$$

3.12 SIMULACIÓN DEL GENERADOR DE IMANES PERMANENTES EN

PSCAD

Con el fin de cumplir el segundo objetivo de este trabajo, y adicionarle a la turbina caracterizado en el capítulo anterior para la elaboración del modelo completo, se simuló un generador de imanes permanente en el software *PSCAD*; considerando que este software posee un bloque para determinar el comportamiento electromecánico de este tipo de máquina [46]. Este modelo además de los tres devanados del estator, incluye dos devanados adicionales en cortocircuito para simular el efecto de la amortiguación electromagnética en presencia de un transitorio [46]. De otro lado, la velocidad de la máquina puede controlarse directamente ingresando un valor positivo en la entrada W y; como resultado, se puede obtener el torque eléctrico Te . En la Figura 39, muestra el modelo del generador de imanes permanente que se encuentra disponible en el software.

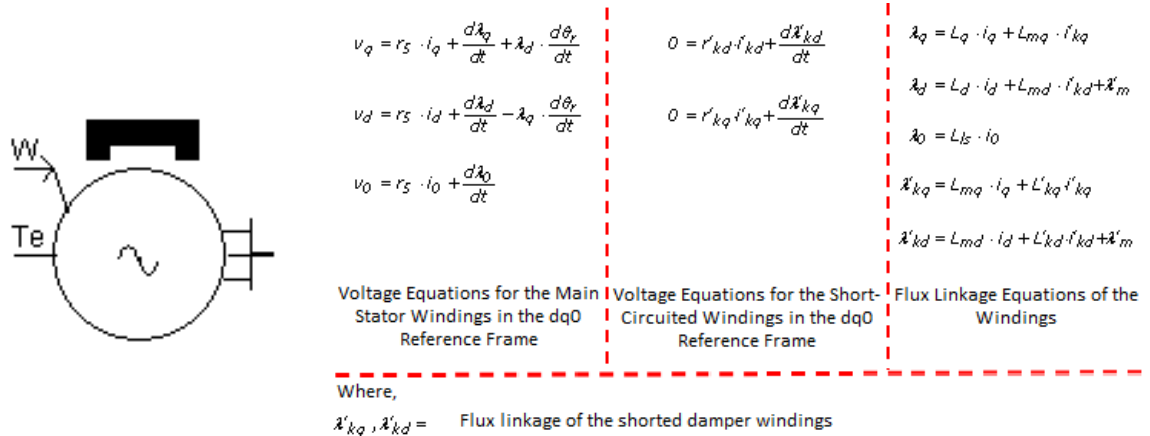


Figura 39. Modelo del generador de Imanes permanente del *PSCAD*. [46].

Ahora bien, los parámetros eléctricos sugeridos por el *PSCAD* para el generador de imanes permanente se encuentran en el sistema p.u.; de tal manera, al ingresar los valores de tensión, potencia y frecuencia de la máquina a simular, el software realiza internamente las conversiones a las bases requeridas por la simulación. En la Figura 40, se muestra la preparación de datos que fueron considerados para la simulación que se explicará a continuación:

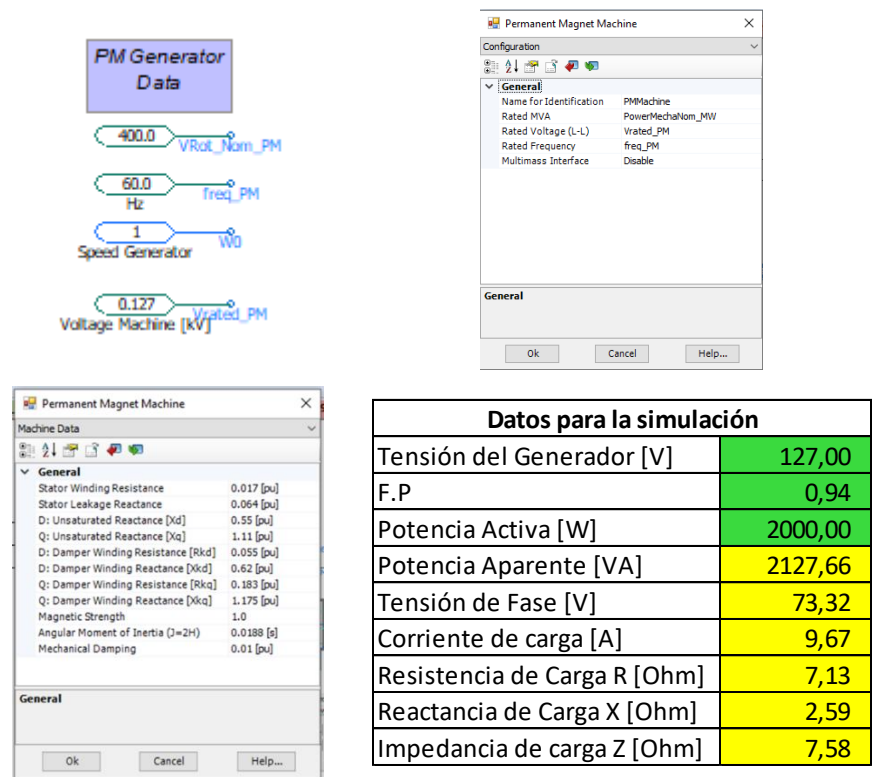
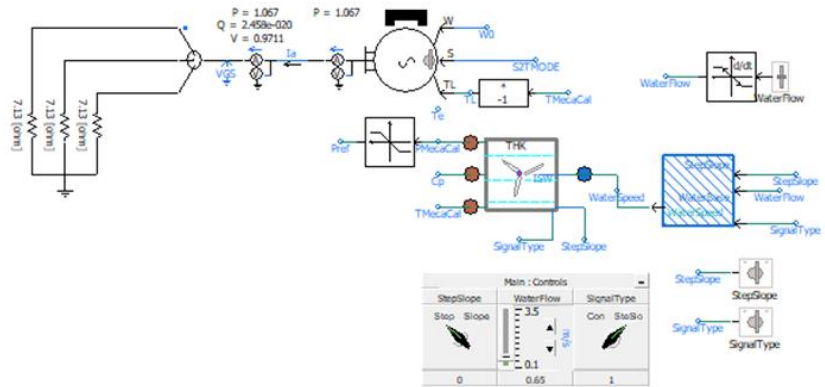
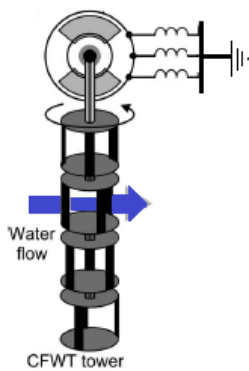


Figura 40. Preparación de datos para la simulación. Elaboración propia tomada de [46].

3.12.1 SIMULACIÓN DE UNA TURBINA HIDROcinÉTICA ACOPLADA A GENERADOR DE IMANES PERMANENTES SIN UTILIZAR UN CONVERTIDOR AC-DC-AC EN PSCAD

Con el objetivo de realizar la validación del modelo del generador de imanes permanentes que se ha analizado ampliamente en este capítulo e intentando replicar las simulaciones realizadas en [22], [47], se realizará una simulación de la operación de la turbina hidrocinética, conectada al generador, en red aislada, al 100% de su carga nominal y sin ningún tipo de convertidor AC-DC-AC conectado. En la Figura 41, se presentan la simulación implementada para validar esta parte del modelo.



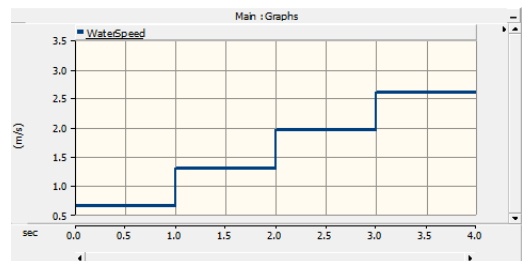
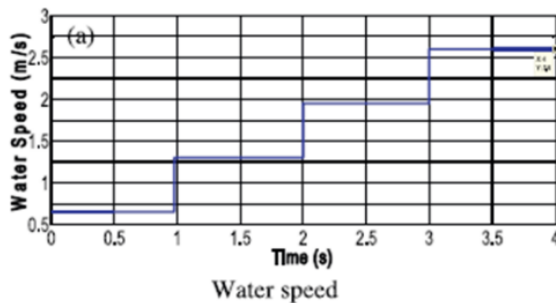
(a) Esquema simulado. [48]

(b) Simulación implementada en PSCAD.

Figura 41. Simulación de una THK con PMG sin convertidor AC-DC-AC implementada en el PSCAD

Se pretende verificar como es la respuesta del generador ante cambios en la velocidad de giro de la turbina; directamente asociados, a variaciones en la velocidad lineal de la corriente de agua.

Basado en el principio de funcionamiento de síncrono generadores, la velocidad de rotación del generador junto con el número de polos determina la frecuencia de la tensión inducida, por lo tanto, para estas máquinas se espera que la velocidad angular del generador cambie en proporción directa al cambio en la velocidad del flujo de agua. En la Figura 42, se muestran los cambios en la velocidad del agua según los resultados obtenidos en el PSCAD y la comparación con los resultados obtenidos en [22], [47]. Ambos resultados son iguales en orden de magnitud y en la forma de la gráfica.



Variación del agua según [22], [47]

Variación del agua según la simulación en PSCAD

Figura 42. Los resultados de simular los cambios en la velocidad del agua.

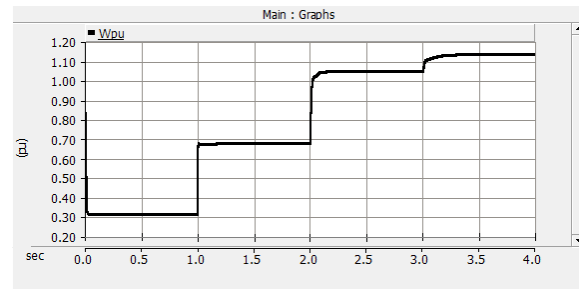
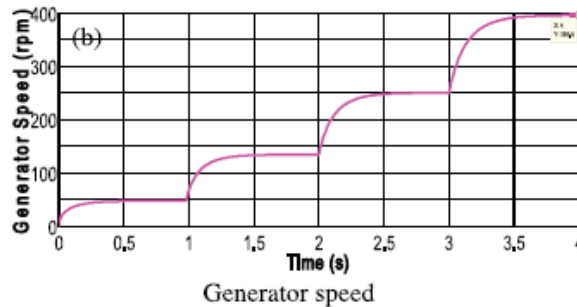
En la Figura 43, se observa la misma comparación que antes se visualizó, pero ahora con la velocidad del generador. En ambos casos, se observa que la velocidad del generador aumenta de manera directa con el incremento en la velocidad del agua; esto es lo esperado,

pues como se mencionó antes, la velocidad de los generadores de imanes permanentes es variable y está asociada a la velocidad de la turbina y esta a su vez, está asociada a la velocidad del agua.

Sin embargo, se observan diferencias numéricas y en la forma de la gráfica. Estas diferencias son explicadas por la constante de inercia utilizada para cada uno de los softwares de simulación empleados; adicionalmente, otro aspecto que explica esta diferencia, es a la forma como cada uno de los programas considera la velocidad dentro del módulo de generador.

Para el *PSCAD*, la velocidad del generador está en sistema en p.u, mientras que la simulación presentada en [22], [47] es realizada en el sistema de unidades de rotación angular.

Para un mejor entendimiento de los resultado, es importante resaltar que el software de simulación utilizado en [22], [47] es el *Simulink* de *Matlab*, mientras que en este trabajo, todas las simulaciones son realizadas en *PSCAD*. Para el caso de los generadores de imanes permanentes, ambos softwares pueden considerar modelos y circuitos equivalentes diferentes, sin embargo, es claro que con los dos resultados se llega a la misma conclusión.



Cambio en la velocidad del generador, según los cambios en la velocidad del agua[22], [47].

Velocidad del generador según la simulación en *PSCAD*

Figura 43. Variación en la velocidad del generador de acuerdo con los cambios en la velocidad del agua.

Con el objeto de visualizar mejor los resultados de la simulación en *PSCAD*, los datos de la velocidad del generador son exportados a formato de Excel y presentados en la Figura 44.

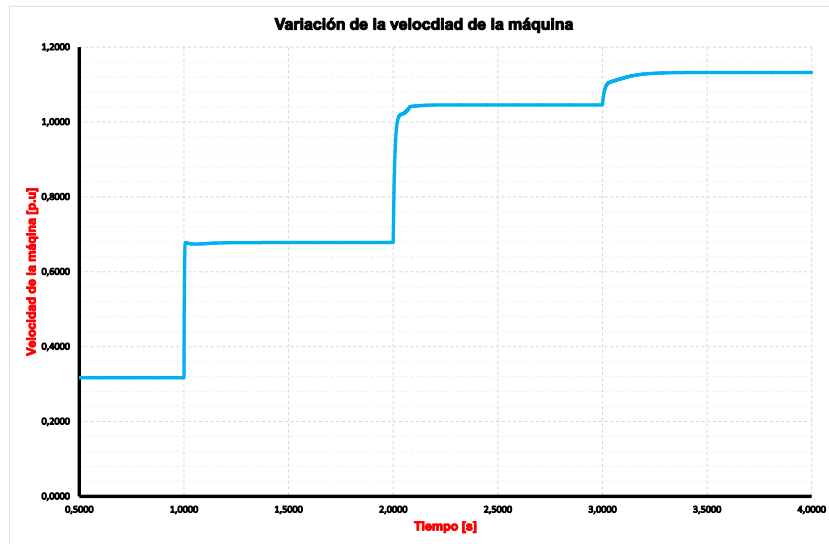
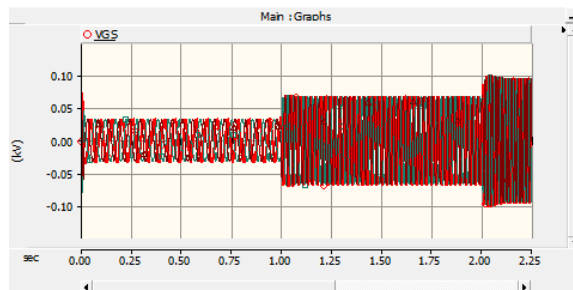
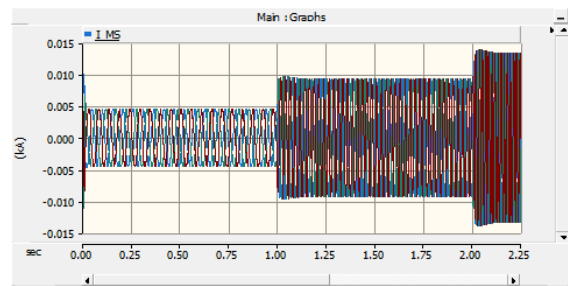


Figura 44. Velocidad del generador en PSCAD exportados a Excel.

En la Figura 45 se muestran los resultados para el voltaje y las corrientes en la carga obtenidas mediante la simulación en el PSCAD; de otro lado, en la Figura 46 se muestran las gráficas del voltaje y la corriente obtenida de [22], [47].

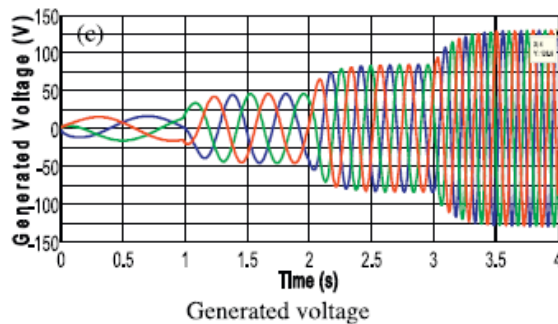


Voltaje en el generador obtenidos en PSCAD

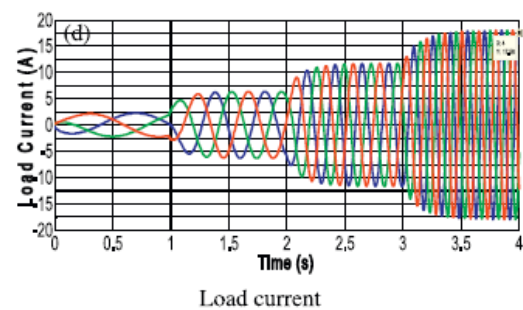


Corriente en el generador obtenidos en PSCAD

Figura 45. Resultados del voltaje y la corriente en el generador simulados en el PSCAD.



Voltaje en el generador obtenidos de [22], [47].



Corriente en el generador obtenidos de [22], [47].

Figura 46. Resultados del voltaje y la corriente de referencia [22], [47].

De ambos resultados se observa como el voltaje y corriente aumentan su magnitud y su frecuencia a medida que aumentan la velocidad del flujo de agua. Por ejemplo, en los resultados obtenidos de [22], [47] , cuando la velocidad del flujo de agua aumenta de $1,95\text{ m/s}$ a $2,6\text{ m/s}$; es decir entre el tiempo $t = 3\text{ s}$ y el tiempo $t = 4\text{ s}$, el generador gira aumentando su velocidad nominal hasta llegar al estado estable, momento el cual, el voltaje generado es de $126,6\text{ V}$ a una frecuencia $51,23\text{ Hz}$ y con una corriente de plena carga igual a $17,58\text{ A}$.

Haciendo el paralelo, para ese mismo período, mediante el software *PSCAD*, el voltaje generado fue de $122,6\text{ V}$ a una frecuencia de $60,38\text{ Hz}$ y a una corriente de plena de carga de $9,98\text{ A}$, entregando una potencia de $1,06\text{ p.u}$ o de $2121,77\text{ W}$. Los resultados durante la etapa de estado estable se pueden observar en la Tabla 11.

Tabla 11. Resultados obtenidos mediante la simulación en el *PSCAD* para el estado estable.

Variable eléctrica	Valor Pico	Valor RMS
Tensión LN [V]	100,1561	70,8210
Tensión LL [V]	173,4754	122,6656
Corriente [A]	14,1232	9,9866
Potencia Eléctrica [p.u]	1,0666	1,0666

De los resultados obtenidos se observa que la frecuencia eléctrica generada cambia de manera considerable y que durante la simulación se presentan tres zonas de frecuencia, la primera zona, es cuando la turbina apenas está ganando velocidad, en esta región la frecuencia del generador es de $18,27\text{ Hz}$. La segunda zona, es una región intermedia, donde la frecuencia generada es de $40,84\text{ Hz}$ y la tercera zona o región de estado estable, la frecuencia máxima alcanzada es de $60,38\text{ Hz}$. Estos resultados numéricos se presentan en la Tabla 12, mientras que los resultados de manera más cualitativa se pueden observar en la Figura 47.

Tabla 12. Franjas de frecuencias para la simulación.

Franjas de Frecuencia					
Zona 1		Zona 2		Zona 3	
T_1 [s]	0,6682	T_1 [s]	1,2653	T_1 [s]	2,2927
T_2 [s]	0,7229	T_2 [s]	1,2898	T_2 [s]	2,3093
T [s]	0,0547	T [s]	0,0245	T [s]	0,0166
F [Hz]	18,2749	F [Hz]	40,8497	F [Hz]	60,3865

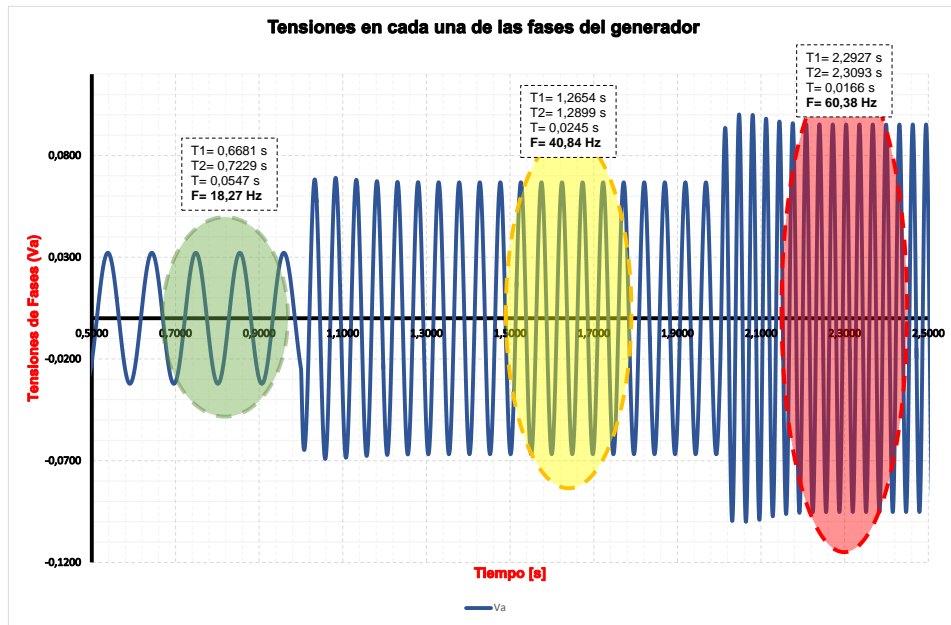


Figura 47. Zonas de variación de la frecuencia del generador.

Los resultados obtenidos y la comparación de los mismo con referentes de la literatura científica internacional permiten concluir que los modelos de la turbina hidrocínética y el generador de imanes permanentes funcionan de manera adecuada y su respuesta es acorde con los fenómenos físicos involucrados.

También se puede concluir que la operación de la turbina y el generador en red aislada sin necesidad de un convertor *AC-DC-AC* es factible, solo cuando se ha alcanzado la región de estado estable y no se presenta más variación en el flujo de agua. Sin embargo, la operación real de este tipo de unidades de generación; que utilizan la energía cinética de las fuentes renovables, es que siempre existirá variación en la velocidad del recurso; por lo tanto, es imperativo implementar estos recursos energéticos utilizando un convertor electrónico *AC-DC-AC*; así como la creación de un modelo en *PSCAD* con validación de los resultados obtenidos, cuyo tema será parte del próximo capítulo.

Con estos resultados y sus análisis, se confirma que se cumple el segundo objetivo del trabajo de grado: implementar en el *PSCAD* el modelo del generador de imanes permanente y se prepara el camino para la implementación definitiva del modelo planteado.

4 IMPLEMENTACIÓN Y SIMULACIÓN DEL MODELO TURBINA-GENERADOR CONECTADO A UNA BARRA INFINITA

En los capítulos anteriores se presentó la clasificación, tipos, características físicas, el modelo matemático y la simulación en el software *PSCAD* de la turbina hidrocínética (capítulo 2) y los generadores de imanes permanentes (capítulo 3).

En este capítulo se presentará el modelo completo de la conexión a la red eléctrica de la turbina y el generador considerando los diferentes convertidores de electrónica de potencia, el transformador, las líneas aéreas, los cables subterráneos y un módulo multiplicador, que, partiendo de la potencia generada por una sola turbina, permitirá; para efecto de la simulación, contemplar la potencia generada de n turbinas de características iguales.

Anteriormente, el uso del generador síncrono de imanes permanentes fue utilizado solo en algunos aerogeneradores pequeños, nunca se utilizó a gran escala porque implicaba la fabricación de grandes y pesados imanes y no se contaba con la tecnología necesaria para poder hacerlo. Con el desarrollo de los tiristores y demás semiconductores de electrónica de potencia, se logró que creciera rápidamente el uso de estos generadores; y de forma paralela, también se han logrado grandes avances en el desarrollo de materiales utilizados para la fabricación de imanes que instalados en los rotores que permiten la aplicación de estas máquinas con potencia ligeramente más altas [49].

Después de que el generador convierta la energía cinética (mecánica) en eléctrica, los sistemas de convertidores electrónicos de potencia entran a operar permitiendo la conversión de la corriente alterna a corriente continua y luego nuevamente a alterna, desempeñando un papel esencial, en la producción de electricidad mediante turbinas de velocidad variable; permitiendo además la implementación del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (*MPPT Maximum Power Point Tracking*) [49], [50].

En la Figura 48 se muestra la topología del circuito propuesta para este modelo de generación hidroeléctrica que; entre muchos módulos, incluye los siguientes:

- Turbina hidrocínética (THK).
- Un generador de imanes permanentes (PMG) sin corriente de excitación, menor tamaño y más liviano en comparación con otros tipos de generadores.

- Un puente de rectificación trifásico que permita convertir la corriente alterna generada por el PMG en corriente continua, utilizando un puente de diodos simple, robusto, barato y que no requiere circuito de control.
- Un convertidor *CC-CC Boost – Buck* que toma el voltaje de salida del puente de diodos; variable con respecto a la velocidad del agua y por medio del convertidor generará en la barra una tensión de corriente continua constante [45].
- Un inversor por modulación de frecuencia, que tome el voltaje constante del bus de corriente continua y lo convierte en CA trifásica a 60 Hz [45].

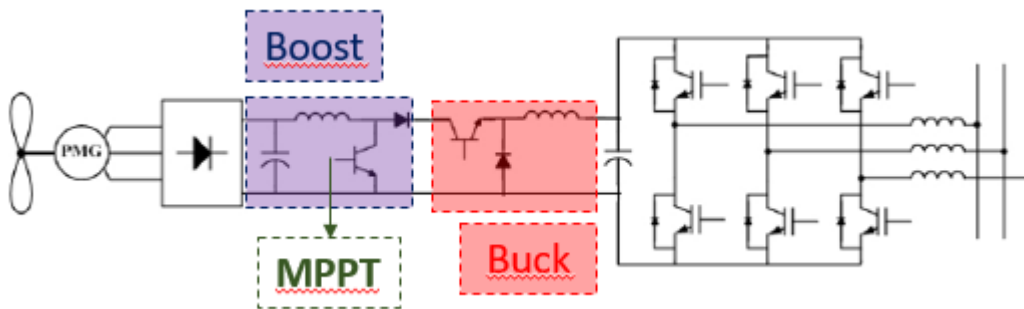


Figura 48 Circuito a implementar mediante el PSCAD. Elaboración propia completada con [50].

4.1 CONVERTIDORES DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA

Considerando que las turbinas actuales requieren operar en un amplio rango de velocidades y a su vez, existe la necesidad de maximizar la potencia generada con una tensión estable [51], los convertidores multinivel emergen como alternativa prometedora para interfaces de sistemas de energía hidrocínética.

En términos generales; como lo menciona [52], se puede decir que un convertidor de tiristores de potencia consta de una serie de gabinetes que alojan los siguientes componentes y funciones:

- Gabinete de conexión a la red: punto de conexión de la línea de corriente alterna, normalmente, en media tensión.
- Rectificador: Está hecho de diodos no controlados (rectificador pasivo) o componentes controlables con *SCR* o *IGBT* (Rectificador activo); en este último caso, la potencia puede controlarse, lo que proporciona más flexibilidad en aplicaciones de generación.
- Enlace corriente continua (*DC-LINK*): Etapa de almacenamiento de energía del

convertidor de potencia permitiendo un desacople entre el generador y la red; puede ser de naturaleza capacitiva para convertidores de fuente de voltaje (*VSC*) o inductiva para convertidores de fuente de corriente (*CSC*).

- Inversor: convierte la potencia del enlace de corriente directa (*DC-LINK*) a corriente alterna con frecuencia y tensión constantes, además es el responsable de controlar el torque, el flujo magnético y la velocidad de la máquina.
- Filtro de carga: como el voltaje o corriente generado por el convertidor es una forma de onda conmutada con una componente fundamental de CA, requiere ser filtrada para eliminar el alto contenido de armónicos.

Completando los anteriores comentarios que en [53] se mencionan los principales requisitos que debería cumplir un convertidor, independiente de su topología, son:

- Costo inicial: este factor tiene una importancia primordial en lograr un bajo costo de energía (COE) para comparar diferentes fuentes. Típicamente se sabe que el costo inicial del convertidor de potencia es aproximadamente entre el 7% y el 12% del costo total de la turbina [53].
- Fiabilidad, modularidad y costo de mantenimiento: Para bajar el COE, además del costo inicial, el costo de mantenimiento (reposición de componentes y salario de técnicos) también deben ser bajo. Según los últimos informes sobre fallas en turbina eólicas; por ejemplo, los generadores eléctricos y los convertidores de potencia tienen el índice promedio más alto de fallas, con una tasa que puede variar entre el 13% y el 20%. Si se asimila esta estadística a las turbinas hidrocinéticas, considerando que su instalación es Off-Shore, los convertidores de potencia que tengan redundancia son ideales porque ante la falla de un módulo, la turbina puede seguir funcionando, reduciendo el tiempo de cada parada no programado.
- Calidad de energía: Un buen convertidor debe tener una forma de onda de voltaje cercana a una onda sinusoidal, adicionalmente, la distorsión armónica total (THD) de las corrientes de red y del generador debe ser lo más bajo posible para disminuir las oscilaciones mecánicas en el eje del generador y evitar calentamientos innecesarios.

De forma particular para aplicaciones en generación eólica e hidrocinética, el convertidor de tres niveles de punto Neutro Fijo (*3L-NPC*) parece ser la elección natural durante una etapa de diseño y especificación; pues cumple muchas de las características antes mencionadas, además, permite la implementación en el lado del generador, del control de seguimiento del Punto de Máxima Punto de Potencia (*MPPT*) para maximizar la potencia

generada durante los momentos de baja velocidad del recurso.

Igualmente, el sistema de control del lado de la red permite examinar la potencia generada mientras logra un desacople eléctrico entre la red y el generador debido al enlace en corriente continua (*DC-LINK*). Estas; entre muchas otras razones, explican porque el convertidor *3L-NPC* es la configuración de multinivel más reportada para esta aplicación.

Ahora bien, para micro y pequeños sistemas de generación, dado sus requerimientos de bajo costo, se viene utilizando un sistema más simple, compuesto por un *3L-NPC* en el lado de la red y un puente trifásico de rectificadores de onda completa con una etapa de convertidor *DC-DC* en el lado del generador [51]. Esta última configuración es la que se analizó y simuló en este trabajo.

En esta última configuración, a la salida del puente de rectificadores, se instala un convertidor *CC-CC Boost* que permite elevar la tensión de la red de corriente directa e implementar el algoritmo *MPPT* del lado del generador, mientras que la etapa del lado de la red regula la potencia [49], esto se puede ver mejor en la Figura 49 y será ampliado más adelante.

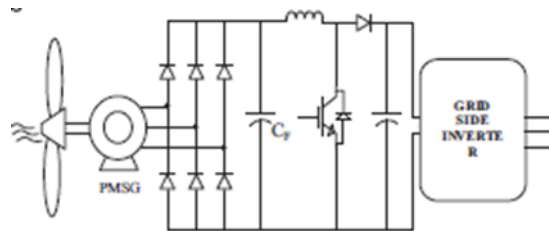


Figura 49. Convertidor con puente de diodos y etapa Boost[49].

4.2 CLASIFICACIÓN DEL CONVERTIDOR DEL LADO DEL GENERADOR

De acuerdo con lo mencionado en [54], la selección de una configuración topológica adecuada depende de factores como:

- La potencia y densidad de potencia del inversor.
- La fiabilidad y robustez del convertidor.
- La complejidad del sistema de control.
- Los niveles de voltaje de la barra de CC.
- El valor máximo de la distorsión armónica total.
- Las pérdidas de potencia en forma de calor
- El costo entre otros aspectos.

La clasificación completa de los tipos de convertidores de AC-DC se pueden observar en la Figura 50

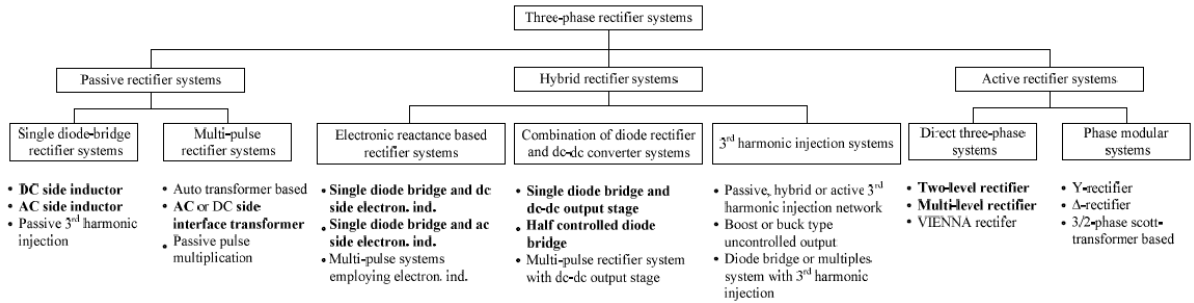


Figura 50. Clasificación de los inversores CA-CD [54].

Otros autores [53] clasifican las topologías de los convertidores de acuerdo con la conversión de potencia que tienen que realizar, ya sea una conversión directa o una conversión indirecta. La conversión directa utiliza convertidores AC/AC de una etapa, mientras que la conversión indirecta usa dos etapas (AC/DC + DC/AC) o tres etapas (AC/DC + DC/DC + DC/AC). Para este trabajo se utilizará un convertidor de tres etapas. En la Figura 51, se puede observar la clasificación de los convertidores de potencia según la tensión de la red o el tipo de etapas a utilizar.

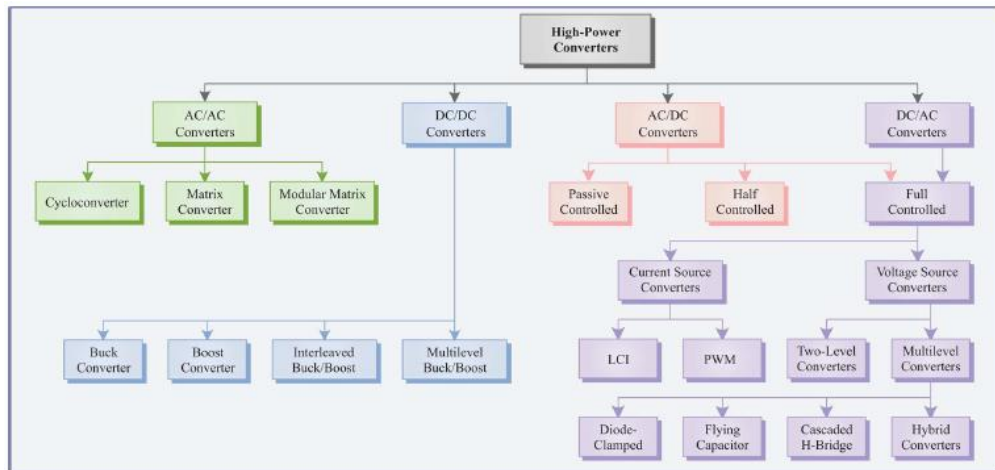


Figura 51. Clasificación general de los convertidores de alta potencia de última generación [53].

4.2.1 CONVERTIDORES PASIVOS O RECTIFICADORES AC-DC

Cómo se mencionó antes, en las turbinas hidrocínéticas el flujo de energía es unidireccional. Por esta razón, pueden emplearse convertidores pasivos que utilizan puentes de diodos en el lado del generador en lugar de convertidores activos ancho de pulso modulado (PWM) [53]. Como principales ventajas, se puede decir que el puente de diodos es más barato y

confiable que los convertidores activos, dentro de las desventajas se puede decir que posee un 10% del sexto armónico en el torque y altos niveles de quinto (5°) y séptimo (7°) armónico en las corrientes del generador.

Sin embargo, debido al desacoplamiento ofrecido por el enlace de CC estos armónicos (de torque y de corriente) del generador no causan ningún problema en la red.

4.2.2 RECTIFICADOR DE DIODOS + CONVERTIDOR DE TENSIÓN DE SEGUNDO NIVEL (2L-VSC)

El voltaje de salida del generador se convierte a CC mediante el rectificador de diodos que luego se convierte de nuevo a CA por 2LVSC. En estos rectificadores el sistema de control no puede regular el voltaje de enlace de CC ni realizar el control del MPPT. Esta topología es de bajo costo y de fácil implementación y se muestra en la Figura 52.

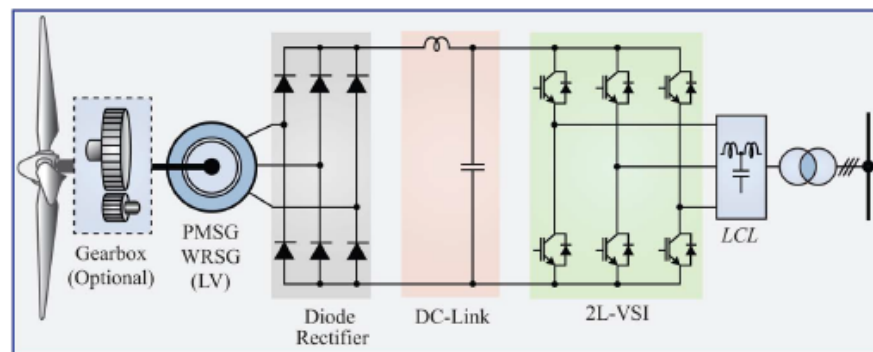


Figura 52. Configuración de un convertidor con diodos rectificadores y 2L-VSI [53].

4.2.3 RECTIFICADOR DE DIODO + 2L- CONVERTIDOR BOOST + 2L-VSC:

El voltaje de salida del generador ya rectificado es elevado por el convertidor *Boost*, a continuación, se instala el módulo de control *MPPT* para maximizar la potencia generada, aún con bajas velocidades del agua. El convertidor con diodos rectificadores más el convertidor *Boost* e inversor es se muestra en la Figura 53.

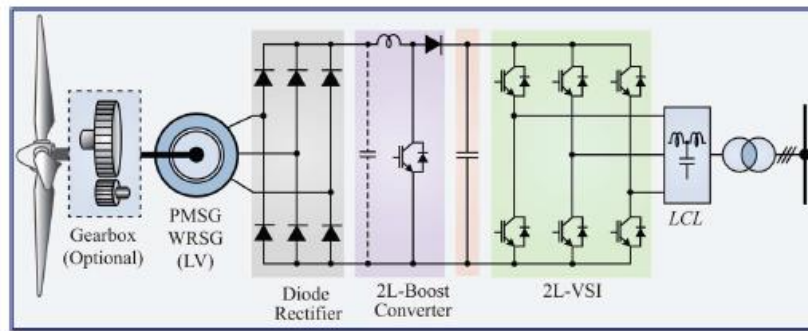


Figura 53. Configuración de un convertidor con diodos rectificadores convertidor Boost y 2L-VSI [53].

En esta topología se observa que el número de tiristores aumenta de manera considerable, y con ellos aumentan también su probabilidad de falla [49]. En la Figura 54 se muestra el módulo de rectificación pasiva implementado en el software *PSCAD* acoplado a un convertidor *Boost* dentro del modelo de la turbina hidrocínética y el generador de imanes permanentes conectados a la red.

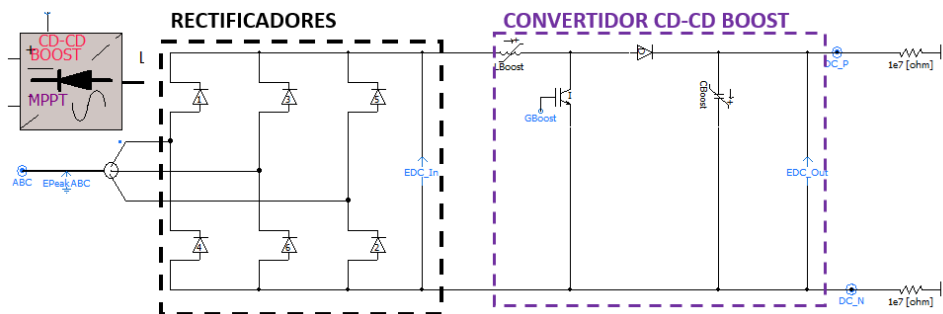


Figura 54. Módulo de rectificación pasiva con convertidor CD-CD BOOST en *PSCAD*.

4.3 CONVERTIDORES *DC-DC BUCK – BOOST*

El convertidor CC-CC intermedio puede ser un convertidor *Buck*, convertidor *Boost* o convertidor *Boost-Buck*, por lo tanto, para este trabajo se utilizará un convertidor CC-CC Boost-Buck [55].

4.3.1 CONVERTIDOR *BOOST*

El convertidor *BOOST* es también llamado convertidor elevador. Este convertidor se caracteriza porque tiene la capacidad de mantener la tensión de salida estable y en un valor RMS superior a la tensión de entrada y constante ante variaciones de carga. En la Figura 55, se muestra cuál es el arreglo eléctrico de este convertidor y se observa la tensión de

salida del convertidor *BOOST* que, a manera de ejemplo, fue simulado con una tensión de entrada de 50 V y entrega una tensión en la salida de 120 V.

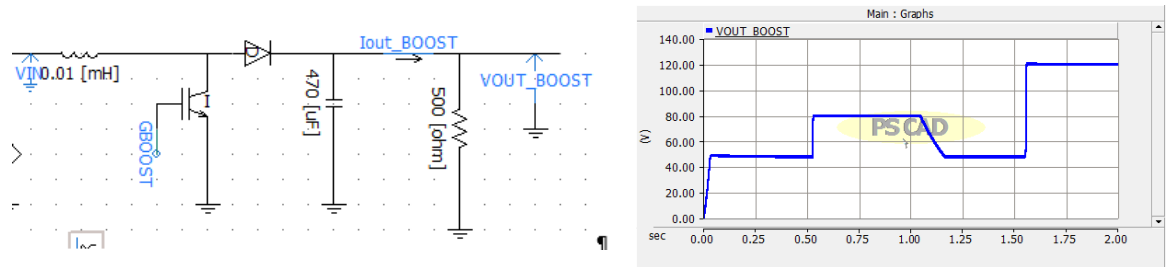


Figura 55. Convertidor *BOOST*.

En la Figura 56 se muestra el circuito y el sistema de control del convertidor *Boost* simulado en el *PSCAD* para realizar el estudio del impacto eléctrico sobre la red de la turbina hidrocínica acoplada a un generador de imanes permanentes.

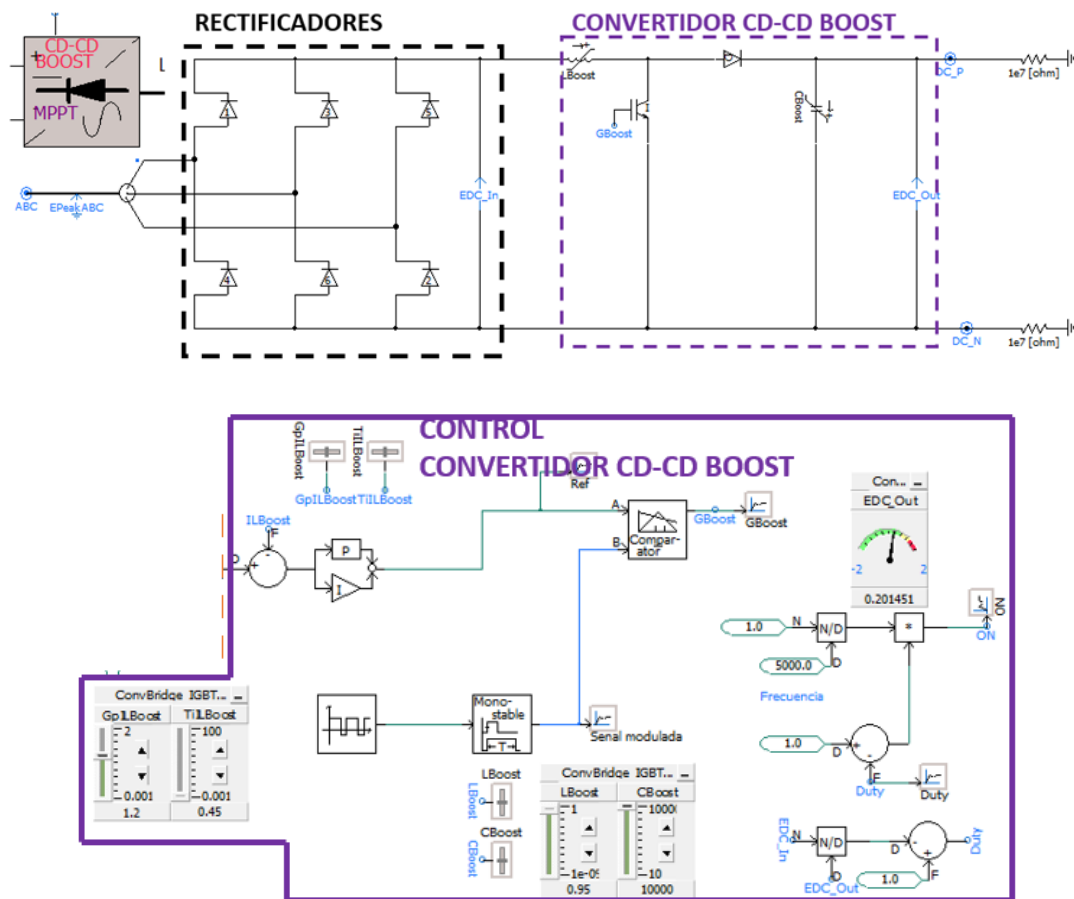


Figura 56. Conversor *Boost* implementado en *PSCAD*.

Se hace énfasis en que el convertor Boost, eléctricamente, se ubica en una etapa posterior al puente rectificador, tal como lo sugiere la literatura científica analizada [53]–[56]. En la Figura 57, se muestran la tensión de entrada (EDC_In) y la tensión de salida (EDC_Out) del convertor *CD-CD Boost* implementado durante la simulación.

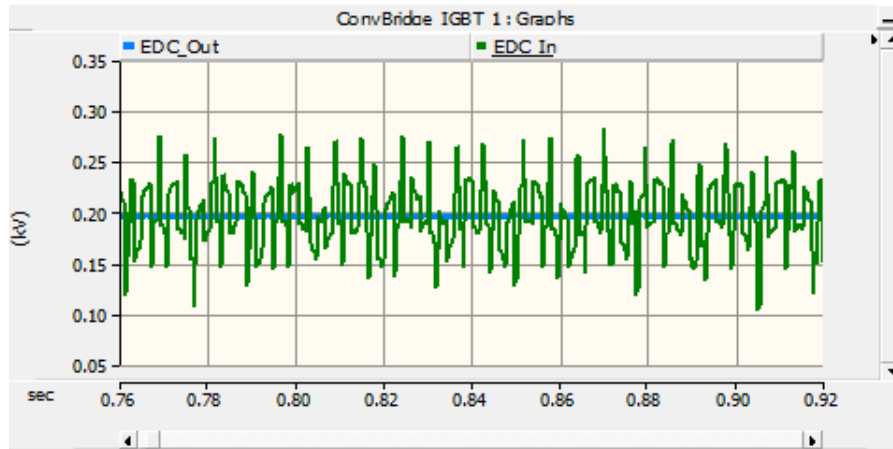


Figura 57. Tensiones de entrada y salida del convertor Boost.

En la Figura 57 se observa que la tensión de entrada (EDC_In) del convertidor Boost es una señal rectificadora; suministrada por el puente de diodos, con un alto nivel de rizado y después de ser procesada (EDC_Out) por el *Boost* queda como una señal de corriente directa pura en un valor de 200 V.

4.3.2 CONVERTIDOR BUCK

El convertidor *Buck*, es conocido también como convertidor reductor. Este convertidor recibe una tensión RMS de entrada alta y en la salida entrega una tensión RMS más baja. En la Figura 58, se observa que el convertidor está formado por un Tiristor, un diodo, un inductor, una fuente de alimentación y un capacitor de salida. En la topología *Buck* el tiristor y el diodo representan los interruptores y el inductor es el elemento almacenador de energía del circuito.

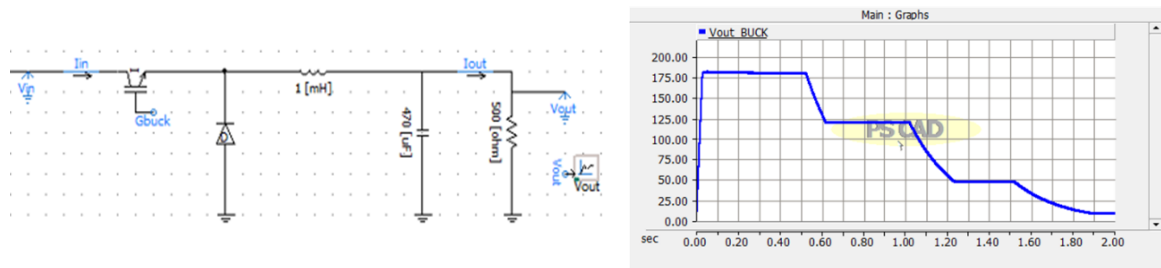


Figura 58. Convertidor BUCK.

En la Figura 58 se observa la señal de salida del convertidor *Buck*; qué a modo de ejemplo, fue simulado en el que se comprueba como este dispositivo recibe una señal de entrada de 175 V y entrega una señal en la salida de 12 V.

De otro lado, en la Figura 59, se puede observar el circuito y el sistema de control del convertidor *Buck* implementado en *PSCAD* para realizar el modelo de la turbina hidrocínética y el generador de imanes permanentes conectados a la red eléctrica. En esta figura se resalta que este convertidor se encuentra, eléctricamente, en una etapa anterior al convertor VSC que se encargará de generar la señal de corriente alterna

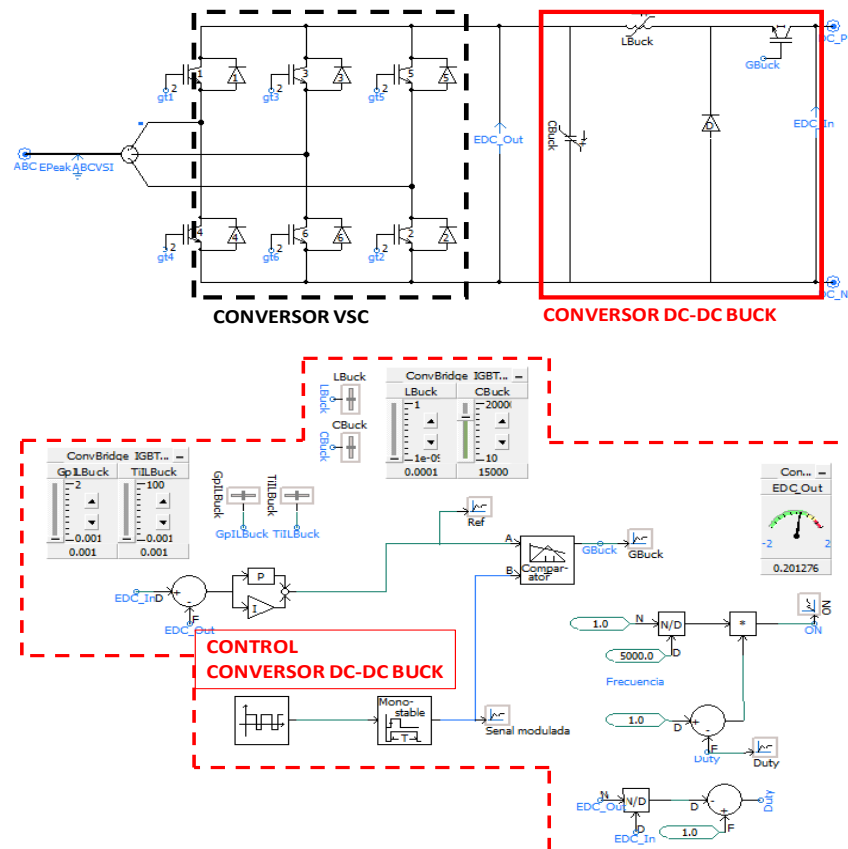


Figura 59. Convertor *Buck* implementado en *PSCAD*.

En la Figura 60 se observa que la tensión de entrada (*EDC In*) es de 200 V y la de salida (*EDC Out*) es de 173 V, llama la atención que el voltaje de entrada del *Buck* sea igual a la tensión del enlace de corriente directa (*DC-LINK*) entre los convertidores *CD-CD* como se podrá ver más adelante.

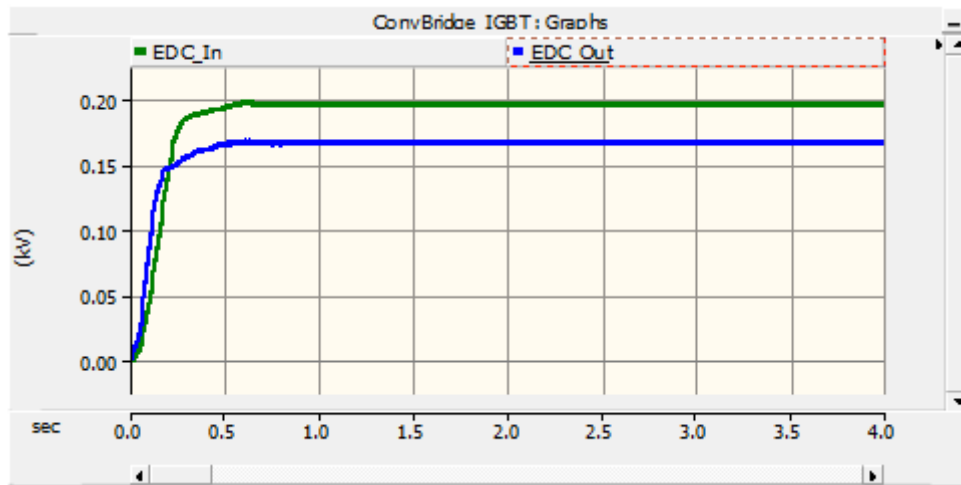


Figura 60. Tensión de entrada y salida del convertidor *Buck* simulado.

4.3.3 CONVERTIDOR *BOOST-BUCK*

El convertidor *Boost-Buck* permite obtener en la salida una tensión con las mismas características de la tensión de entrada, pero con una polaridad invertida. Como recomendación para el diseño y la implementación del convertidor *BOOST-BUCK* es importante conocer los valores de respuesta de tensión en cada uno de los elementos que componen el convertidor, así como los valores recomendados para su ajuste e implementación. En la Tabla 13, se presentan fórmulas para calcular los condensadores y las inductancias recomendadas en el convertidor *BOOST-BUCK* [57], [58].

Tabla 13. Fórmulas para calcular el condensador y la inductancia recomendados para un convertidor *BOOST-BUCK* [57], [58].

Comparisons of Output Capacitor Ripple Voltage	
Converter Type	Volts (peak-to-peak)
Buck	$\frac{I_{out}}{4Cf}$
Boost	$\frac{I_{out}}{Cf}$
Buck/Boost	$\frac{I_{out}}{Cf}$

Minimum Inductance Values Needed to Guarantee Continuous Current		
Converter Type	For Continuous Current in the Input Inductor	For Continuous Current in L2
Buck	$L > \frac{V_{out}}{2I_{out}f}$	-
Boost	$L > \frac{V_{in}}{2I_{in}f}$	-
Buck/Boost	$L_1 > \frac{V_{in}}{2I_{in}f}$	$L_2 > \frac{V_{out}}{2I_{out}f}$

La topología de este convertidor se muestra en la Figura 61 y se observa que durante el estado uno (1), la fuente de voltaje de entrada está directamente conectada al inductor (L), por lo que este almacena la energía. En este momento, el condensador C proporciona corriente a la carga de salida. Durante el estado dos (2), el inductor está conectado a la

carga de salida y el condensador C, por lo que la energía es transferida de L a C y R [58].

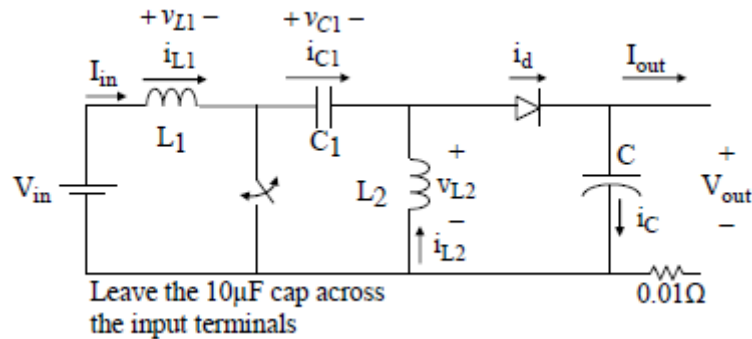


Figura 61. Topología del **Boost-Buck** [58].

La primera relación importante proviene del hecho de que el condensador C_1 debe ser lo suficientemente grande como para que el voltaje V_{C1} tenga baja ondulación. Aplicando *KVL* promedio alrededor del bucle formado por V_{in} , L_1 , C_1 y L_2 , y reconociendo que los voltajes promedio en L_1 y L_2 son cada uno cero, produce [58]:

$$v_{C1} = V_{in} \quad (86)$$

La segunda relación importante viene de aplicar la *KCL* en el sentido promedio en el nodo en la parte superior L_2 . Dado que las corrientes promedio en C_1 y C son ambas cero, entonces:

$$i_{L2avg} = i_{davg} = I_{out} \quad (87)$$

En conducción continua, el circuito tiene dos estados: interruptor cerrado e interruptor abierto. Este estado se muestra en la Figura 62 y .Figura 63.

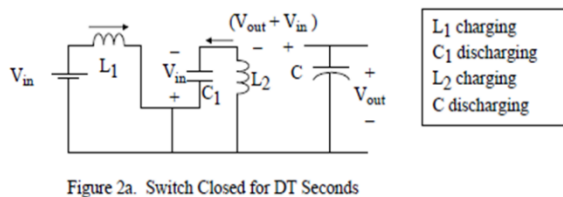


Figure 2a. Switch Closed for DT Seconds

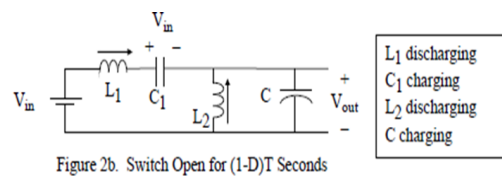


Figure 2b. Switch Open for $(1-D)T$ Seconds

Figura 62 Interruptor cerrado DT segundos [58]. .Figura 63 Interruptor abierto DT segundos [58].

Cuando el interruptor está cerrado (Figura 16), el diodo tiene polarización inversa y está abierto, la corriente I_{L1} aumenta a la velocidad de conmutación como se puede ver a continuación:

$$\frac{di_{L1}}{dt} = \frac{V_{in}}{L_1}, 0 \leq t \leq DT \quad (88)$$

Para que L1 esté "cargando". Cuando el interruptor está abierto (.Figura 63), el diodo está polarizado hacia adelante y la corriente IL disminuye a la velocidad de conmutación para que L1 se "descargue", así:

$$\frac{di_{L1}}{dt} = \frac{-V_{out}}{L_1}, DT < t < T \quad (89)$$

El voltaje a través de L1 se muestra en la Figura 64

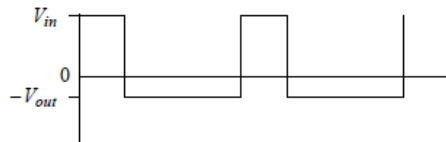


Figure 3. Inductor L₁ Voltage in Continuous Conduction

Figura 64. Voltaje en el Inductor L1 en conducción continua [58].

Debido al principio del inductor de estado estable, el voltaje promedio en L1 es cero. Desde VL1 tiene dos estados, ambos con voltaje constante, el valor promedio de vL1 es

$$\frac{(V_{in})DT + (-V_{out})(1-D)T}{T} = 0, \quad (90)$$

Por lo tanto:

$$V_{in}D - V_{out} + V_{out}D = 0 . \quad (91)$$

Al simplificar la anterior expresión se produce que el voltaje de entrada-salida será:

$$V_{out} = \frac{DV_{in}}{1-D}. \quad (92)$$

Por lo tanto, cuando $D < 0,5$ se dice que el convertidor está en modo *Buck*, y cuando $D > 0,5$, el convertidor está en modo *Boost*. La suposición de un circuito sin pérdidas requiere una potencia de entrada igual a la potencia de salida, por lo que:

$$I_{out} = \frac{(1-D)I_{in}}{D}. \quad (93)$$

4.4 SEGUIDOR DE PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (*MAXIMUM POWER POINT TRACKER (MPPT)*)

Es una técnica utilizada en sistemas de generación donde el recurso energético es variable para obtener la máxima potencia que se puede producir.

Para el caso de las turbina eólicas e hidrocinéticas, el punto de máxima potencia generada se alcanza cuando el cambio de esta (la potencia) con respecto a la velocidad de rotación de la turbina es cero, tal como se observa a continuación [55]:

$$\frac{dP}{d\omega} = 0 \quad (94)$$

Donde ω es la velocidad de rotación mecánica.

El punto donde la ecuación (94) se satisface, es el punto donde se logra capturar la potencia máxima del sistema de generación.

Aplicando la regla de la cadena en la ecuación (94) puede obtener la siguiente expresión:

$$\frac{dP}{d\omega} = \frac{dP}{dD} \cdot \frac{dD}{dV_{in}} \cdot \frac{dV_{in}}{d\omega_e} \cdot \frac{d\omega_e}{d\omega} = 0 \quad (95)$$

Donde:

D Ciclo de trabajo del convertidor *Boost* [s]

ω Es la velocidad de rotación del generador de imanes [rad/s]

V_{in} Tensión de entrada del convertidor *Boost* [V]

El voltaje de entrada y salida del convertidor elevador satisface con las siguientes funciones:

$$V_{in} = (1 - D)V_{dc} \quad (96)$$

$$\frac{dD}{dV_{in}} = -\frac{1}{V_{in}} \neq 0 \quad (97)$$

La relación entre ω y ω_e es:

$$\omega_e = p\omega, \quad \frac{d\omega_e}{d\omega} = p > 0 \quad (98)$$

Donde p son los pares de polos del generador.

Se puede inducir fácilmente que el voltaje de entrada (V_{in}) es aproximadamente igual al

voltaje de salida del generador (V_G), por lo tanto:

$$\frac{dV_G}{d\omega_e} > 0 \Rightarrow \frac{dV_{in}}{d\omega_e} > 0 \quad (99)$$

Y finalmente, se puede concluir que:

$$\frac{dP}{d\omega} = 0 \Leftrightarrow \frac{dP}{dD} \quad (100)$$

Como el algoritmo solo necesita el valor de la variación de la potencia de salida del sistema, inconveniente debido a la detección de la velocidad del flujo de agua y/o la velocidad de la turbina hidrocínética son explicaciones para la no existencia de métodos de control *MPPT* en estos tipos de arreglos de generación, de tal manera que implementando este método de control dentro del modelo realizado, se permitirá que el sistema tenga un rendimiento estable incluso bajo la condición de que los parámetros del sistema se puedan cambiar frecuentemente [55]. En la Figura 65, se muestra de manera resumida el algoritmo para implementar el control *MPPT*.

1. Assume the last duty cycle of boost converter is D_{k-1} , and measured the output power of the generator P_{k-1} ;
2. Increase or decrease the reference D_{k-1} by D_{step} and measure the output power P_k again;
3. Calculate $\Delta P = P_k - P_{k-1}$, $\Delta D = D_k - D_{k-1}$, $\text{sign}(\Delta P)$ and $\text{sign}(\Delta D)$;
4. $D_{k+1} = D_k + \text{sign}(\Delta D) \cdot \text{sign}(\Delta P) \cdot D_{step}$;
5. Repeat the process above to reach to optimum operating point, or $\left| \frac{dP}{dD} \right| \leq \epsilon$.

Figura 65. Algoritmo para implementar el *MPPT* [55].

Cómo se concluyó del modelo matemático analizado para este algoritmo, al variar el ciclo de trabajo del convertidor DC-DC el voltaje de salida del sistema generador-rectificador puede ser controlado [50], y como consecuencia este control dependerá de la velocidad de la máquina.

En ese orden de ideas, se tiene claro que la variable de entrada del lazo de control será la velocidad del eje del PMG, que controlará la corriente de entrada del convertidor Boost que, a su vez, controlará, como variable de salida, la corriente de enlace directa (*DC-LINK*)

maximizando así, la potencia generada por la turbina en momentos de baja velocidad del agua. En otras palabras, el control *MPPT* implementado tendrá que estar integrado al control del convertidor DC-DC *Boost*.

En la Figura 66, se presenta la topología del diagrama de bloque que se requiere para implementar el algoritmo *MPPT* mostrado en la Figura 65. Así mismo, en la Figura 67 se muestra el control *MPPT* implementado en el software *PSCAD* para realizar este modelo, mientras que en la Figura 68, se observa este control integrado al control del convertidor CD-CD *Boost*.

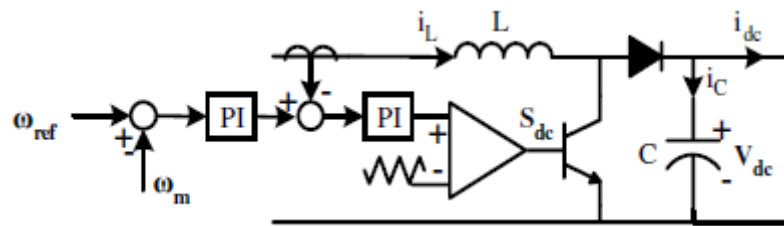


Figura 66. Topología para el circuito de potencia y control del *MPPT* del convertidor dc-dc *Boost* [50].

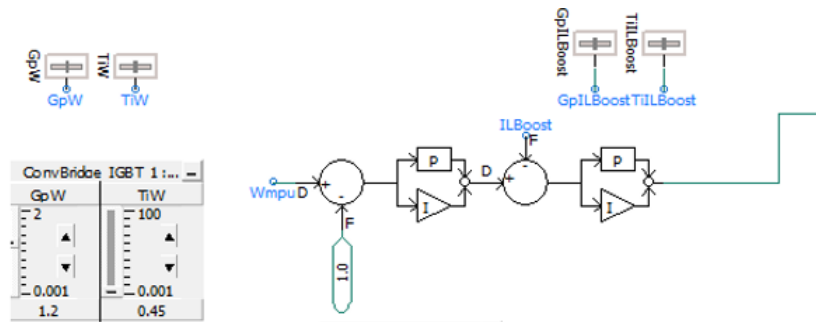


Figura 67. Control *MPPT* implementado en *PSCAD* para la simulación.

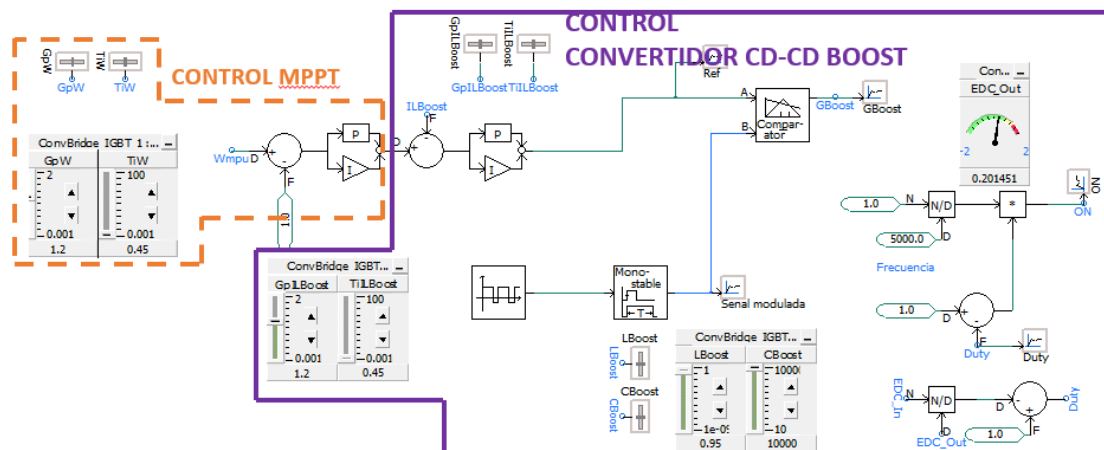


Figura 68. Control *MPPT* integrado al control del convertidor CD-CD *Boost*.

4.5 CONVERTIDOR *BACK TO BACK*

Los convertidores de potencia, *Back-To-Back* de la red, tienen como tensión de entrada el voltaje de corriente directa del enlace entre los convertidores *Boost-Buck* que es a una tensión fija con bajo rizado, para convertirlo en el voltaje de salida de AC con una frecuencia de 60 Hz. La clasificación más general se puede observar en la Figura 69 [53].

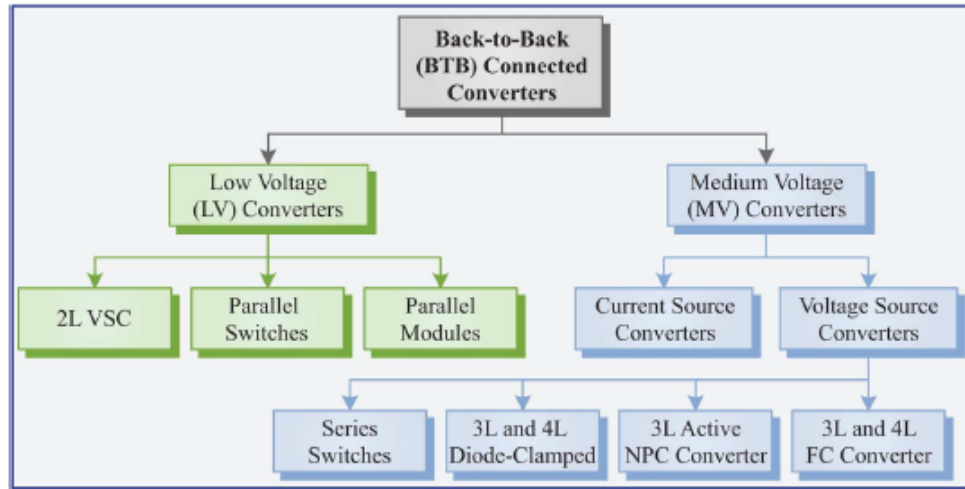


Figura 69. Clasificación de los convertidores *Back-to-Back* [53].

En este trabajo, explicaremos los convertidores *Back-To-Back* para baja tensión mediante fuentes de tensión controladas. En la Figura 70 se observan los convertidores conectados a la red incluyendo un condensador del lado de CC, un inversor trifásico y las impedancias en serie que conectan la salida del inversor a la red.

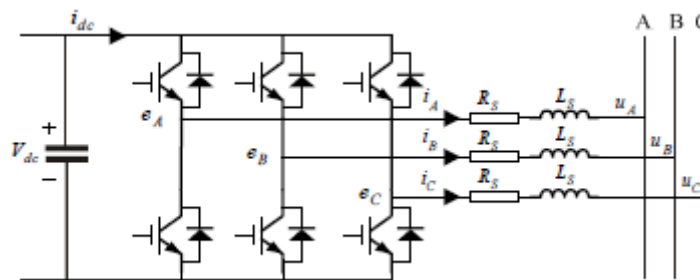


Figura 70. Convertidor del lado de la red [55].

Las ecuaciones de voltaje del circuito trifásico en estado estable; tomadas de [55], se pueden observar en la Ecuación (101) :

$$\begin{bmatrix} \frac{di_A}{dt} \\ \frac{di_B}{dt} \\ \frac{di_C}{dt} \end{bmatrix} = -\frac{R_S}{L_S} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} + \frac{1}{L_S} \begin{bmatrix} e_A - u_A \\ e_B - u_B \\ e_C - u_C \end{bmatrix} \quad (101)$$

Aplicando la transformación de Park, las anteriores ecuaciones quedarán en términos de ejes de sincronismo (eje directo y de cuadratura) así:

$$\begin{bmatrix} \frac{di_d}{dt} \\ \frac{di_q}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{R_S}{L_S} & \omega \\ -\omega & -\frac{R_S}{L_S} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L_S} \begin{bmatrix} e_d - u_d \\ e_q - u_q \end{bmatrix} \quad (102)$$

Si el eje d está orientado en la dirección del vector de voltaje de red como se muestra en la Figura 71, entonces la tensión del eje de cuadratura será cero ($U_q = 0$), y la tensión del eje directo (U_d) será muy cercana a la tensión del sistema [55]: En la Figura 71, se puede observar el diagrama vectorial que explica esto.

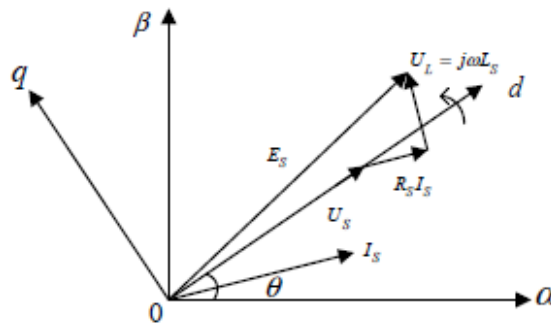


Figura 71. Descripción de la orientación de los vectores de tensión de la red [55].

Luego las ecuaciones (102) podrían simplificarse así:

$$\begin{cases} L_S \frac{di_d}{dt} + R_S i_d = e_d - |U_S| - \omega L i_q \\ L_S \frac{di_q}{dt} + R_S i_q = e_q - \omega L i_d \end{cases} \quad (103)$$

También se sabe que i_d e i_q son las corrientes que permiten generar la potencia activa y potencia reactiva respectivamente; por lo tanto, pueden ser controladas de manera separada, asumiendo el voltaje de salida desde el inversor en el marco de referencia sincrónico se obtiene:

$$\begin{cases} e_d = e'_d + |U_S| - \omega L i_q \\ e_q = e'_q + \omega L i_d \end{cases} \quad (104)$$

Reorganizando las expresiones anteriores, se encuentra qué:

$$\begin{cases} L_S \frac{di_d}{dt} + R_S i_d = e'_d \\ L_S \frac{di_q}{dt} + R_S i_q = e'_q \end{cases} \quad (105)$$

Y las tensiones e'_d y e'_q se pueden completar de la siguiente manera:

$$\begin{cases} e'_d = K_P (i_d^* - i_d) + K_I \int (i_d^* - i_d) dt \\ e'_q = K_P (i_q^* - i_q) + K_I \int (i_q^* - i_q) dt \end{cases} \quad (106)$$

Además, en el marco de referencia síncrono, la potencia instantánea viene dada por:

$$P = 3(u_d i_q + u_q i_d) / 2 \quad (107)$$

Cuando se adopta el control de orientación del vector de voltaje de red, las ecuaciones de potencia activa y potencia reactiva pueden ser simplificadas como se muestra a continuación:

$$P = 3|U_S| i_d / 2, \quad Q = 3|U_S| i_q / 2 \quad (108)$$

La Figura 72 muestra el diagrama de bloques de control del convertidor del lado de la red basado en el algoritmo anterior.

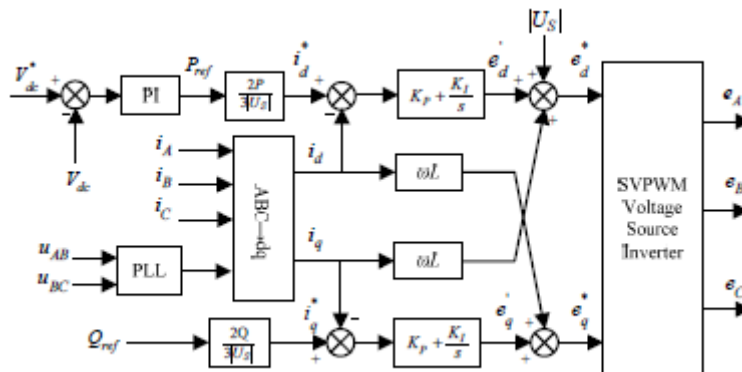


Figura 72. Esquema de bloques del control para el convertidor del lado de la red. [55]

En la Figura 73, se muestra la etapa de potencia del convertidor CD-AC VSC realizado en

PSCAD para este modelo. En esta gráfica se observa como el convertidor está acoplado al convertidor *CD-CD Buck*, tal como se había mencionado antes.

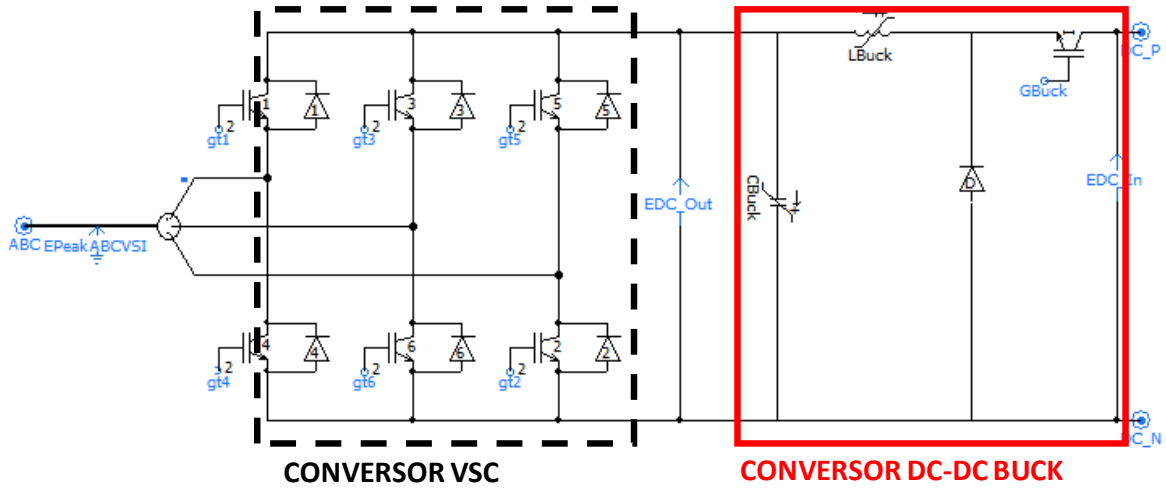


Figura 73. Circuito de potencia del convertor VSC implementado en PSCAD.

Tomando como base lo establecido en [59]; se realizó la modelación del control del VSC. En la Figura 74, se muestra un módulo incluido en el PSCAD que; con algunos ajustes, se utilizó para la realización de este modelo. Este sistema de control se encarga de regular el voltaje de la barra de DC (*DC-LINK*) y el voltaje de AC (V_{ac}), que se conectará a la red, teniendo como una tensión de 1 pu.

Todas las ecuaciones del sistema de control se implementaron en ocho (8) etapas, las cuales se muestran a continuación y cuya explicación detallada está fuera del alcance de este trabajo:

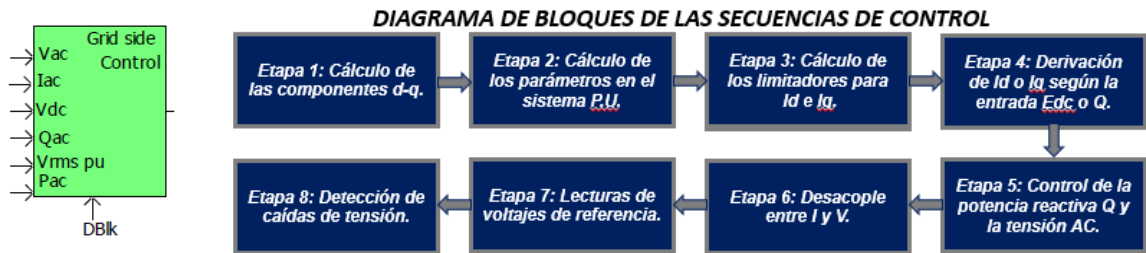


Figura 74. Control del VSC obtenido del PSCAD [59].

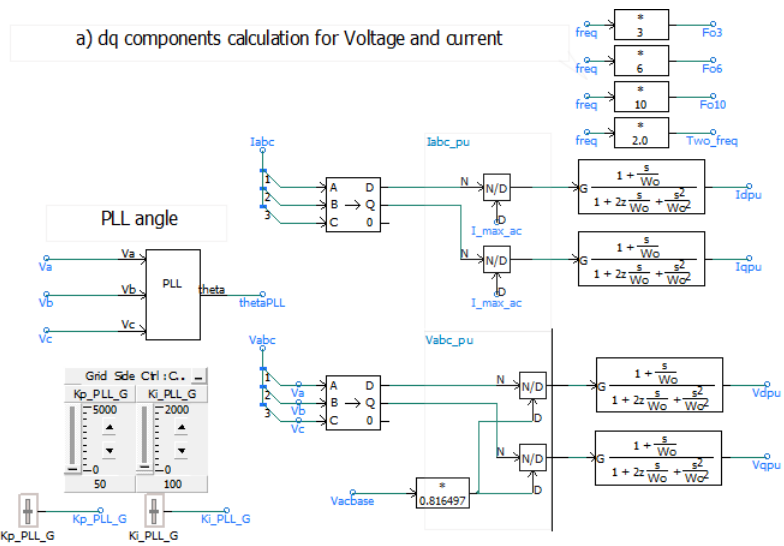


Figura 75. Etapa 1: Cálculo de las componentes d-q para las tensiones y corrientes.

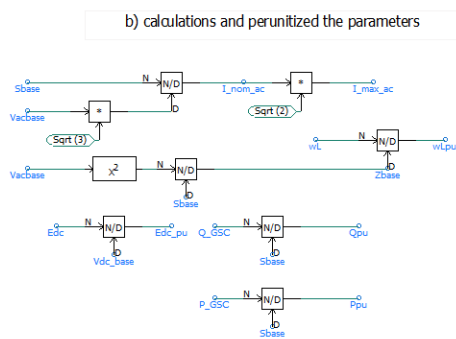


Figura 76. Etapa 2: Cálculo de los parámetros en el sistema P.U.

c) Update Id/Iq Current Limitations based on P/Q Priority

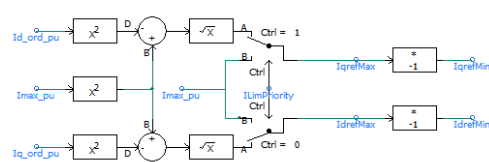


Figura 77. Etapa 3: Cálculo de los limitadores para Id e Iq.

d) Derivation of Id_ord and Iq_ord based on dc voltage (Edc) and reactive power (Q)

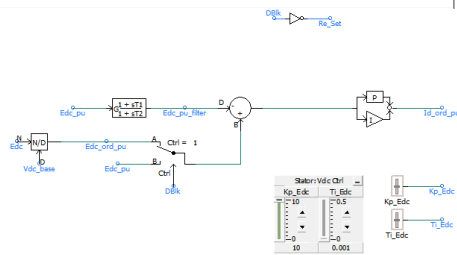


Figura 78. Etapa 4: Derivación de Id o Iq según la entrada Edc o Q.

e) reactive power and AC voltage controllers with fault ride through capability

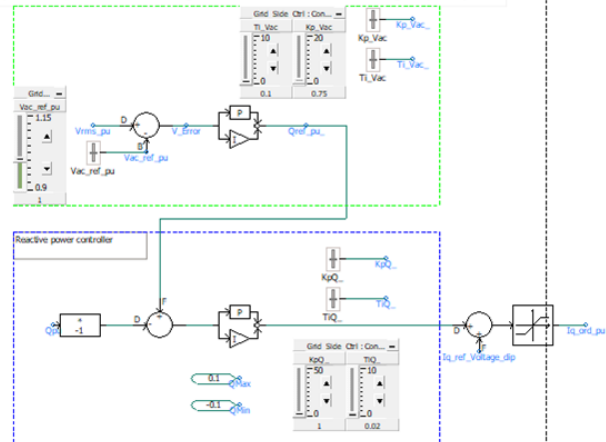


Figura 79. Etapa 5: Potencia reactiva Q y la tensión AC.

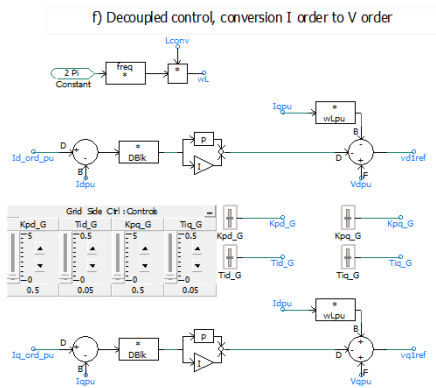


Figura 80. Etapas 6: Desacople entre I y V.

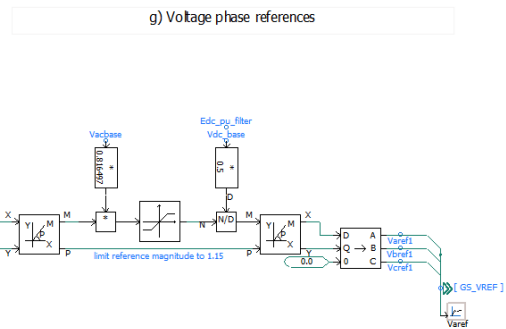


Figura 81. Etapa 7: Voltajes de referencia.

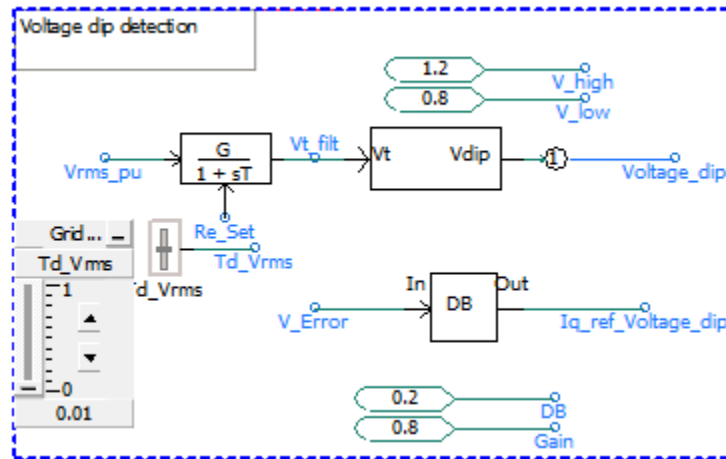


Figura 82. Etapa 8: Detección de caídas de tensión.

4.6 COMPONENTE DE MULTIPLICACIÓN

Para completar el modelo, después de analizar el comportamiento eléctrico de un grupo Turbina Hidrocinética – Generador, será interesante responder a la pregunta: ¿Qué sucederá si en lugar de un grupo, se tienen n grupos de características técnicas similares? ¿Cuál será el impacto en la red?

Con el objetivo de resolver a esas y otras preguntas, aprovechando los módulos previamente fabricados por el PSCADTM [59], para efectos de implementar el modelo, se utilizó un módulo de multiplicación de potencia, el cual es una representación equivalente de un grupo mayor de turbinas hidrocinéticas idénticas. Esta metodología fue tomada de [59], [60].

Para explicar el desarrollo matemático se considerará la conexión de cuatro generadores

paralelos con las mismas características técnicas conectadas al mismo nodo, tal como se puede observar en la Figura 83. Este desarrollo considera las siguientes suposiciones:

- Cada ramal tiene una impedancia única y está conectada a una sola turbina hidrocínética.
- Las impedancias del transformador para cada turbina son Z_{T1} , Z_{T2} , Z_{T3} , Z_{T4} , respectivamente
- Cada turbina tiene su propio transformador con características técnicas iguales entre ellas.
- Cada turbina se encuentra en operación normal generando su máxima potencia.

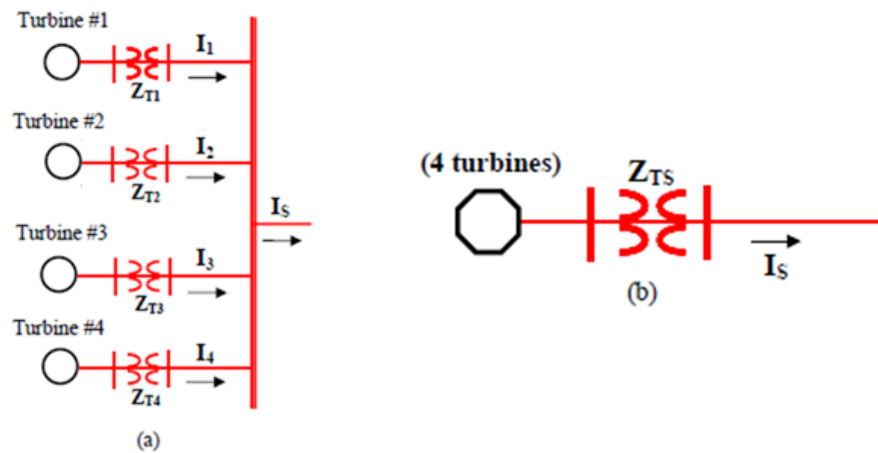


Figura 83. Equivalente de una conexión en paralelo de cuatro turbinas de igual tamaño [60].

En ese orden de ideas, se considera un circuito equivalente para la línea de transmisión que interconectará las centrales con los centros de carga y debido a la naturaleza capacitiva genera potencia reactiva que es proporcional al cuadrado del voltaje a través de ellos. Sí se considera que el voltaje de la barra está cerca de la unidad en condiciones normales, la representación de la derivación B puede considerarse como la suma de todas las derivaciones en la red de sistemas de energía. Tal como se observa en la Figura 84.

$$B_{tot} = \sum_{i=1}^n B_i \quad (109)$$

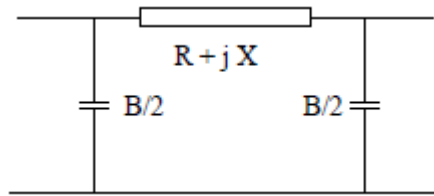


Figura 84. Circuito equivalente de la línea. [60].

Para cada una de las turbinas se deberá hallar la caída de tensión en su respectivo transformador. Sabiendo que S_1 e I_1 son la potencia aparente y la corriente nominal de la turbina uno y como se asume que todas producen potencia con un factor de potencia muy cercano a la unidad, la caída de voltaje se puede calcular como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}\Delta V_{ZT1} &= I_1 Z_1 \\ &= (S_1/V) Z_1 \\ &= P_1 Z_1/V\end{aligned}\quad (110)$$

$$\Delta V_{ZT2} = (P_2/V) Z_2 \quad (111)$$

$$\Delta V_{ZT3} = P_3 Z_3/V \quad (112)$$

$$\Delta V_{ZT4} = P_4 Z_4/V \quad (113)$$

$$\begin{aligned}\Delta V_{ZTS} &= \{(P_1+P_2+P_3+P_4)/V\} Z_{TS} \\ &= \{(P_1+P_2+P_3+P_4)/V\} Z_{TS}\end{aligned}\quad (114)$$

De acuerdo con la ecuación (114), la caída de tensión total es igual a la suma de las potencias de cada una de las turbinas, divididas por el nivel de tensión y multiplicadas por una impedancia total del transformador que deberá ser estimada o calculada. Para este caso, la impedancia que se asumió fue de 2,5%.

Las pérdidas de potencia en cada uno de los transformadores se calculan como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}S_{Z1} &= \Delta V_{ZT1} I_1^* \\ &= P_1 Z_{T1}/V (P_1/V)^* \\ &= P_1 Z_{T1} P_1 / (V V)^* \\ &= P_1^2 Z_{T1}/V^2\end{aligned}\quad (115)$$

Ecuaciones para encontrar la equivalencia de la conexión en paralelo de cuatro turbinas de diferentes tamaños

$$= \{P_{Tot}/V\} Z_{TS} \quad (116)$$

$$S_{Z2} = P_2^2 Z_{T2}/V^2 \quad (117)$$

$$S_{Z3} = P_3^2 Z_{T3}/V^2$$

$$S_{Z4} = P_4^2 Z_{T4}/V^2$$

La pérdida total es:

$$\begin{aligned} S_{ZS} &= \Delta V_{ZTS} I_S^* \\ &= P_{Tot}^2 Z_{TS}/V^2 \end{aligned} \quad (118)$$

Por sustitución, derivamos las siguientes ecuaciones:

$$\frac{P_{Tot}^2 Z_{TS}}{V^2} = \frac{P_1^2 Z_{T1}}{V^2} + \frac{P_2^2 Z_{T2}}{V^2} + \frac{P_3^2 Z_{T3}}{V^2} + \frac{P_4^2 Z_{T4}}{V^2} \quad (119)$$

Generalizando, se puede escribir la expresión como:

$$Z_{TS} = \frac{\sum_{m=1}^n P_m^2 Z_{Tm}}{\sum_{m=1}^n P_m^2} \quad (120)$$

En la Figura 85, se muestra el componente que permite hacer la multiplicación de potencia, representando una batería de turbinas hidrocínéticas, todas de iguales características técnicas y todas entregando potencia.

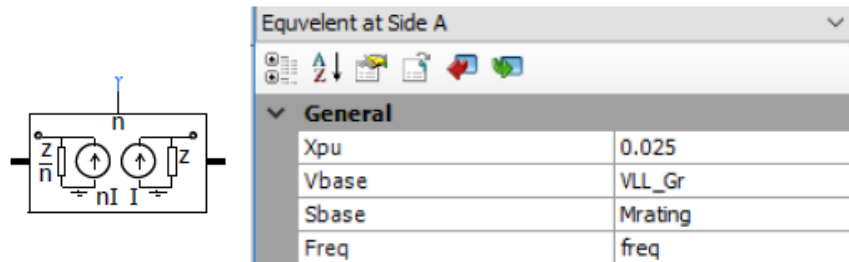


Figura 85. Componente para hacer la simulación de N turbinas.

También se debe considerar el componente multiplicador cuando se trata de potencia

reactiva, pues se modela de manera similar a una línea de transmisión con el paso del tiempo de simulación (dt). El valor equivalente del capacitor (C) se puede calcular para este componente en [59]:

$$C = dt/Z_c \quad (121)$$

Donde dt y Z_c son pasos de tiempo de simulación y la impedancia de características equivalente. La impedancia equivalente se puede calcular como:

$$Z_c = \sqrt{L/C} \quad (122)$$

Para minimizar el efecto del inductor en serie en el componente multiplicador, se puede usar parte de la reactancia de fuga del transformador de conexión o cables interconectados y líneas de transmisión. Se puede usar una resistencia de amortiguación en paralelo a este componente para amortiguar la inestabilidad numérica.

4.7 PERSPECTIVA GENERAL DEL MODELO

El modelado dinámico de todo el sistema se presenta en esta sección. El sistema consta de un generador de imanes permanente, un rectificador trifásico, un convertidor *CC Boost-CC Buck* y un inversor *CC-CA*. En la Figura 86 se puede observar la simulación completa. En esta simulación se consideró los parámetros del sistema que muestran en la Tabla 14.

Tabla 14. Parámetros del sistema.

Variable	Valor	Unidad
Tensión de operación del generador	0,127	[kV]
Potencia del generador	1 / (2000)	p.u / [W]
Tensión de la barra de DC	0,2	[kV]
Tensión de baja tensión	0,127	[kV]
Tensión de la red de interconexión	1,5	[kV]
Longitud del cable aislado	2	[km]
Longitud de la red aérea	2	[km]

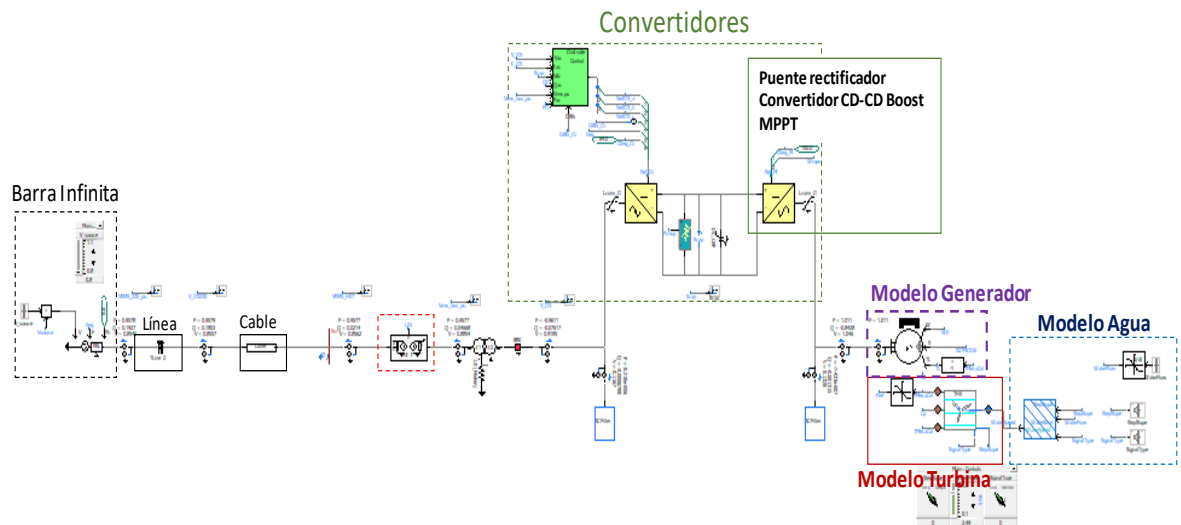


Figura 86. Simulación completa.

4.7.1 TORQUE Y VELOCIDAD

En la Figura 87 se presenta el torque electromagnético del generador y la posición del rotor, entre tanto, en la Figura 88 se observa la velocidad sincrónica de la máquina.

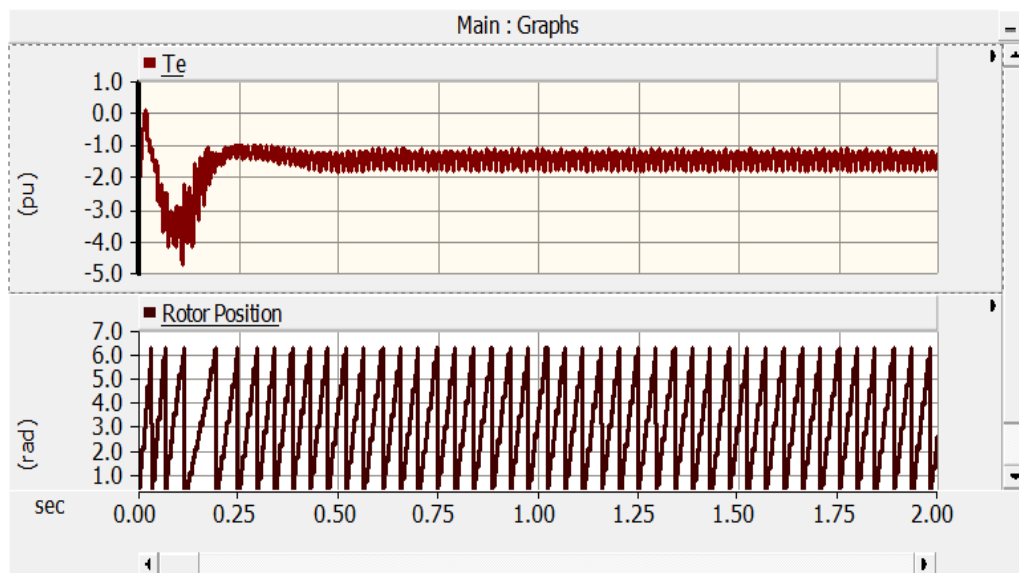


Figura 87. Torque electromagnético y posición del rotor.

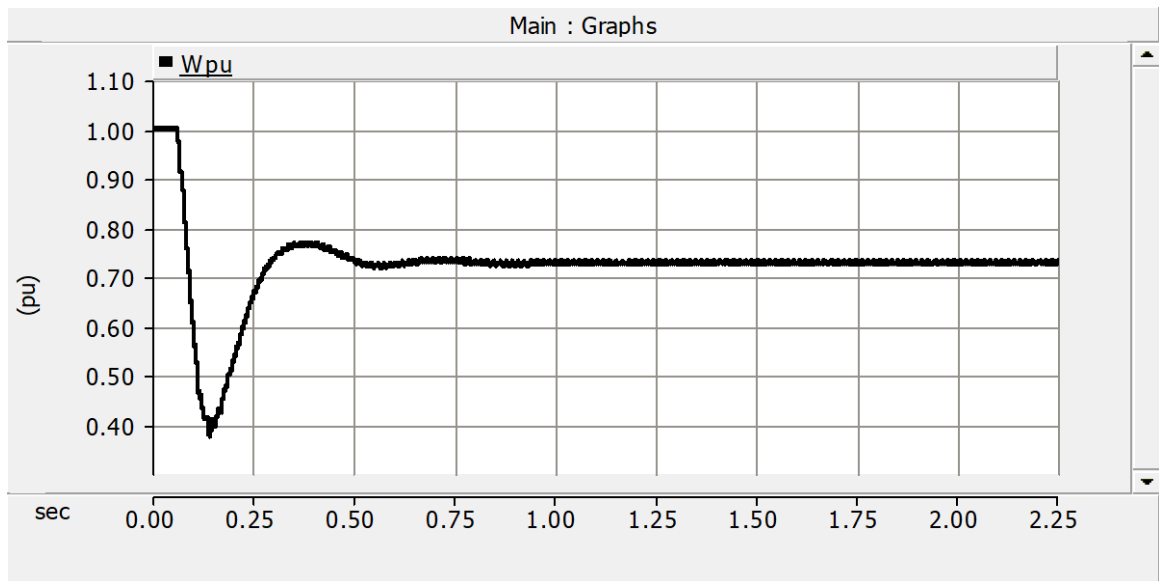


Figura 88. Velocidad de la máquina.

4.7.2 VOLTAJE Y POTENCIA GENERADA

En la Figura 89 se observa como la tensión del generador, después del transitorio inicial, llega a un valor de 1 p.u. De otro lado, en la Figura 90 se observa como el generador va aumentando su carga hasta llegar a una potencia nominal de 2 kW o 1 p.u.

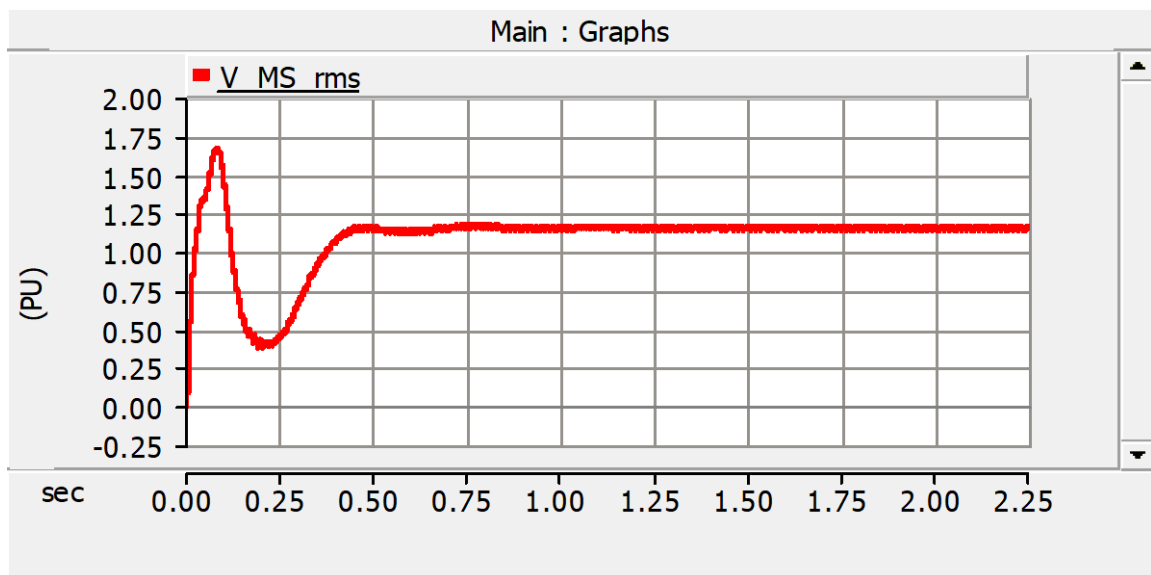


Figura 89. Tensión RMS en el generador (p.u).

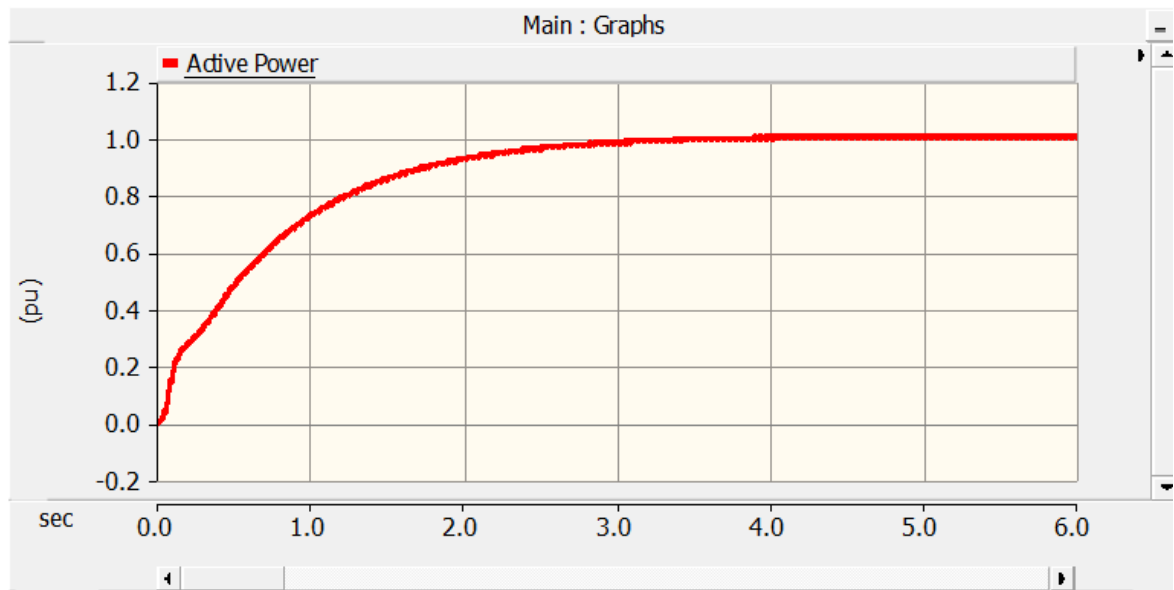


Figura 90. Potencia generada en el lado emisor (p.u).

4.7.3 TENSIÓN DEL ENLACE DC (*DC-LINK*)

De la Figura 91, se muestra cómo la tensión de la barra de corriente directa llega a los 200 voltios. Este valor que se encuentra un 35% por encima del valor de tensión esperada para un rectificador trifásico. Esto se explica por la acción del convertidor Boost que incrementa la tensión DC-DC para garantizar la máxima transferencia de potencia.

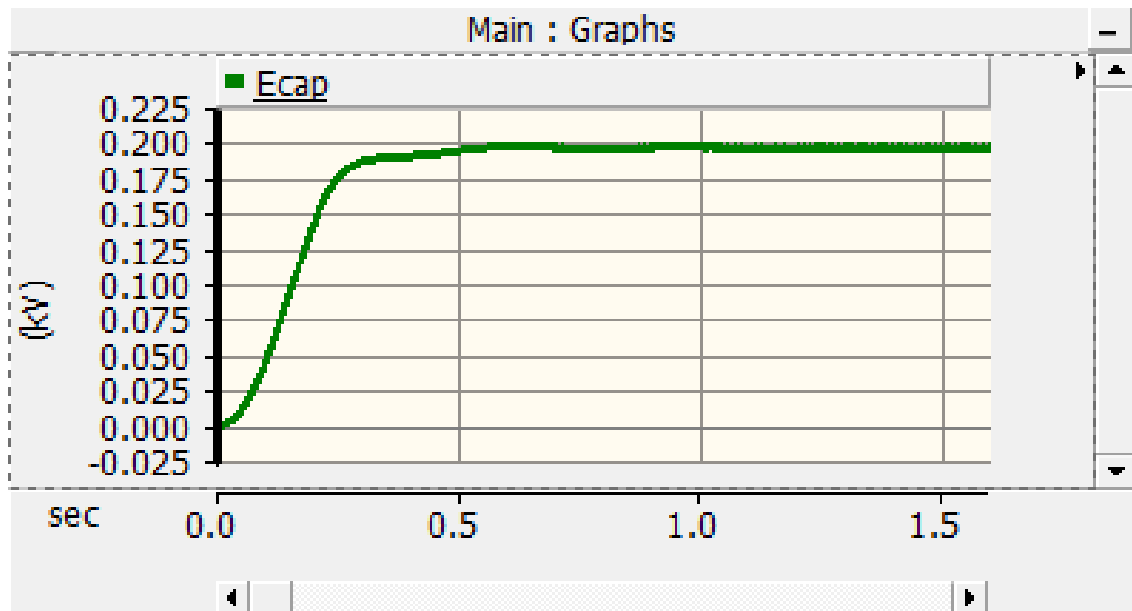


Figura 91. Tensión de la barra DC (*DC-LINK*).

4.7.4 PERFIL DE TENSIONES Y POTENCIA GENERADA VS LA RECIBIDA POR LA RED

Después del transitorio que se observa al comienzo de la simulación, la tensión en cada una de las barras y nodos del sistema llega a 0,89 p.u. Valor que muestra una mejora sustancial respecto a la tensión operativa inicial de la red eléctrica que es de 0,8 p.u. El perfil de tensiones RMS se puede ver en la Figura 92.

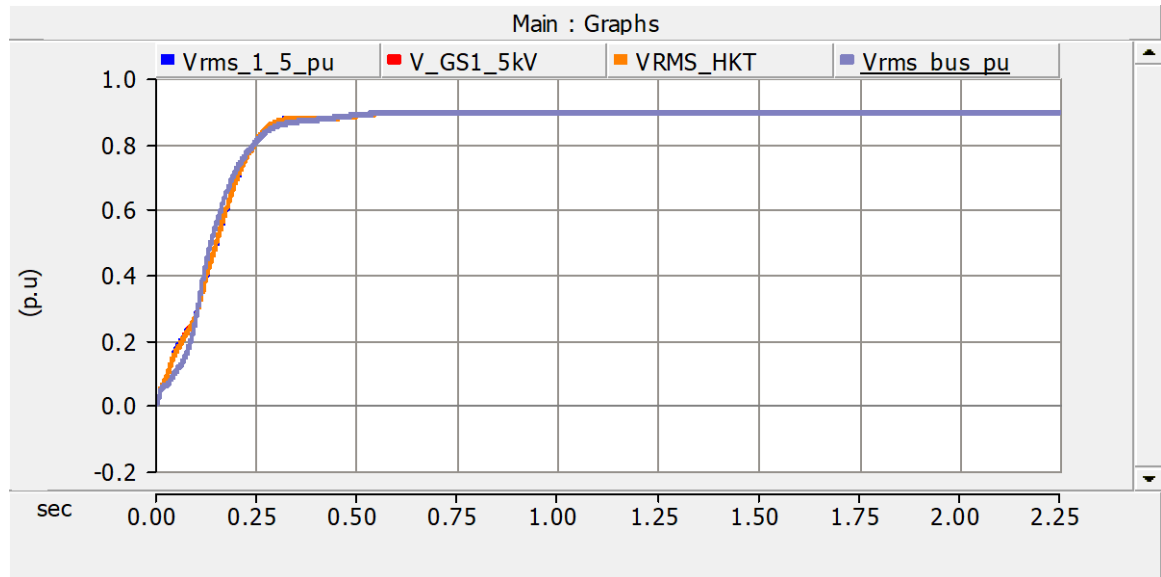


Figura 92. Perfil de tensiones a lo largo del sistema.

Por otro lado, en la Figura 93 se observa la potencia del lado del generador (color rojo) y del lado del sistema (color verde). En ambos casos se observa como de manera controlada la potencia llega a 1 p.u (2 kW) en un tiempo cercano a los 4 segundos. En ese mismo sentido, en Figura 94, se observa el intercambio de potencia reactiva de todo el sistema, en la que se percibe como el generador de imanes permanentes es un consumidor de reactiva, la cual es suministrada por capacitor del enlace de corriente directa.

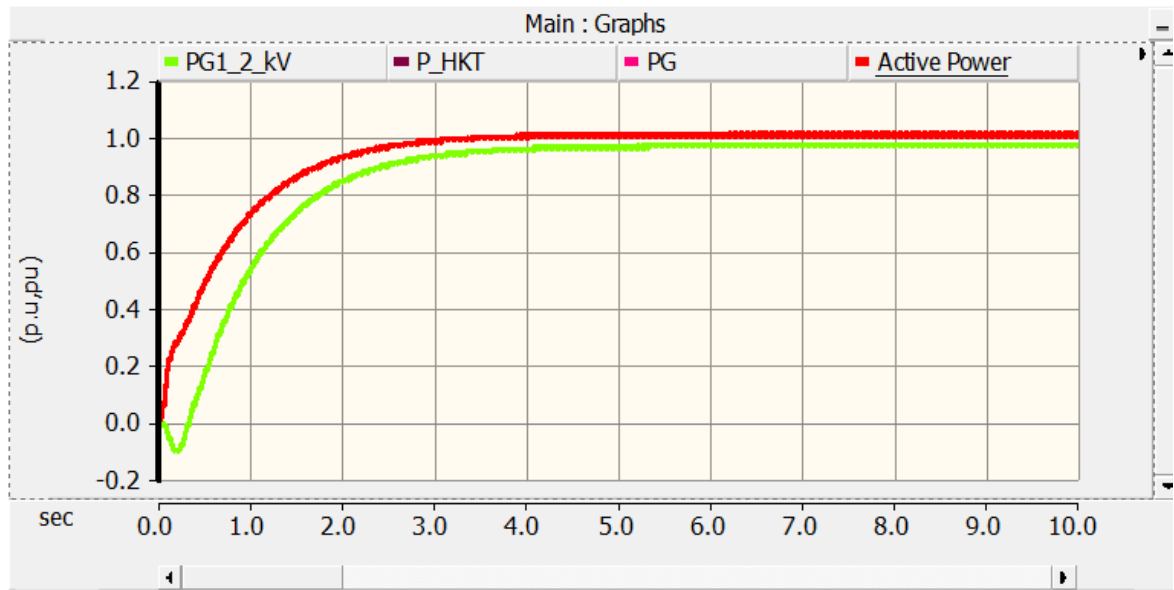


Figura 93. Potencia activa (P.U) en el lado emisor y el lado receptor.

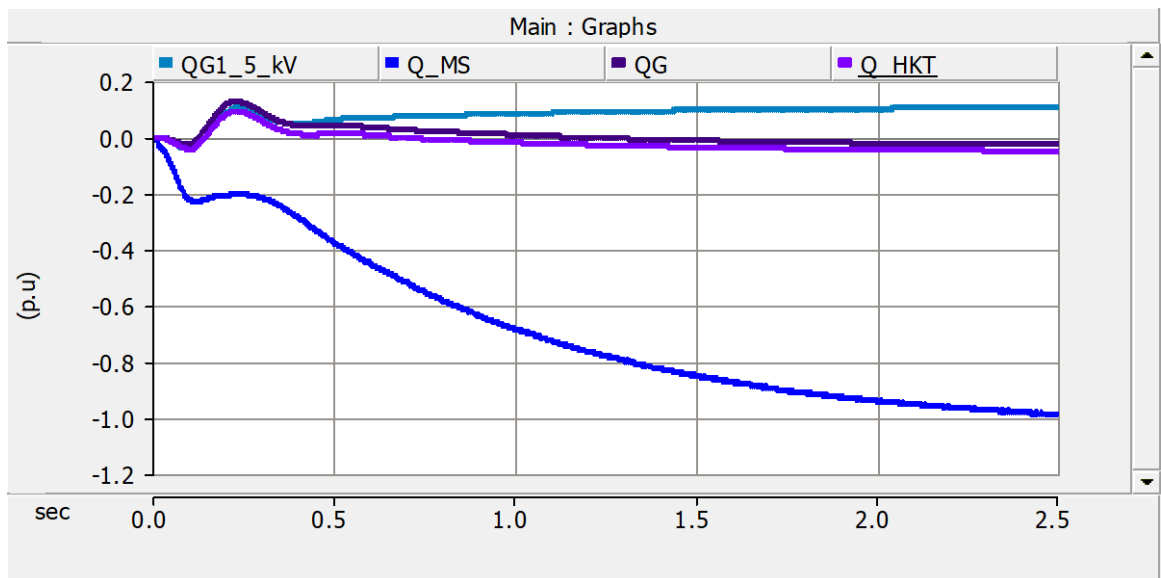


Figura 94. Potencia Reactiva (P.U) a lo largo de cada uno de los nodos del sistema.

Con las simulaciones sobre el modelo propuesto por el circuito del convertidor de electrónica de potencia compuesto por un rectificador trifásico AC-DC, un convertidor CC-CC *Boost-Buck* y un convertidos VSC basado en PWM, se logró obtener la mejor conexión eléctrica del grupo turbina generador a la red de 60 Hz compuesta por una barra infinita, además se logró simular la estrategia de control de los convertidores para maximizar la potencia generada implementando en el convertidor Boost un control adicional de *MPPT*. De esta manera se cumplen con dos de los objetivos específicos planteados para esta fase

En el próximo capítulo se analizará con mayor detalle la interacción del modelo del grupo de turbina hidrocínética y el generador con una microrred tipo CIGRÉ.

5 SIMULACIÓN DEL MODELO LA TURBINA HIDROKINÉTICA Y EL GENERADOR DE IMANES PERMANENTES CONECTADOS A UNA MICRORRED TIPO CIGRÉ

Después de realizar el modelo y la simulación del comportamiento de la turbina hidrocínética y el generador de imanes permanentes conectados a una barra infinita en forma radial, surge la necesidad de evaluar el impacto que tiene este recurso energético en una microrred estándar.

Para este caso se seleccionó la red de baja tensión establecida por el CIGRÉ en su documento técnico TF C6.04.02: “*Computational tools and techniques for analysis, design and validation of distributed generation systems*”, el cuál de manera resumida se muestra en [61].

La red de referencia mantiene las principales características técnicas de una red del típico servicio público, aunque mucho más simple y sencilla, facilitando su modelado y simulación. Esta red consta de un punto de conexión; o barra infinita a 20 kV con un transformador de 400 kVA, de la cual se desprende un alimentador de 0,4 kV y 280 metros de longitud es su ramal principal (Ver Figura 96).

El alimentador principal es una línea aérea que sirve a un área residencial suburbana con un número limitado de consumidores conectados a lo largo de su longitud; esta línea se divide en secciones de 35 metros entre postes con el neutro aterrizado cada 70 m. En la Figura 96 se muestra la descripción detallada de la red eléctrica que se utilizará como referencia para ver el comportamiento de la conexión de la turbina hidrocínética.

Aunque esta red, en su forma de *Smartgrid*, utiliza múltiples fuentes de energía como paneles solares, microturbinas de generación, turbinas eólicas y celdas de combustible entre otras, con sus respectivos e individuales modelos y lazos de control; para este caso, esos recursos energéticos fueron eliminados, pues sus conceptos están más allá del alcance de este trabajo y solo se consideró la conexión del modelo de la turbina hidrocínética y el generador como el único recurso de generación distribuida conectado a esta red.

5.1 PARÁMETROS DE CONDUCTORES Y VALORES DE LAS CARGAS.

En ese sentido, la red planteada por el *CIGRÉ* considera en cada uno de los centros de consumos, cargas monofásicas y trifásicas para representar mejor el desbalance de cargas típico que se presenta en las redes reales, con una curva de carga horaria para establecer estrategias de manejo de la demanda.

Para efectos de esta simulación, se consideraron todas las cargas trifásicas balanceadas en un escenario de demanda máxima tomadas de [61]. En la Tabla 15, se presentan los valores de potencia de cada una de las cargas consideradas dentro de la simulación.

Tabla 15. Cargas utilizadas para simular la microrred.

Valores de cargas				
Nombre Carga	S [MVA]	F.P	P [MW]	Q [MVAR]
VBus2_70m	0,015	0,850	0,013	0,008
VBus3_105m	0,072	0,850	0,061	0,038
VBus4_175m	0,055	0,850	0,047	0,029
VBus5_280m	0,015	0,850	0,013	0,008
VBus6_315m	0,047	0,850	0,040	0,025
Total	0,204	--	0,173	0,107

Los parámetros de secuencia positiva y cero de los cables utilizados para modelar el ramal principal de la red se presentan en la Tabla 16.

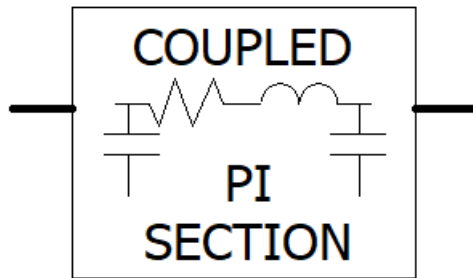
Tabla 16. Parámetros de los cables.

	Tipo de línea	R _{ph}	X _{ph}	R _{neutral}	R ₀	X ₀
		(Ω/km)	(Ω/km)	(Ω/km)	(Ω/km)	(Ω/km)
1	OL - Twisted cable 4x120 mm ² Al	0,2840	0,0830	--	1,1360	0,4170
2	OL - Twisted cable 3x70 mm ² Al + 54.6 mm ² AAAC	0,4970	0,086	0,6300	2,3870	0,4470
3	OL - Al conductors 4x50 mm ² equiv. Cu	0,3970	0,2790	--	--	--
4	OL - Al conductors 4x35 mm ² equiv. Cu	0,5740	0,2940	--	--	--
5	OL - Al conductors 4x16 mm ² equiv. Cu	1,2180	0,3180	--	--	--
6	UL - 3x150 mm ² Al + 50 mm ² Cu	0,2640	0,0710	0,3870	--	--
7	SC - 4x6 mm ² Cu	3,6900	0,0940	--	13,6400	0,4720
8	SC - 4x16 mm ² Cu	1,3800	0,0820	--	5,5200	0,4180
9	SC - 4x25 mm ² Cu	0,0710	0,0810	--	3,4800	0,4090
10	SC - 3x50 mm ² Al + 35 mm ² Cu	0,8220	0,0770	0,5240	2,0400	0,4210
11	SC - 3x95 mm ² Al + 35 mm ² Cu	0,4100	0,0710	0,5240	--	--

OL: línea aérea, **UL:** línea subterránea, **SC:** conexión de servicio
(1): Resistencia óhmica a 50 oC de temperatura del conductor
(2): resistencia óhmica a temperatura de 90 oC
(3): resistencia óhmica a una temperatura de 70 oC para todos

El cable seleccionado es el número uno (1) y sus parámetros se ingresaron en el modelo

modelo *PI* o de parámetros concentrados que se muestra Figura 95. De otro lado, en la Figura 96, se muestra la red de referencia de baja tensión tipo *CIGRÉ* que se seleccionó para realizar la validación del comportamiento de la turbina hidrocíntrica, mientras que en la Figura 97, se muestra la red modificada considerada dentro de la simulación en *PSCAD*, en la que se incluye la inyección de potencia de la máquina bajo análisis.



Coupled PI Section	
R, Xi, Xc Data [ohm]	
Positive Sequence	
+ve Sequence Resistance	0.000284 [ohm/m]
+ve Sequence Inductive Reactance	0.000083 [ohm/m]
+ve Sequence Capacitive Reactance	1 [Mohm*m]
Zero Sequence	
Zero Sequence Resistance	0.001136 [ohm/m]
Zero Sequence Inductive Reactance	0.000417 [ohm/m]
Zero Sequence Capacitive Reactance	2 [Mohm*m]
Positive Sequence	

Figura 95. Parámetros de la línea modelada.

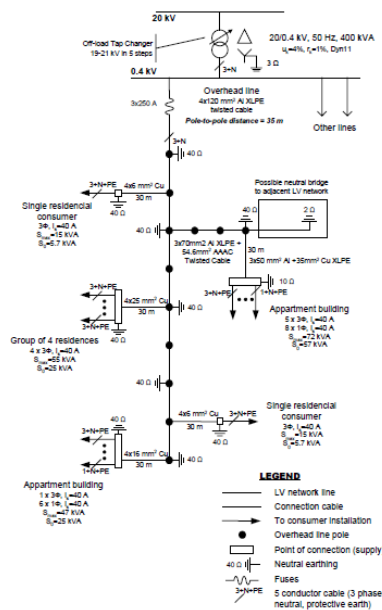


Figura 96. Red eléctrica de referencia tipo *CIGRÉ* de baja tensión en su forma estándar ("no microgrid").

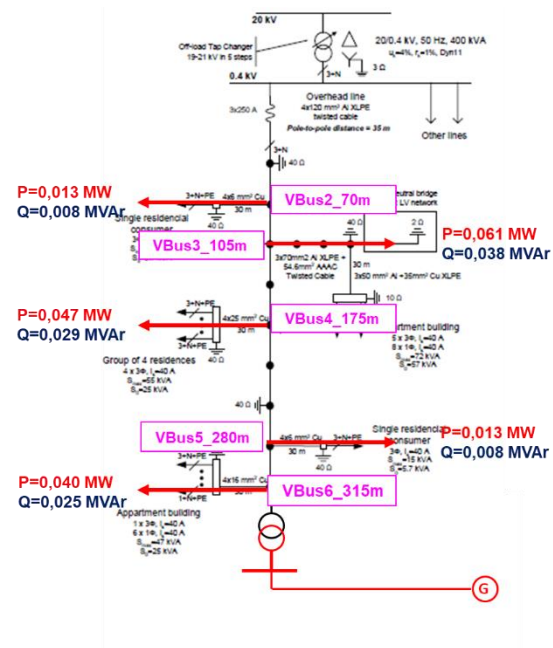


Figura 97. Red considerada para simulación en *PSCAD*.

5.2 CASOS DE SIMULACIÓN

Con el objetivo de observar el impacto en la red eléctrica del modelo, se realizaron tres casos de simulación. Para cada caso se midió la tensión en el punto de conexión de las cargas y la potencia a la entrada de cada una de las líneas. Las simulaciones consideradas son:

- **Caso 1- Caso Base:** En este escenario se modeló la red de baja tensión a 400 V, sin el aporte del modelo desarrollado. Se consideró la conexión a la subestación principal de 0,4 kV, que actúa como una barra infinita y como una suposición académica se supuso que su nivel de tensión operativo es de 0,8 p.u (0,32 kV).
- **Caso 2- Conexión de la turbina de 2 kW:** En este escenario se conectó a la red la turbina de 2 kW originalmente modelada. La interconexión se realizó mediante un cable subterráneo de 2 km y una línea aérea de 2,3 km. Para esta simulación no se consideró ningún tipo de factor multiplicador para representar un mayor número de máquinas.
- **Caso 3 - Conexión de la turbina de 60 kW:** En este escenario, a nivel topológico, es igual al caso 2, sin embargo, aquí se conectó a la red la turbina de 60 kW; la cual se obtiene, utilizando un factor multiplicado de 30, que representa la operación en paralelo de 30 máquinas de 2 kW cada una generando en forma simultánea.

5.2.1 RESULTADOS DEL CASO 1 -CASO BASE

En la Figura 98, se observa la red simulada y los resultados numéricos obtenidos, sin embargo, es una realidad fáctica que muchos resultados no sean posibles visualizarlos por la pérdida de resolución debido al gran tamaño del modelo. Para superar esa dificultad, en la Figura 99 se presentan los resultados de las tensiones en cada una de las barras del caso base, así como las potencias en cada uno de los segmentos de línea.

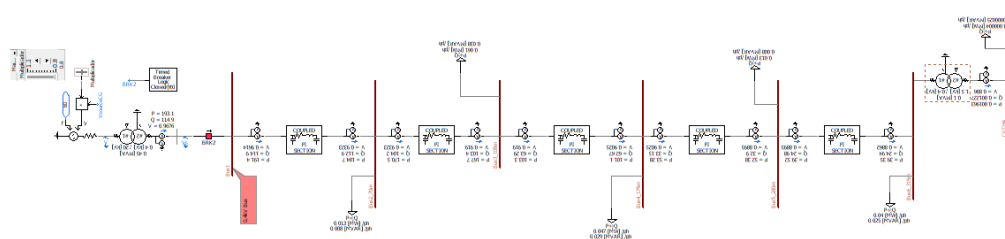


Figura 98. Simulación del caso base.

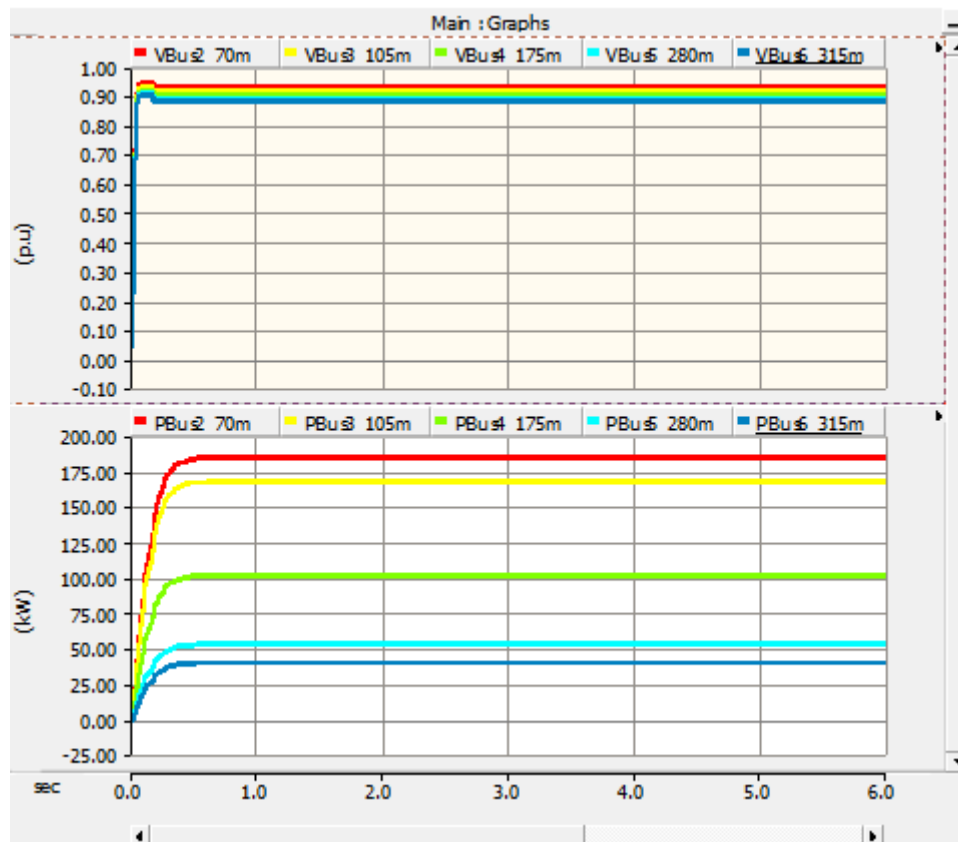


Figura 99. Tensiones en las barras y potencia en el ramal para el caso base.

Con respecto a las tensiones, se puede concluir que la barra con más bajo nivel de voltaje es la barra *VBus6_315m*, precisamente la barra más alejada del punto de conexión y en la que se hace más evidente la caída de tensión acumulativa de la red.

Esta barra tiene una tensión de $0,88 p.u.$, valor que está por fuera de lo exigido en el código de redes de la CREG, considerando, además, que es una de las barras con la carga más alta de todo el sistema. En la Tabla 17, se presentan los resultados de las tensiones en cada una de las barras para el caso base.

Tabla 17. Valores de las tensiones en p.u medidas en cada una de las barras para el caso base.

Caso	VBus2_70m	VBus3_105m	VBus4_175m	VBus5_280m	VBus6_315m
Caso Base	0,9323	0,9190	0,9025	0,9025	0,8862

Con respecto a la potencia que circula por cada uno de los segmentos de línea del ramal, en la Tabla 18, se presentan los valores de potencia activa en kilovatios para cada una de los tramos. Estos datos muestran; como es de esperarse, la potencia más alta se encuentra al inicio del ramal y la más baja es hacia el final de la red.

Según los datos de cargas mostrados en la Tabla 15, la potencia activa total del circuito es de 173 kW, mientras que, en los resultados de la simulación presentados, la potencia activa total es de 183, 05 kW y circula por el primer tramo de línea, el ramal *PBus2_70m*. Esta diferencia de 10 kW entre la carga y la suministrada por el sistema obedece a las pérdidas técnicas durante el proceso de distribución de energía.

Tabla 18. Potencia en cada una de las líneas para el caso base.

Caso	PBus2_70m	PBus3_105m	PBus4_175m	PBus5_280m	PBus6_315m
Caso Base	183,0560	166,0856	99,4507	50,6133	37,5503

5.2.2 RESULTADOS DEL CASO 2 - CONEXIÓN DE UNA TURBINA DE 2 kW

Los resultados del caso base mostraron que la barra más débil, por lo menos desde el punto de vista de tensión es la barra *VBus6_315m*. Por lo tanto, en este nodo se realizará la conexión del modelo simulado. En la Figura 100, se presenta la integración de la red *CIGRÉ* con el modelo de la turbina, la turbina hidrocinética, el generador de imanes permanentes y el sistema de control. Como se expuso antes, debido al tamaño del área de simulación, en la imagen mostrada exportada del software *PSCAD* será imposible identificar los resultados técnicos.

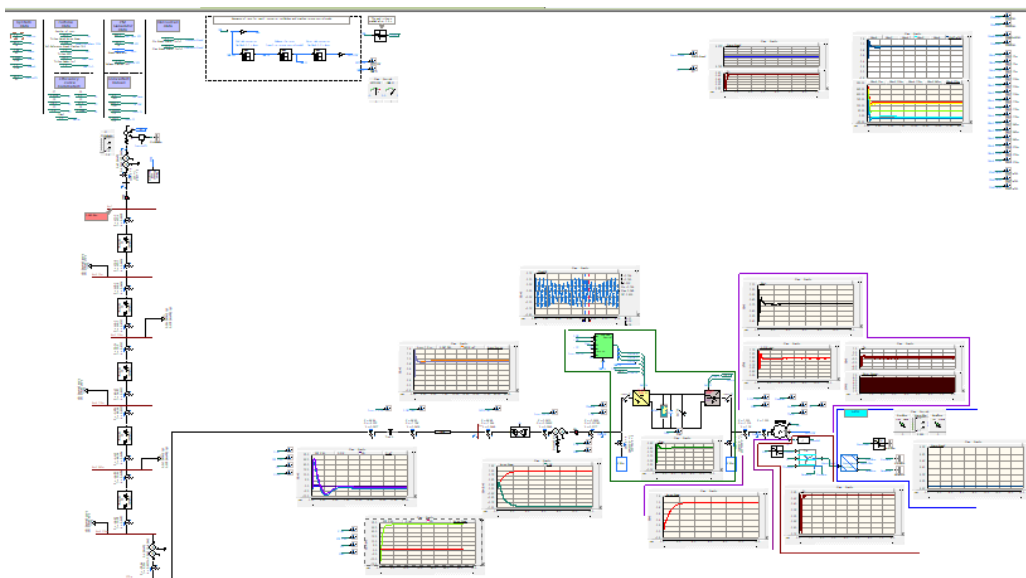


Figura 100. Modelo para el caso dos y para el caso tres.

Para superar esta dificultad visual, en la Figura 101, se muestra el perfil de tensiones obtenido, mientras que en la Figura 102 se observan la gráfica de la potencia de cada

segmento de línea con esta generación.

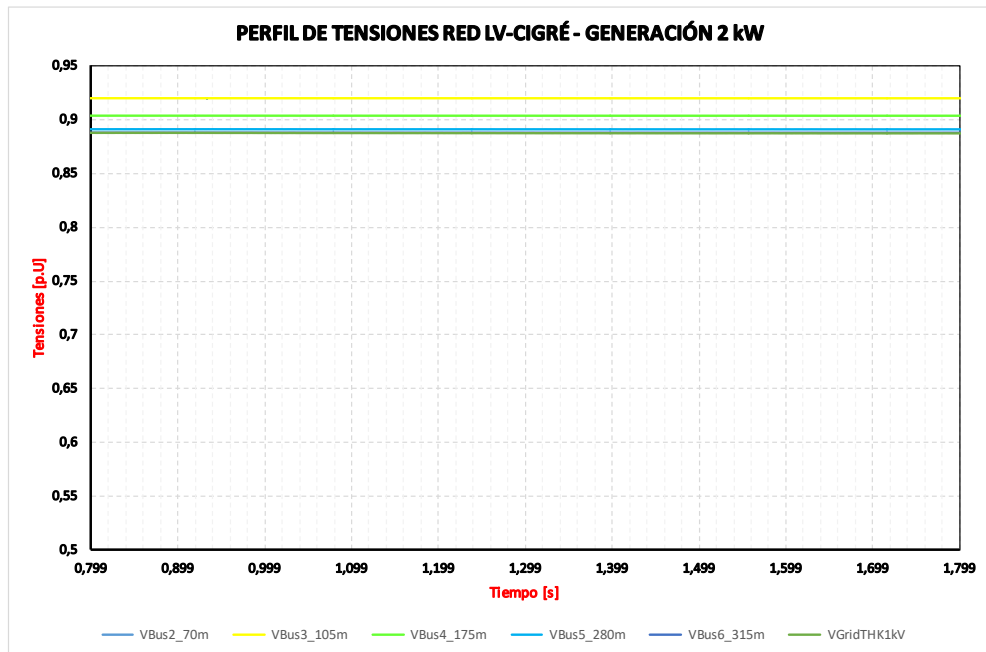


Figura 101. Perfil de tensiones para el caso 2.

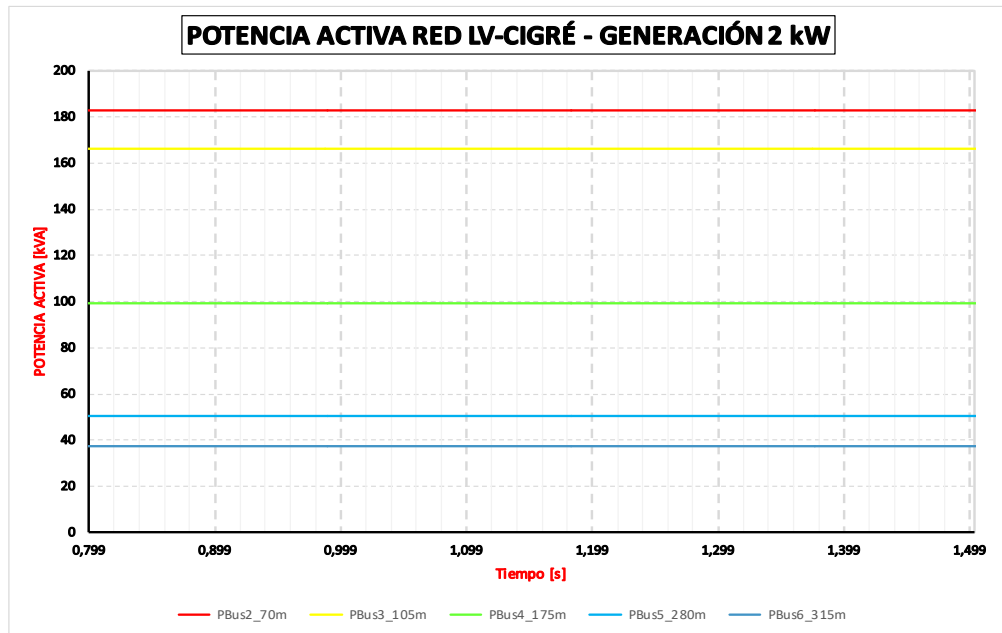


Figura 102. Potencias en cada una de las ramas del caso 2.

En ese sentido, en la Tabla 19 y la Tabla 20 se presentan; respectivamente, los datos de las tensiones y la potencia en cada línea.

Tabla 19. Resultados de tensiones en cada una de las barras para el caso 2.

Caso	VBus2_70m	VBus3_105m	VBus4_175m	VBus5_280m	VBus6_315m
Caso Generación 2 kW	0,9331	0,9199	0,9037	0,9037	0,8880

Tabla 20. Resultados de las potencias en cada segmento de línea del sistema para el caso 2.

Caso	PBus2_70m	PBus3_105m	PBus4_175m	PBus5_280m	PBus6_315m
Caso Generación 2 kW	183,0560	166,0856	99,4507	50,6133	37,5503

Al comparar estos resultados con respecto al caso base, se concluye que son iguales; es decir la generación de 2 kW no produce ninguna mejora en las variables eléctricas analizadas, por lo tanto, su efecto es imperceptible.

Esto es razonable, pues si la carga máxima del sistema es de 183 kW y la generación conectada es de solo 2 kW, lo que representa solo el 1,09% del total de la carga, es normal que no se presente ningún efecto y probablemente sea absorbido por las pérdidas técnicas del sistema.

5.2.3 RESULTADOS DEL CASO 3 -CONEXIÓN DE UNA TURBINA DE 60 KW

Para buscar un impacto mayor de la turbina hidráulica en la red, aprovechando la opción de multiplicación de potencia que se desarrolló en el modelo, se buscó aumentar la generación de 2 kW a 60 kW simulando el efecto de 30 máquinas operando en paralelo. Por facilidad de la simulación, la potencia generada se consideró en p.u y en la Figura 103 se observa, en color rojo, la potencia generada por la turbina y la potencia entregada al sistema en la barra *VBus6_315m*; en color verde.

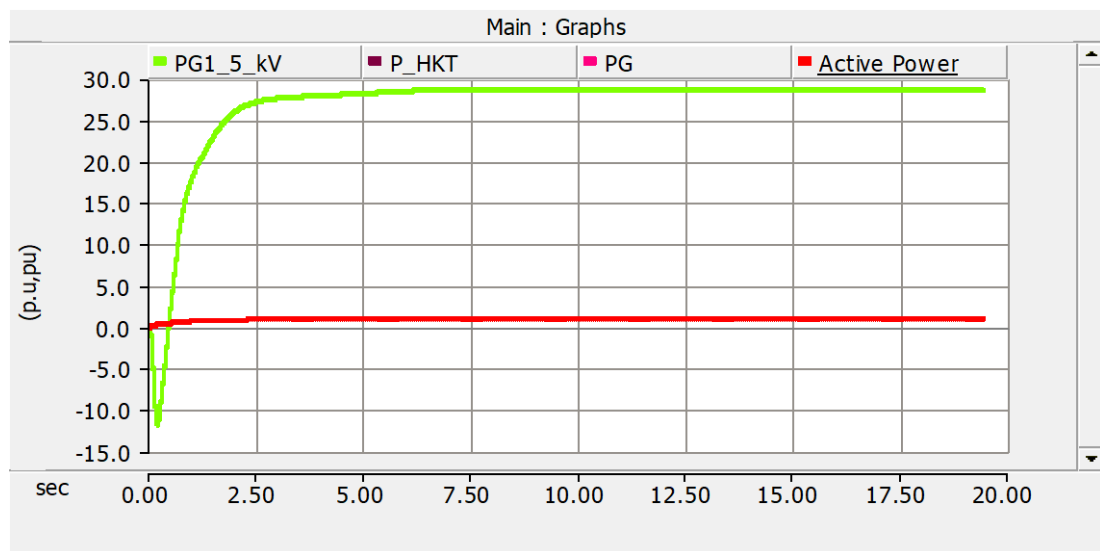


Figura 103. Potencia en p.u generada por la turbina y la recibida por el sistema para el caso 3.

En la Tabla 21 se presenta los valores de las tensiones en cada barra de este caso. Estos datos permiten ver como la tensión se mejora de manera considerable en la barra *VBus6_315m*, pasando de 0,88 p.u a 0,9144 p.u, aumentando cerca del 2,8%.

Una situación similar ocurre en las barras *VBus4_175m* y *VBus5_280m*, donde la tensión aumenta en promedio un 1,5%. Esto sin duda, será un benéfico para la red, pues en estas barras se concentra el 57% de la carga total del circuito.

Tabla 21. Resultados de tensiones en cada una de las barras para el caso 3.

Caso	VBus2_70m	VBus3_105m	VBus4_175m	VBus5_280m	VBus6_315m
Caso Generación 60 kW	0,9381	0,9277	0,9174	0,9174	0,9144

De otro lado, en la Tabla 22, se presentan las cargas que conducen cada uno de los segmentos de línea de la red. En estos datos se observa como la cargabilidad de los primeros segmentos de línea se reduce en un 28%, mientras en los últimos tramos de la red, el impacto es más fuerte, teniendo una reducción en la potencia transmitida por las líneas, cercana al 55%.

Tabla 22. Resultados de las potencias en cada segmento de línea del sistema para el caso 3.

Caso	PBus2_70m	PBus3_105m	PBus4_175m	PBus5_280m	PBus6_315m
Caso Generación 60 kW	132,7010	116,0828	48,8370	-1,4701	-15,2711

Finalmente, de los datos mostrados en la Tabla 22, en particular, en los segmentos de línea *PBus5_280m* y *PBus6_315m*, la potencia transportada por los cables presenta un signo negativo; esto significa que, debido a la mayor inyección de potencia en la zona eléctrica, compuesta por las barras *VBus5_280m* y *VBus6_315m*, se convierte en un exportador de potencia hacia las otras barras de la red.

Desde el punto de vista operativo, si se llegara a presentar una contingencia en la línea *PBus5_280m*, la red podría segmentarse en dos centros de generación, uno alimentado desde la barra principal y el otro desde la turbina hidrocínética, cumpliendo el principio de flexibilidad que caracteriza a una microrred y justificando los beneficios que las turbinas hidrocínéticas pueden aportar a pequeñas redes ubicadas en zonas rurales. En la Figura 104, se observan las gráficas entregadas por el *PSCAD* para los perfiles de tensiones y la potencia transferida en cada segmento de línea.

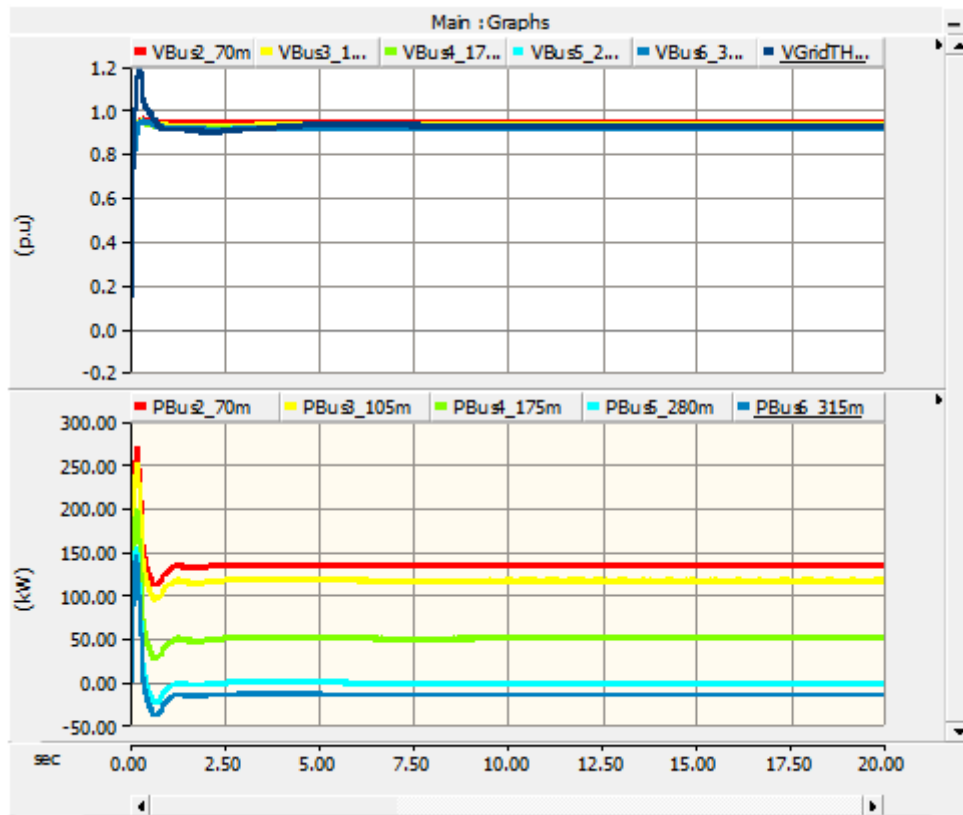


Figura 104. Perfil de tensiones y cargabilidad en cada segmento de líneas para el caso 3.

En ese orden de ideas, en la Figura 105, se muestran los perfiles de tensión a lo largo de la línea que interconecta la turbina con la microrred. Estos valores superan el 0,92 p.u

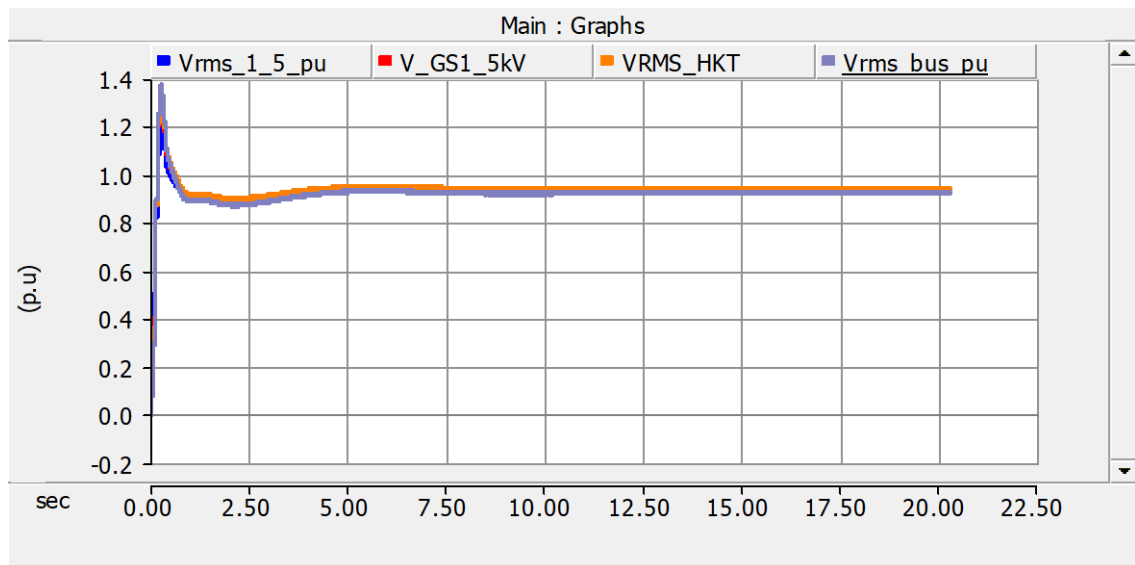


Figura 105. Perfil de tensiones a lo largo de los nodos de línea y el cable subterráneo que interconecta la turbina y la red.

5.3 RESUMEN Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Como una compilación de los resultados obtenidos para los tres casos simulados, se presentan; en la Tabla 23, los perfiles de tensiones de cada una de las barras y en la Tabla 24, los valores de la potencia activa que es transportada por cada una de los segmentos de línea que componen la red de referencia *CIGRÉ*.

Tabla 23. Resumen del perfil de tensiones p.u para los tres casos.

Caso	VBus2_70m	VBus3_105m	VBus4_175m	VBus5_280m	VBus6_315m
Caso Base	0,9323	0,9190	0,9025	0,9025	0,8862
Caso Generación 2 kW	0,9331	0,9199	0,9037	0,9037	0,8880
Caso Generación 60 kW	0,9381	0,9277	0,9174	0,9174	0,9144

Tabla 24. Potencia transmitida en cada segmento de línea para los tres casos.

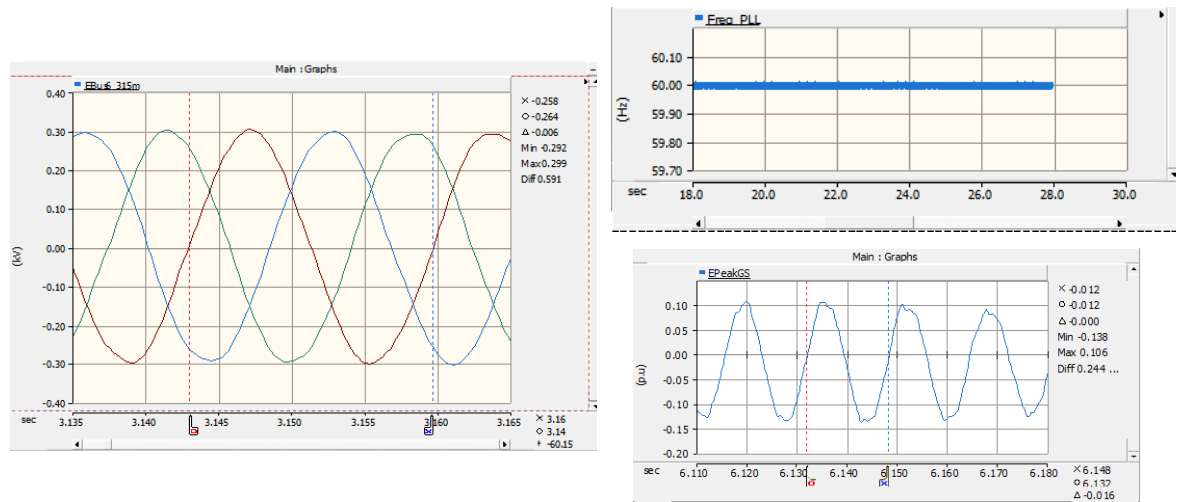
Caso	PBus2_70m	PBus3_105m	PBus4_175m	PBus5_280m	PBus6_315m
Caso Base	183,0560	166,0856	99,4507	50,6133	37,5503
Caso Generación 2 kW	183,0560	166,0856	99,4507	50,6133	37,5503
Caso Generación 60 kW	132,7010	116,0828	48,8370	-1,4701	-15,2711

No se podría finalizar este estudio, sin analizar el comportamiento de la frecuencia en el caso más crítico; que, sin lugar a duda, es el caso tres. La frecuencia medida en la microrred, cuando se encuentra interconectada a la turbina de 60 kW, presenta un valor de 60,15 Hz, entre tanto, la turbina presenta una frecuencia de 60,98 Hz. Los valores de frecuencia medida en cada caso se muestran en la Tabla 25, mientras que en la Figura 106, se presentan las gráficas que sustentan las mediciones realizadas.

La frecuencia en la turbina se observa un poco alta y con algún nivel de modulación, pese a que el sincronizador PLL muestra una frecuencia muy cercana a los 60 HZ. Este problema podría ser corregido sintonizando mejor la frecuencia de operación de los filtros.

Tabla 25. Comparación de las frecuencias entre la red y la turbina.

Variable	Mircorred	THK
Tiempo 1 [s]	3,159634761	6,148261965
Tiempo 2 [s]	3,143010076	6,13186398
DeltaT [s]	0,016624685	0,016397985
Frecuencia [HZ]	60,15151515	60,98310291



(a) Frecuencia en la Microrred.

(b) Frecuencia en la Turbina Hidrocinética.

Figura 106. Frecuencias en la microrred y la turbina.

Con el análisis de los resultados de las simulaciones para cada uno de los casos presentados, observando el impacto en la tensión, la cargabilidad de cada segmento de línea y la verificación de la variación de la frecuencia en la microrred de referencia *CIGRÉ* y la conexión de la turbina a esta, se puede dar cumplimiento a uno de los objetivos del presente trabajo.

Hasta ahora, en los capítulos cuatro y cinco, se ha verificado; desde el punto de vista técnico, como esta alternativa de generación hidroeléctrica trae importantes beneficios cuando es conectado a una microrred; es decir, esta solución energética es técnicamente viable. En el próximo capítulo, se intentará verificar si es viable financieramente; para ello, se realizará la estimación de costo de un grupo de turbina hidrocinética-generador y se hará la evaluación financiera para ser implementada en ZNI con aplicación al caso colombiano.

6 ESTIMACIÓN DE COSTOS Y EVALUACIÓN FINANCIERA COMO UNA APLICACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

En la actualidad, cerca del 70% de la energía eléctrica que se produce en Colombia utiliza como fuente primaria el agua, el 20% energía fósil y el 10% se diría que es producida por fuentes de energía renovables, entre las que se mencionan las pequeñas, minis y micro centrales hidroeléctricas, la energía eólica y, últimamente, la energía solar.

Durante la última década han surgido nuevos recursos energéticos limpios no convencionales, las llamadas energías alternativas, que utilizan para producir electricidad, además de las fuentes antes mencionadas, la biomasa y la geotérmica [62], pero ahora, ya no se pueden llamar “alternativas”; ahora son la primera opción para la mayoría de los inversionistas.

De acuerdo con los estudios de la UPME [5], [6], Colombia tiene un potencial para producir energía eólica de aproximadamente 6 m/s, excepto en la costa norte en donde las velocidades de viento son más altas. El potencial promedio diario para generar electricidad mediante energía solar es cercano a 4,5 kWh/m² por año; mientras que el suministro de agua promedio es de 58 l/s por km² y; finalmente, la disponibilidad actual de energía de biomasa es de cerca de 16 GWh/año [63]. Los recursos geotérmicos y marinos aún no se contabilizan y los estudios de aforo se encuentran en una fase muy temprana.

En ese sentido, la energía hidrocínética, es una tecnología con alto nivel de desarrollo que en un corto o mediano plazo podría tener una alta participación en la matriz energética nacional, pues además de las ventajas mencionadas en capítulos anteriores, este tipo de tecnología proporciona los siguientes beneficios [62]:

- Posibilidades de generación de electricidad en las ZNI, en las cuales existen 431 137 viviendas sin servicio de energía eléctrica, a un costo mucho más bajo que la típica solución diésel [2].
- Menores costos de operación y mantenimiento y, como consecuencia, la posibilidad de producir el kilovatio de energía mucho más barato.
- Significativa reducción de las emisiones contaminantes.

- Como consecuencia de los anteriores beneficios, la energía hidrocinética posee el potencial para ser incluido como un recurso energético renovable no convencional, haciendo que en la oferta energética nacional, las energías limpias tengan mayor participación.

Por lo tanto, después de la evaluación de tipo técnico (eléctrico) realizada en los capítulos anteriores, se hace necesario, ejecutar una estimación económica del costo de los equipos electromecánicos utilizados en la generación hidrocinética y su aplicación, considerando metodologías de optimización, al caso colombiano como una solución para dar suministro a pequeños poblados ubicados en ZNI.

6.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS

En un proyecto de generación hidroeléctrica convencional, el costo de los equipos electromecánicos; entre los que se incluyen la turbina, el generador eléctrico y demás equipos para regulación y control, tienen un porcentaje que puede variar entre el 30%, el 40% y en algunos casos puede llegar al 50% del presupuesto total de la planta hidroeléctrica [64]; dependiendo si dentro del concepto de “equipo electromecánico” se incluyen los equipos hidromecánicos, es decir, las compuertas y rejas necesarias en la zona de captación de agua. En la Figura 107, se presenta la distribución en porcentaje de los costos de un proyecto hidroeléctrico convencional.

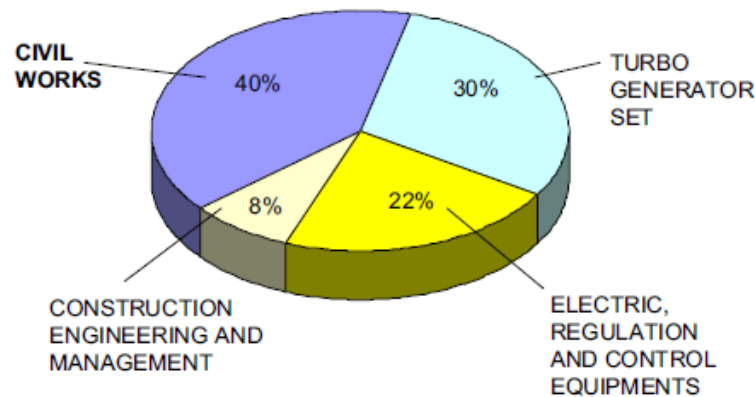


Figura 107. Distribución de la inversión para un proyecto hidroeléctrico convencional [64].

Realizando un análisis del estado del arte en la literatura científica [64]–[66]; para el cálculo del costo de los equipos electromecánicos en una central hidroeléctrica convencional, se comprobó que gran parte de los autores usan una expresión matemática que calcula el

costo en función de la potencia a generar (P) en kilovatios y la de la altura neta (H) de diseño de la planta, tal como se observa a continuación:

$$COST = aP^{b-1}H^c (\text{€/kW}) \quad (123)$$

Dónde:

P Potencia de la central [kW]

H Altura neta [m]

a, b, c Constantes que varían dependiendo del tipo de turbina

Por ejemplo para el caso de las turbinas *Pelton* y *Francis*, las expresiones para el cálculo del costo serán las siguientes [64]:

- ***Pelton*** $COST = 17.693P^{-0.3644725}H^{-0.281735} (\text{€/kW}) \quad (124)$

- ***Francis*** $COST = 25.698P^{-0.560135}H^{-0.127243} (\text{€/kW}) \quad (125)$

6.1.1 COSTO DE LA TURBINA HIDROCINÉTICA

Sin embargo, las expresiones anteriores para el caso de las turbinas hidrocinéticas; al ser dependientes de la altura neta, no se podrían utilizar, pues en estas turbinas, la potencia generada depende, en gran proporción, de la velocidad del agua.

En este trabajo se modelo una turbina tipo *Darrieus*, por lo tanto, la expresión para el cálculo del costo de la turbina es la siguiente [67]:

$$COST = 272392.68 \times P^{-0.0641} \times V^{-0.0076} \quad (126)$$

Donde:

$COST$ Costo de los equipos [INR/kW]

a 272392,68

b -0,0641

c -0,0076

6.1.2 COSTO DEL GENERADOR

Para calcular el costo de un generador de imanes permanentes se considera una expresión de segundo grado dependiendo; de igual manera, de la potencia del equipo, que para efecto de cálculo se asumió una potencia un 10% por encima de la potencia de la turbina [67].

$$\text{COST} = (-0.7888 P^2 + 163.66 P + 1440.1) * 62 \quad (127)$$

6.1.3 OTROS COSTOS

Dentro del cálculo y estimación de los costos para la operación de la turbina hidrocínética, se consideran otros costos adiciones como lo son la fabricación y manufactura, los costos de ingeniería, investigación y desarrollo, los costos de ensamble y montaje entre otros. En la Tabla 26, se muestran los costos adicionales que deben ser considerador para calcular el costo de implementar una turbina hidrocínética.

Tabla 26. Criterios asumidos para el costo total de una turbina.

Criterios Asumidos para el costo de la Turbina [USD]	
Parámetro	Observación
Costo de fabricación y manufactura (Cm) [USD]	700 USD/kW
Costo de investigación y desarrollo (C _{R&D}) [USD]	700 USD/kW
Costo de Ensamble y montaje [USD]	25% de (Cm + CR&D + Cmat + Cgen)
Costo miscelaneo [USD]	2% de (Cm + CR&D + Cmat + Cgen)

Se aclara que esta metodología, por razones que quedan fuera del alcance de este trabajo, no consideró entre otros aspectos, los siguientes costos:

- Costos de obras civiles
- Costos de transporte
- Costos de licencias y permisos.
- Costos de aduanas e importación de equipos.
- Costos de constitución legal entre otros

6.1.4 ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA UNA TURBINA HIDROCINÉTICA DE 2 kW, 5 kW y 60 kW

Siguiendo la metodología antes mostrada, en la Tabla 27 se presentan los costos para una turbina y un generador de 2 kW, en la Tabla 28 para un grupo de 5 kW y; finalmente, en la Tabla 29 se muestran los costos para la implementación de un grupo turbina-generador de 60 kW. Ya que el cálculo de los costos dependerá de la velocidad del flujo de agua, se aclara que todos los cálculos realizados, consideraron una velocidad del agua de 2,5 m/s.

Tabla 27. Costos para una turbina de 2 kW.

<i>Valoración del costo de la Turbina de 2 kW</i>		
Parámetro	Valor	Observación
Costo de fabricación y manufactura (Cm) [USD]	USD 1 400,00	700 USD/kW
Costo de investigación y desarrollo (C _{R&D}) [USD]	USD 1 400,00	700 USD/kW
Costo de Material (Cmat) [USD]	USD 3 622,46	
Costo de Generador (Cgen) [USD]	USD 1 559,22	
Costo de Ensamble y montaje[USD]	USD 1 995,42	25% de (Cm + CR&D + Cmat + Cgen)
Costo miscelaneo [USD]	USD 159,63	2% de (Cm + CR&D + Cmat + Cgen)
Total [USD]	USD 10 136,73	
Cost [USD /KW]	USD 5 068,36	

Tabla 28. Costos para una turbina de 5 kW.

<i>Valoración del costo de la Turbina de 5 kW</i>		
Parámetro	Valor	Observación
Costo de fabricación y manufactura (Cm) [USD]	USD 3 500,00	700 USD/kW
Costo de investigación y desarrollo (C _{R&D}) [USD]	USD 3 500,00	700 USD/kW
Costo de Material (Cmat) [USD]	USD 3 415,82	
Costo de Generador (Cgen) [USD]	USD 2 010,61	
Costo de Ensamble y montaje[USD]	USD 3 106,61	25% de (Cm + CR&D + Cmat + Cgen)
Costo miscelaneo [USD]	USD 248,53	2% de (Cm + CR&D + Cmat + Cgen)
Total [USD]	USD 15 781,57	
Cost [USD /KW]	USD 3 156,31	

Tabla 29. Costos para una turbina de 60 kW.

<i>Valoración del costo de la Turbina de 60 kW</i>		
Parámetro	Valor	Observación
Costo de fabricación y manufactura (Cm) [USD]	USD 42 000,00	700 USD/kW
Costo de investigación y desarrollo (C _{R&D}) [USD]	USD 42 000,00	700 USD/kW
Costo de Material (Cmat) [USD]	USD 2 912,86	
Costo de Generador (Cgen) [USD]	USD 7 643,30	
Costo de Ensamble y montaje[USD]	USD 23 639,04	25% de (Cm + CR&D + Cmat + Cgen)
Costo miscelaneo [USD]	USD 1 891,12	2% de (Cm + CR&D + Cmat + Cgen)
Total [USD]	USD 120 086,33	
Cost [USD /KW]	USD 2 001,44	

Un aspecto que se resalta de los cálculos presentados es como es aplicada la economía de escala en actividades de montaje y ensamble, haciendo que al final el costo por kilovatio de una turbina de 60 kW sea muy inferior; cerca de un 61% más bajo, al costo por kilovatio de una turbina de 2 kW.

Con el objetivo de simplificar el cálculo del costo de una turbina *Darrieus*, el generador requerido y demás costos misceláneos, en la Figura 108 se muestra el costo por kilovatio dependiendo de la potencia de la turbina y la velocidad del flujo de agua.

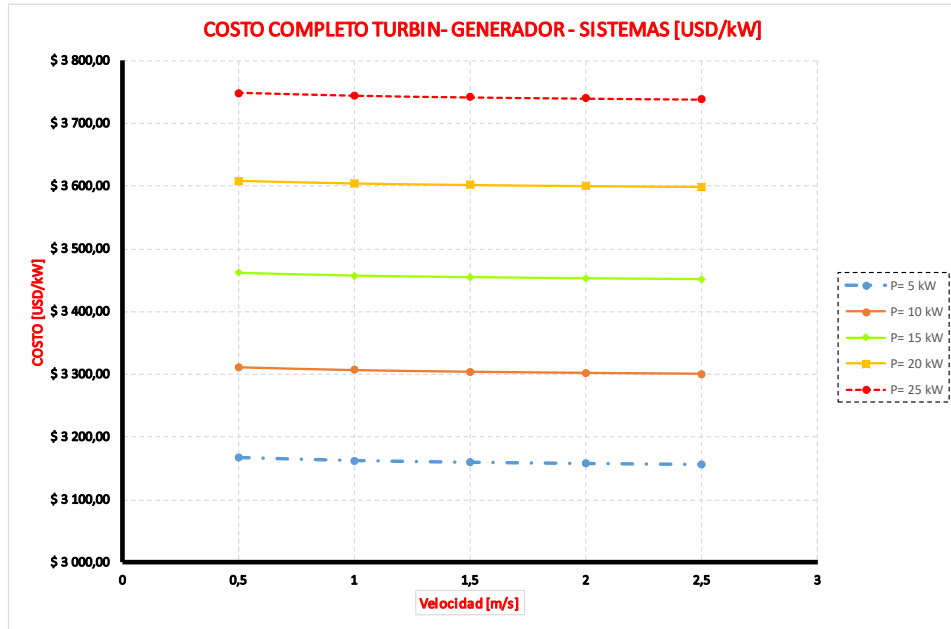


Figura 108. Variación del Costos para una turbina *Darrieus* con potencia constante y Velocidad Variable.

6.1.5 ANÁLISIS FINANCIERO: CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA, EL VALOR PRESENTE NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO

Lo primero que se deja claro, es que este análisis financiero es bastante preliminar, pues como se mencionó antes, no incluye dentro de los costos del proyecto aspectos como el transporte de equipo y permisos ambientales y legales, entre otros costos.

En ese mismo sentido, también se observa que no fueron considerados dentro de los cálculos ni la tasa de inflación; que podría causar una disminución de los ingresos del proyecto en el tiempo, ni la tasa de crecimiento económico del país, que implicaría un aumento de costos año por año. Estos aspectos mostrarían una notable disminución en la tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN) al final del proyecto.

Los cálculos aquí mostrados, son un ejercicio académico, que de manera presupuestal mostrarían que los proyectos para instalación y puesta en marcha de turbinas hidrocinéticas en zonas no interconectadas son rentables financieramente, sin considerar cálculos financieros de los beneficios sociales y ambientales que se obtienen.

En la Tabla 30 se presentan los datos energéticos considerados para el cálculo financiero

del proyecto de instalar una turbina hidrocínética de 2 kW, que podría producir una energía de 1008 kWh; con un factor de planta del 70% por mes.

El costo del kilovatio hora estimado fue de 101 pesos; este precio es un promedio estimado de los datos del mercado *Spot*. Es importante resaltar que si el precio de la energía en las ZNI fuera mucho más elevado que el considerado, se mostrarían unos resultados financieros más benévolos para el proyecto.

Tabla 30. Datos energéticos considerados para el cálculo financiero.

Datos Energéticos	
Potencia [kW]	2,00
Días Mes [d]	30,00
Horas-Mes [h]	720,00
Energía Bruta [kWh]	1440,00
Factor Planta	0,70
Energía Neta [kWh]	1008,00

El dólar de los Estados Unidos (*USD*) fue la moneda considerada dentro de los cálculos, por lo tanto, con el objetivo de hacer la conversión en pesos a dólares, se utilizó una tasa de 3 246,98 pesos por dólar (3 246,98 *COP/USD*). En la Tabla 31 se presentan toda la información financiera considerada.

Con estos valores, se estima que los ingresos brutos del proyecto por año serán de 11 288 *USD*. Ahora bien, se consideró el precio de la energía en 0,0311 *USD/kWh* y la depreciación de los equipos se realizará en diez años, como consecuencia de esto, se determinó que el reemplazo de los equipos viejos por nuevos se realizará cada diez años. Realizando una estimación de los pagos mensuales para amortización de créditos utilizados para financiar el proyecto, se encuentra que, para un lapso de 25 años, una tasa para el préstamo bancario del 30% E.A, se tendría que hacer un pago anual de 4 792 *USD*.

Para realizar un correcto análisis financiero del proyecto, es importante conocer los costos operativos pues al final, los resultados obtenidos serían mayores o menores sin un real cierre financiero. Para ajustar los cálculos de manera más realista durante todo el período de evaluación, se considerará la distribución de costos de AOM que se presentan en la Tabla 32. Se destaca como estos costos van creciendo a lo largo del tiempo, reflejando como el deterioro operativo de los equipos, obligaría a realizar mayores inversiones para su mantenimiento. Se aclara que todos los costos se encuentran en dólares de los Estados Unidos.

Tabla 31. Datos financieros.

Datos Financieros					
Precio Energía [COP/ kWh]	\$ 107,00				
Precio Energía [COP/ kWh]	\$ 95,00				
Precio Promedio [COP/kWh]	\$ 101,00				
Tasa [COP/USD]	\$ 3 246,98				
Precio Promedio [USD/kWh]	\$ 0,0311				
Precio [USD/kWh]	\$ 0,0311				
Ingresos Brutos [USD/mes]	\$ 940,6402				
Ingresos Brutos [USD/Año]	\$ 11 287,6827				
Depreciaciones				Número de Períodos	25,00
Inversiones	Valor real			Dep/año	Valor libros
Maq y equipo [USD]	\$ 82 758,95	10,00	\$ 82 508,9541		
INVERSIONES	\$ 82 758,9541		\$ 82 508,9541		
Inversión		Tabla de amortización			
Inversiones fijas	\$ 82 758,9541				
Capital de trabajo	\$ 24 785,1105				
Gastos preopera	\$ 10 754,4065	Periodos	25		
Total	\$ 118 298	Monto	\$ 94 639		
Plan de Financiación		Tasa préstamo	30%		
Inversionistas (20%)	\$ 23 660	Cuota	\$ 28 431,9254		
Monto (Gobierno 80%)	\$ 94 639	Tasa del Inversionista	20%		

Tabla 32. Cálculo de costos AOM.

Costos AOM		
Valor Cobrado	Año	Valor
1,5% Costo Equipo	1-5	\$ 2 482,7686
1,5% Costo Equipo+1,5% del Previo AOM	6-10	\$ 2 557,2517
1,5% Costo Equipo+3% del Previo AOM	11-15	\$ 2 785,1698
1,5% Costo Equipo+4,5% del Previo AOM	16-20	\$ 3 187,0357
1,5% Costo Equipo+6% del Previo AOM	21-25	\$ 3 804,2357

Con la información de costos, se hace una distribución de estos durante todo el período de evaluación del proyecto. En la Tabla 33 se presentan los costos de producción que son considerados para el correcto cálculo del flujo de caja.

Con respecto a la amortización del préstamo requerido, para realizar cálculos conservativos, se estimó que cerca del 80% de la inversión sería suministrada por el sistema financiero, aunque idealmente, este aporte deberá ser realizado por el gobierno a través del FAZNI. El cálculo de la amortización del crédito se muestra en la Tabla 34.

Tabla 33. Costos de producción.

Costos de producción					
Año	Ingresos Brutos	Costos Reem	Gastos O&M	Costos+Gastos	Capital del trabajo
0	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 304	\$ 76
1	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 304	\$ 76
2	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 304	\$ 76
3	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 304	\$ 76
4	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 304	\$ 76
5	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 304	\$ 76
6	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 313	\$ 78
7	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 313	\$ 78
8	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 313	\$ 78
9	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 313	\$ 78
10	\$ 11 288	\$ 11 288	\$ 0	\$ 11 601	\$ 2 900
11	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 341	\$ 85
12	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 341	\$ 85
13	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 341	\$ 85
14	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 341	\$ 85
15	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 341	\$ 85
16	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 390	\$ 98
17	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 390	\$ 98
18	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 390	\$ 98
19	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 390	\$ 98
20	\$ 11 288	\$ 11 288	\$ 0	\$ 11 678	\$ 2 920
21	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 466	\$ 116
22	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 466	\$ 116
23	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 466	\$ 116
24	\$ 11 288	\$ 0	\$ 0	\$ 466	\$ 116
25	\$ 11 288	\$ 0	\$ 12 164	\$ 466	\$ 116

Tabla 34. Cálculo de la amortización.

Plan de Amortización y pagos				
Año	Saldo	Cuota	Interes	Amor
0	\$ 15 950	\$ 0	\$ 0	\$ 0
1	\$ 15 943,2837	\$ 4 792	\$ 4 785	\$ 7
2	\$ 15 934,4557	\$ 4 792	\$ 4 783	\$ 9
3	\$ 15 922,9794	\$ 4 792	\$ 4 780	\$ 11
4	\$ 15 908,0602	\$ 4 792	\$ 4 777	\$ 15
5	\$ 15 888,6652	\$ 4 792	\$ 4 772	\$ 19
6	\$ 15 863,4517	\$ 4 792	\$ 4 767	\$ 25
7	\$ 15 830,6742	\$ 4 792	\$ 4 759	\$ 33
8	\$ 15 788,0634	\$ 4 792	\$ 4 749	\$ 43
9	\$ 15 732,6694	\$ 4 792	\$ 4 736	\$ 55
10	\$ 15 660,6572	\$ 4 792	\$ 4 720	\$ 72
11	\$ 15 567,0413	\$ 4 792	\$ 4 698	\$ 94
12	\$ 15 445,3406	\$ 4 792	\$ 4 670	\$ 122
13	\$ 15 287,1298	\$ 4 792	\$ 4 634	\$ 158
14	\$ 15 081,4557	\$ 4 792	\$ 4 586	\$ 206
15	\$ 14 814,0793	\$ 4 792	\$ 4 524	\$ 267
16	\$ 14 466,4901	\$ 4 792	\$ 4 444	\$ 348
17	\$ 14 014,6240	\$ 4 792	\$ 4 340	\$ 452
18	\$ 13 427,1982	\$ 4 792	\$ 4 204	\$ 587
19	\$ 12 663,5446	\$ 4 792	\$ 4 028	\$ 764
20	\$ 11 670,7949	\$ 4 792	\$ 3 799	\$ 993
21	\$ 10 380,2203	\$ 4 792	\$ 3 501	\$ 1 291
22	\$ 8 702,4734	\$ 4 792	\$ 3 114	\$ 1 678
23	\$ 6 521,4024	\$ 4 792	\$ 2 611	\$ 2 181
24	\$ 3 686,0100	\$ 4 792	\$ 1 956	\$ 2 835
25	\$ 0,0000	\$ 4 792	\$ 1 106	\$ 3 686

Finalmente, con la suma de ingresos y los egresos del proyecto se construye el flujo de caja que muestra en la Tabla 35, el cual, se construye para poder calcular la Tasa Interna de

Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN) de este proyecto.

Cómo lo presenta la Tabla 36, la tasa interna de retorno de este proyecto será del 35,7% E.A, la cual es bastante alta si se compara con la típica expectativa de los inversionistas del sector eléctrico que, típicamente, esperan tasas entre el 16% y el 20%.

En ese orden de ideas, el VPN del proyecto; al final del período de evaluación, presenta un beneficio de \$ 14 22 USD, confirmando que este tipo de inversión es rentable.

Tabla 35. Flujo de caja del proyecto.

Tabla 36. Resultados del flujo de caja: TIR y VPN.

FLUJO DE CAJA									
Año	Ingresos netos	Costos de produ	Valor de mercad	Valor en libros in	Utilidad antes de	Imporenta	Utilidad neta	FLUJO DE CAJA	Anualidades
0	\$ 11 287,6827	\$ 380,1272	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 908	-\$ 3 599	\$ 7 308	-\$ 19 938	-\$ 19 938
1	\$ 11 287,6827	\$ 386,9179	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 901	-\$ 3 597	\$ 7 304	\$ 7 304	\$ 6 086
2	\$ 11 287,6827	\$ 388,9552	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 899	-\$ 3 597	\$ 7 302	\$ 7 302	\$ 5 071
3	\$ 11 287,6827	\$ 391,6035	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 896	-\$ 3 596	\$ 7 300	\$ 7 300	\$ 4 225
4	\$ 11 287,6827	\$ 395,0464	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 893	-\$ 3 595	\$ 7 298	\$ 7 298	\$ 3 520
5	\$ 11 287,6827	\$ 399,5222	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 888	-\$ 3 593	\$ 7 295	\$ 7 295	\$ 2 932
6	\$ 11 287,6827	\$ 416,7445	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 871	-\$ 3 587	\$ 7 284	\$ 7 284	\$ 2 439
7	\$ 11 287,6827	\$ 424,3086	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 863	-\$ 3 585	\$ 7 278	\$ 7 278	\$ 2 031
8	\$ 11 287,6827	\$ 434,1418	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 854	-\$ 3 582	\$ 7 272	\$ 7 272	\$ 1 691
9	\$ 11 287,6827	\$ 446,9251	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 841	-\$ 3 577	\$ 7 263	\$ 7 263	\$ 1 408
10	\$ 11 287,6827	\$ 14 573,1466	\$ 0,0000	\$ 0,0000	-\$ 3 285	\$ 1 084	-\$ 2 201	-\$ 2 201	-\$ 356
11	\$ 11 287,6827	\$ 520,0426	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 768	-\$ 3 553	\$ 7 214	\$ 7 214	\$ 971
12	\$ 11 287,6827	\$ 548,1274	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 740	-\$ 3 544	\$ 7 196	\$ 7 196	\$ 807
13	\$ 11 287,6827	\$ 584,6376	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 703	-\$ 3 532	\$ 7 171	\$ 7 171	\$ 670
14	\$ 11 287,6827	\$ 632,1008	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 656	-\$ 3 516	\$ 7 139	\$ 7 139	\$ 556
15	\$ 11 287,6827	\$ 693,8031	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 594	-\$ 3 496	\$ 7 098	\$ 7 098	\$ 461
16	\$ 11 287,6827	\$ 835,5441	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 452	-\$ 3 449	\$ 7 003	\$ 7 003	\$ 379
17	\$ 11 287,6827	\$ 939,8209	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 348	-\$ 3 415	\$ 6 933	\$ 6 933	\$ 312
18	\$ 11 287,6827	\$ 1 075,3807	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 212	-\$ 3 370	\$ 6 842	\$ 6 842	\$ 257
19	\$ 11 287,6827	\$ 1 251,6085	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 10 036	-\$ 3 312	\$ 6 724	\$ 6 724	\$ 210
20	\$ 11 287,6827	\$ 15 590,3079	\$ 0,0000	\$ 0,0000	-\$ 4 303	\$ 1 420	-\$ 2 883	-\$ 2 883	-\$ 75
21	\$ 11 287,6827	\$ 1 873,0266	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 9 415	-\$ 3 107	\$ 6 308	\$ 6 308	\$ 137
22	\$ 11 287,6827	\$ 2 260,1989	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 9 027	-\$ 2 979	\$ 6 048	\$ 6 048	\$ 110
23	\$ 11 287,6827	\$ 2 763,5230	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 8 524	-\$ 2 813	\$ 5 711	\$ 5 711	\$ 86
24	\$ 11 287,6827	\$ 3 417,8443	\$ 0,0000	\$ 0,0000	\$ 7 870	-\$ 2 597	\$ 5 273	\$ 5 273	\$ 66
25	\$ 11 287,6827	\$ 4 268,4620	\$ 12 164,0711	-\$ 9 886,7259	\$ 9 297	-\$ 3 068	\$ 6 229	\$ 6 229	\$ 65

TIR	35,7%
VPN [USD]	\$ 14 122,4978

Para finalizar, es importante recalcar que este análisis financiero es general, no se hizo para un sitio geográfico específico, es decir, la cantidad de energía generada se estableció con un valor de velocidad constante sin considerar su variación por condiciones climáticas.

Esta aproximación muestra una producción de energía constante en el tiempo y, por consiguiente, los ingresos son iguales para todos los años, lo que se refleja en un flujo de caja positivo y una tasa interna de retorno tan alta.

A continuación, se realizará la evaluación económica para un sitio de la geografía

colombiana, en la que se considerará, además de la típica variación de carga, la variabilidad del recurso hídrico por ciclos de variación climática

6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO APLICADO AL CASO COLOMBIANO

El análisis económico aplicado al caso colombiano se realizó entre ciudades y departamentos con el mayor número de viviendas sin electricidad y el consumo promedio de energía por hogar en ZNI estimadas por la UPME [2], [4].

La simulación se realizó en el programa *HomerProTM*, considerando una microrred que alimenta una carga, mediante una solución de generación diésel en conjunto con una turbina hidrocínética (*HKT*) apoyadas por un sistema de baterías con inversor para almacenar los excedentes de energía en horas de baja demanda que luego serán utilizados en horas de alta demanda [68].

6.2.1 DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DEL PROYECTO

Murindó está localizado en la subregión del Urabá en el Departamento de Antioquia, a los **6°59'06"N** y **76°45'11"W**, dista a 310 km de la ciudad de Medellín. La Microrred por implementar, se dispondrá en el corregimiento Campo Alegre, situado a 45 minutos del casco urbano de Murindó por vía fluvial. En la Figura 109 se muestra una ubicación geográfica del municipio [69].

Campo Alegre está clasificado como localidad no interconectada tipo 3 (población mayor a 300 habitantes), cuenta con cuatro (4) horas de energía al día, a través de un Generador Diésel de 24,8kW en regular estado de mantenimiento, las redes secundarias están montadas en postes de madera de ocho (8) metros, en mal estado [69].



Figura 109. Ubicación Geográfica del proyecto [69].

Tabla 37. Características ambientales del corregimiento Campo Alegre [69].

Proyecto: Micro-Red Campo Alegre			
Latitud (°,')	6°59'06''N	Altura media (m.s.n.m)	25
Longitud (°,')	76°45'11''W	Área Aproximada (km ²)	1,349
Sitio	Campo Alegre	460 Habitantes	65 Usuarios
Temperatura media (°C)	29	Variación estacional	No
Viento	6km/h SO	Humedad promedio	77%

6.2.2 DEMANDA

Como resultado de la estimación de cobertura se obtuvo una distribución de las viviendas sin servicio de energía –VSS- en cada centro poblado. Con este dato y con el supuesto de un consumo promedio por vivienda de **92 kWh/mes** dado por el IPSE [4]. Se calcula la demanda anual de energía de la siguiente forma:

$$D = VSS \cdot \left(\frac{92 \text{ kWh}}{\text{mes}} \right) \cdot 12 \text{ meses} \quad (128)$$

De dónde se tiene qué:

D Demanda de energía [kW]

VSS Viviendas sin Servicios de energía eléctricas

Para el corregimiento de Campo Alegre, se tomó la curva proyectada de demanda horaria de energía eléctrica, la cual se puede observar en la Figura 110, tomada de [69].

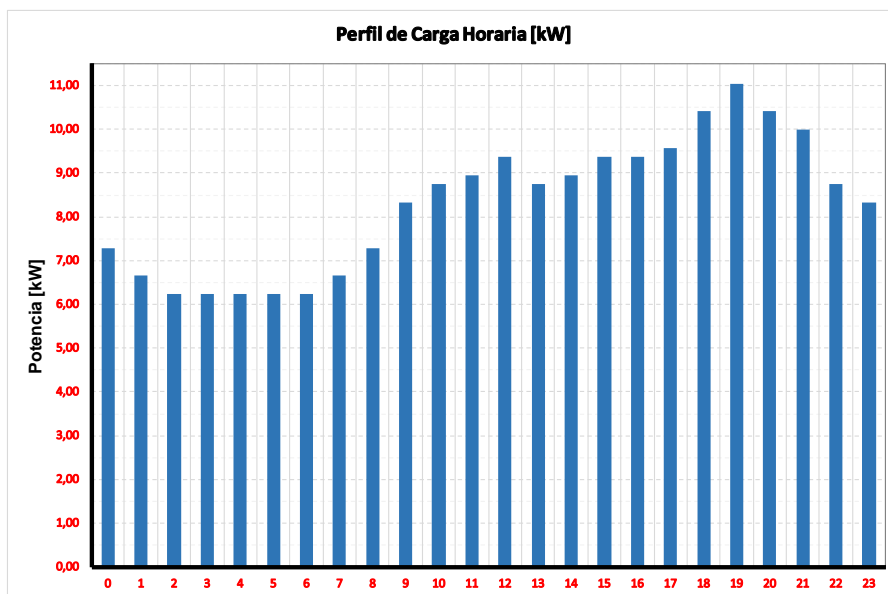


Figura 110. Perfil de demanda horaria de Campo Alegre.

Según las proyecciones realizadas, la energía media consumida en este corregimiento es de $199,6 \text{ kWh}$ por día, con una potencia media de $8,32 \text{ kW}$ y un factor de carga de $0,43$. En la Tabla 38 se pueden observar estos valores obtenidos mediante el software *HOMERPro™*.

Tabla 38. Valores medio de demanda de Campo Alegre.

Metric	Baseline	Scaled
Average (kWh/day)	199.6	199.6
Average(kW)	8.32	8.32
Peak (kW)	19.24	19.24
Load factor	.43	.43

6.2.3 DESCRIPCIÓN DEL RECURSOS HÍDRICO

De acuerdo con la información suministrada en el Atlas del potencial hidroenergético de Colombia [7], el corregimiento de Campo Alegre se encuentra en la región hídrica Caribe, para lo cual se utilizó el histograma presentado en la Figura 111.

Asumiendo una velocidad del agua de $1,5 \text{ m/s}$ y $2,5 \text{ m/s}$; aproximación de tipo académico, se logró determinar la variabilidad anual del recurso hídrico de Campo Alegre. En la Tabla 39 y la Figura 112 se presentan los datos y la gráfica de la variación del recurso hídrico para

el corregimiento de Campo Alegre para cada uno de los meses del año.

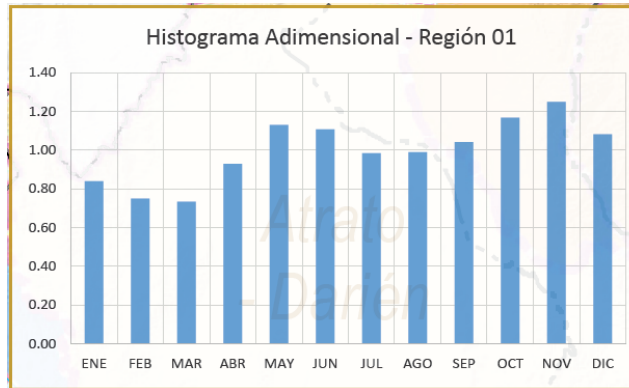


Figura 111. Histograma para la región hídrica Caribe -01.

Tabla 39. Perfiles de velocidad de agua para Campo Alegre.

REGIÓN HIDROGÁFICA CARIBE - NORTE DEL CHOCHÓ		
Meses	Velocidad 1,5 [m/s]	Velocidad 2,5 [m/s]
ENE	0,98	1,64
FEB	0,90	1,50
MAR	0,88	1,46
ABR	1,09	1,82
MAY	1,38	2,30
JUN	1,36	2,26
JUL	1,14	1,90
AGO	1,14	1,90
SEP	1,22	2,04
OCT	1,42	2,36
NOV	1,50	2,50
DIC	1,32	2,20

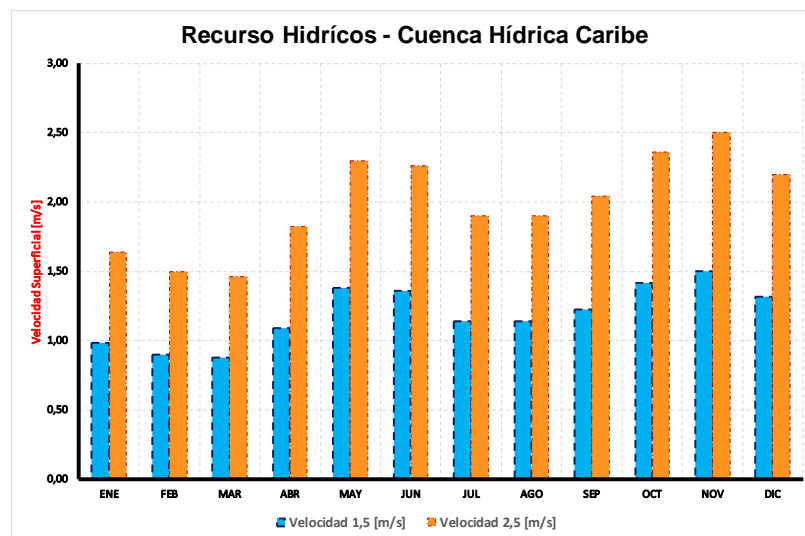


Figura 112. Recurso hídrico para Campo Alegre.

6.2.4 TOPOLOGÍA DE LA MICRORRED

La topología general que se planteará para atender la demanda de energía eléctrica del corregimiento de Campo Alegre durante 24 horas al día los siete días a la semana utilizando un generador diésel, una turbina hidrocínética y un grupo de baterías con el inversor asociado que permita tener un flujo de energía bidireccional entre las redes de AC y DC. En la Figura 113, se observa la topología final de la microrred, tomada del software *HOMERPro™*.

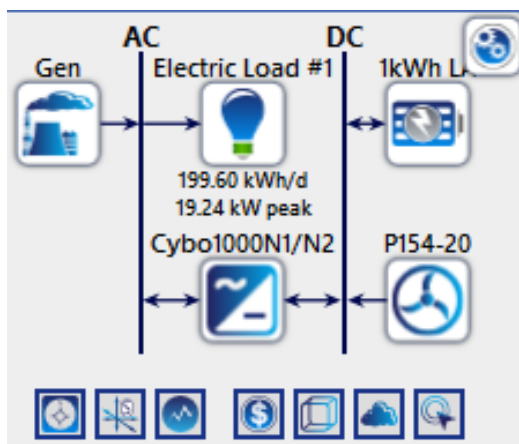


Figura 113. Topología final de la microrred.

6.2.5 SIMULACIÓN DEL DESPACHO ENERGÉTICO CON *HOMERPro™*

Antes de comenzar el análisis y con el objetivo de dar claridad en la interpretación de los resultados, se observa que, dentro del proceso de optimización del despacho energético realizado por el software, una topología de microrred es considerada como óptima, cuando se obtiene el menor Costo Presente Neto (*Net Present Cost (NPC)*) y el menor Costo de Energía Normalizado (*Lower Leveled Cost of Energy (LCOE)*).

- **Comparación de resultados entre la arquitectura óptima y el caso base**

En ese orden de ideas, como resultado de la simulación, el HOMER arrojó que para la arquitectura óptima el **NPC** es de \$ 1 761 145 USD, y el **LCOE** es \$ 1,54 USD. Esta topología consideró; que para atender el 100% de la demanda de Campo Alegre, es necesario realizar el despacho energético del generador diésel, la turbina Hidrocínética con la utilización de un sistema de baterías y su convertidor *DC-AC* para almacenar los

excedentes de energía. En la Figura 114 se observa el resultado obtenido de la arquitectura óptima resaltada en color azul.

Sin embargo, para poder comparar el beneficio desde el punto de vista eléctrico-energético que se obtiene con la instalación de la turbina hidrocinética en la red, la arquitectura optima es comparada con otra topología llamada “Caso Base”. Dentro de este trabajo, el caso base consiste en atender el 100% de la demanda de Campo Alegre por medio de un generador de diésel, la cual es la opción más comúnmente utilizada para llevar energía eléctrica a municipios pertenecientes a las ZNI. En la Figura 114, la arquitectura “Caso Base” se encuentra resaltada en color gris.

Architecture		Cost				System		Compare Economics							
Gen (kW)	1kWh LA	P154-20	Cybo1000N1/N2 (kW)	Efficiency1	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	IRR (%)	Simple Payback (yr)	Hours	Pr
22.0	21	1	8.76	0	LF	\$1.76M	\$1.54	\$107,930	\$68,992	28.4	21,956	31	2.9	7,840	52
22.0	1	1	4.53	0	LF	\$1.91M	\$1.67	\$118,083	\$61,423	18.7	24,672	9.8	6.2	8,695	59
22.0				0	LF	\$1.94M	\$1.70	\$122,781	\$15,400	0	28,236			8,759	74
22.0	2		0.151	0	LF	\$1.94M	\$1.70	\$122,780	\$16,045	0	28,206			8,759	73

Figura 114. Resultados entregados por el HOMER para la microrred de Campo Alegre.

Para facilitar la comparación de los resultados, en la Tabla 40 se presenta el resumen de los resultados obtenidos; de estos se destaca qué; a pesar de que la arquitectura óptima requiere para su implementación un mayor capital inicial, su NPC y su LCOE son menores a los del caso base.

Tabla 40. Comparación de los resultados entre la arquitectura optima y el caso base.

Casos de simulación	Descripción	Architec./ GENSET (kW)	Architec./ THK (kW)	Architec./ 1kWh ST	Architec./ Converter (kW)	Architec./ Dispatch	Cost/ COE (\$)	Cost/ NPC (\$)	Cost/ Operating cost (\$)	Cost/ Initial capital (\$)	System/ Ren Frac (%)
Caso Base	G. Diésel (GD)	22	--	--	--	LF	\$1,70	\$1 940 388,00	\$122 781,30	\$15 400,00	0,00
Caso 1: Arquitectura Óptima	GD+THK+Batt+Converter	22,00	20,00	21,00	8,76	LF	\$1,54	\$1 761 145,00	\$107 930,40	\$68 992,13	28,37

- **Resumen de costos, comparación económica y tasa interna de retorno**

De otro lado, en la Figura 115 se muestra el resumen de los costos en los que se incurre para implementar esta arquitectura. Estos resultados muestran que cerca del 86% de los costos totales, están asociados al generador diésel, revelando que si se selecciona una turbina hidrocinética de mayor potencia; sujeta a la disponibilidad de los recursos hídricos, sería la solución técnica y económica ideal para llevar energía a las ZNI.

Adicionalmente, de la comparación económica entre la arquitectura óptima y el caso base que se muestra en la Figura 116, se muestra que la Tasa Interna de Retorno (TIR) de este proyecto es del 31,2% lo que permitiría el retorno de la inversión en un tiempo promedio de

3,09 años, dejando evidencia de la alta rentabilidad que se puede obtener en este tipo de proyectos.

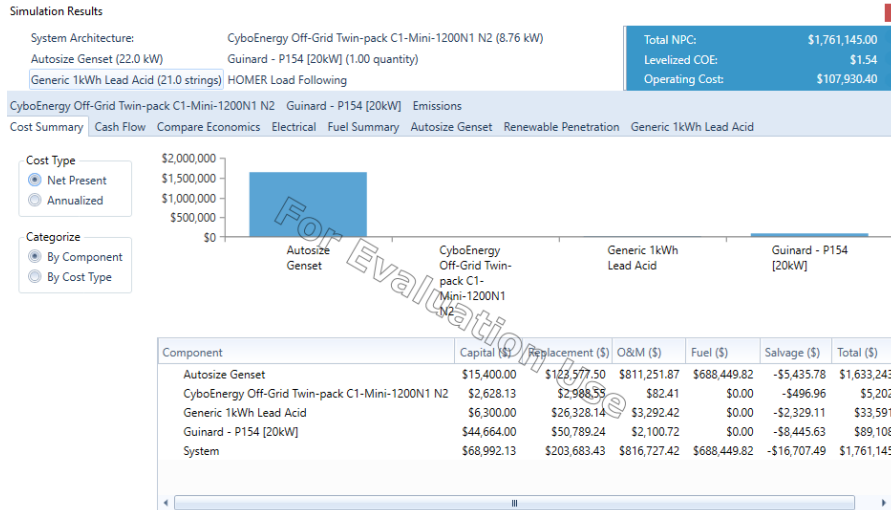


Figura 115. Resumen de los costos para Arquitectura óptima.

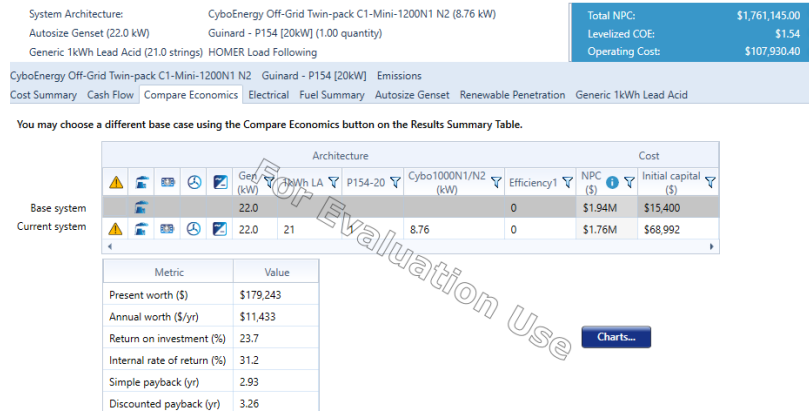


Figura 116. Comparación económica.

Finalmente con la estimación económica y financiera de los costos de una turbina hidrocinética, así como el cálculo del retorno de la inversión de este tipo de proyectos y su evidente beneficio, representado en un menor NPC y un menor *LCOE*, dentro de la topología óptima de microrred, se concluye que este tipo de generación es una magnífica alternativa de generación eléctrica renovable no convencional en zonas no interconectadas, cumpliéndose así los objetivos planteados dentro de esta investigación.

7 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Esta investigación analizó y simuló un modelo en el software *PSCAD* de un sistema de conversión de energía eléctrica utilizando turbina hidrocíntrica (Hydrokinetic Turbine (HKT)) acoplada a un generador de imanes permanentes (Permanent Magnet Generator (PMG)) y su convertidor *Boost-Buck* con su sistema de control MPPT, para operación en red aislada o conectada a la red eléctrica.

Se utilizó el software *PSCAD*, pues por sus características y gran biblioteca de herramientas para sistemas eléctricos y de control, permitió construir el modelo de la turbina hidráulica mediante un diagrama de bloques, considerando aspectos físicos y constructivos de la turbina como lo son la longitud de los álabes, el ángulo de ataque del fluido sobre el álabe, la velocidad de rotación de la turbina y la velocidad lineal del agua.

Con el modelo aquí desarrollado, se estableció que la máxima eficiencia de obtenida por la turbina era de 0,479 cuando se presentaba una variación lineal en la velocidad del agua tipo rampa.

Para el caso del generador de imanes permanentes, se puede establecer que, si la velocidad de rotación del generador es baja, la carga eléctrica y la magnética debe ser considerablemente grandes para aumentar la densidad de potencia. En este sentido, para aumentar la carga eléctrica es necesario aumentar las vueltas de bobinado (Np) pero esto puede aumentar la resistencia del devanado y las pérdidas en el cobre; y al mismo tiempo, puede provocar una reducción en la carga magnética.

En contra posición, aumentar la carga magnética, puede producir un aumento perjudicial en las pérdidas del hierro del generador, por lo tanto, se debe buscar un equilibrio entre ambas cargas, cuando se tiene un generador que operará a una baja velocidad de rotación, como el que se simulará en este trabajo

De los cálculos realizados para el dimensionamiento básico de un generador de imanes permanentes, se puede concluir que aumentando la longitud de arco del imán permanente en un 12%, es decir, considerando un imán más largo; se logra aumentar la potencia del generador en un 14%. De otro lado, si se aumenta el espesor del imán en un 16%, no se tiene ningún impacto en la potencia generada. Así mismo, si se incrementa la densidad de flujo magnético en un 23%, se puede aumentar la potencia eléctrica generada en un 20% y

se logra reducir la longitud de la máquina un 20%.

Estos resultados permiten concluir que se logra un mayor impacto con imanes de más longitud de arco que con imanes más gruesos. Esta conclusión, es razonable con el fenómeno físico, ya que se puede tener una mayor potencia generada cuando el flujo magnético actúa en un área mayor.

De las simulaciones realizadas sobre el generador, se pudo concluir que la velocidad de este aumenta de manera directa con el incremento en la velocidad del agua; es decir, la velocidad de los generadores de imanes permanentes es variable y está asociada a la velocidad de la turbina y esta a su vez, está asociada a la velocidad del recurso hídrico.

Así mismo, se observó como el voltaje, la corriente y la frecuencia eléctrica del generador aumentan su magnitud a medida que aumentan la velocidad del flujo del agua. Cuando la velocidad del flujo de agua aumenta de 1,95 m/s a 2,6 m/s entre el tiempo $t = 3$ s, mediante el software *PSCAD*, el voltaje generado fue de 122,6 V a una frecuencia de 60,38 Hz y a una corriente de plena de carga de 9,98 A, entregando una potencia de 1,06 p.u o de 2121,77 W.

Con el objetivo de realizar un modelo lo más estable posible desde el punto de vista numérico, buscando que la velocidad de rotación de la turbina responda a los cambios en el flujo de agua, se utilizó una constante de inercia H en el generador de 0,094 s. Con este valor, cualquier cambio abrupto en el flujo de agua será seguido por los cambios instantáneos en la velocidad de rotación y esto se reflejará en la simulación.

Empleando el modelo de la turbina hidrocínética, el modelo del generador de imanes permanentes y los convertidores de electrónica de potencia *Boost-Buck* se logró simular a la conexión del grupo turbina generador a la red eléctrica representada por una barra infinita con una tensión de 0,8 p.u y una frecuencia de 60 Hz.

Para rectificar la corriente AC-DC del generador se utilizó un puente diodos, pues es más barato y confiable que los convertidores activos, para su modelado y simulación no requiere grandes algoritmos de control. Dentro de las desventajas se puede decir que posee un 10% del sexto armónico en el torque y altos niveles de quinto (5°) y séptimo (7°) armónico en las corrientes del generador.

Dentro del modelo implementado, el puente de diodos da paso al convertidor DC-DC Boost quién toma la tensión de entrada (EDC_In) con un alto nivel de rizado y entrega una tensión de salida DC (EDC_Out) pura en un valor de 200 V.

La señal de salida del Boost es utilizada para realizar el control MPPT. Cómo se concluyó

del modelo matemático analizado para este algoritmo, al variar el ciclo de trabajo del convertidor DC-DC el voltaje de salida del sistema generador-rectificador puede ser controlado y como consecuencia este control dependerá de la velocidad de la máquina.

En la simulación del modelo conectado a la barra infinita, se observó como la tensión del generador, después del transitorio inicial, llega a un valor de 1 p.u. En ese sentido, se puede comprobar como el generador va aumentando su carga hasta llegar a una potencia nominal de 2 kW o 1 p.u. de manera controlada en un tiempo cercano a los 4 segundos, la cual es absorbida o entregada al sistema representada por la barra infinita.

Después del transitorio que se observa al comienzo de la simulación, la tensión en cada una de las barras o nodos que permiten conectar la turbina a la barra infinita llega a 0,89 p.u. Valor que muestra una mejora sustancial respecto a la tensión operativa inicial de la red eléctrica que es de 0,8 p.u.

Mediante la conexión del grupo turbina-generador a una *benchmark CIGRE* de baja tensión y 60 Hz se observó el positivo impacto eléctrico en esta microrred. Se observaron notables mejoras los niveles de tensión en las barras más críticas, se disminuyó el porcentaje de cargabilidad de las líneas de transmisión y; consecuentemente, se mejoró la frecuencia eléctrica de todo el conjunto, cuando se consideró un grupo de 60 kW.

Los datos entregados por la simulación de una turbina de 60 kW permiten ver como la tensión se mejora de manera considerable en la barra VBus6_315m, cuya tensión aumenta desde 0,88 p.u a 0,9144 p.u, teniendo una mejoría cerca al 2,8%. Una situación similar ocurre en las barras VBus4_175m y VBus5_280m, donde la tensión mejora en promedio un 1,5%. Esto sin duda será un beneficio para la red, pues en estas barras se concentra el 57% de la carga total del circuito.

Ahora mirando la cargabilidad de los primeros segmentos de línea, se muestra una reducción cerca al 28%, mientras en los últimos tramos de la red, el impacto es más fuerte, teniendo una reducción en la potencia transmitida por las redes, cercana al 55%. En particular, en los segmentos de línea PBus5_280m y PBus6_315m, la potencia transportada por los cables presenta un signo negativo; esto significa que, debido a la mayor inyección de potencia en la zona eléctrica, compuesta por las barras VBus5_280m y VBus6_315m, se convierte en un exportador de potencia hacia las otras barras de la red.

Desde el punto de vista eléctrico y operativo, si se llegara a presentar una contingencia en la línea PBus5_280m, la red podría segmentarse en dos centros de generación, uno alimentado desde la barra principal y el otro desde la generación de la turbina hidrocínética,

cumpliendo el principio de flexibilidad que caracteriza a una microrred y justificando los beneficios que las turbinas hidrocinéticas pueden aportar a pequeñas redes ubicadas en zonas rurales.

Finalmente, al mirar la frecuencia medida en la microrred, cuando se encuentra interconectada a la turbina de 60 kW, presenta un valor de 60,15 Hz, entre tanto, la turbina presenta una frecuencia de 60,98 Hz.

Dentro de este trabajo, también se realizó la estimación económica-financiera de los principales costos, se calculó el valor presente neto y el retorno de la inversión que se obtendría al implementar este tipo de aplicaciones en generación de electricidad.

La tasa interna de retorno que se obtiene para este proyecto será del 35,7% E.A, la cual es bastante alta si se compara con la típica expectativa de los inversionistas del sector eléctrico que, generalmente esperar tasas entre el 16% y el 20%. En ese orden de ideas, el VPN del proyecto; al final del período de evaluación, presenta un beneficio de \$ 14 22 USD, confirmando que este tipo de inversión es rentable.

Finalmente; mediante el software *HOMERProTM*, se realizó la evaluación energética y económica de utilizar las turbinas hidrocinéticas; confirmándose como una excelente alternativa; poco explorada, de generación eléctrica renovable no convencional en zonas no interconectadas en una aplicación al caso colombiano. Con el *HOMERProTM* se encontró que la Tasa Interna de Retorno (TIR) de este proyecto es del 31,2% lo que permitiría el retorno de la inversión en un tiempo promedio de 3,09 años, dejando evidencia de la alta rentabilidad que se puede obtener en este tipo de proyectos.

Como trabajos futuros se recomienda seguir explorando; con el objetivo de simplificar el sistema control, la posibilidad de utilizar convertidores de electrónica de potencia de segundo nivel, tanto para el lado de la red, como para el lado del generador.

REFERENCIAS

- [1] R. Urrunaga, J. Aguirre, J. L. Bonifaz, G. Aragón, and O. Jara, *Beneficios sociales de la electrificación rural Metodologías y estimaciones*, 1a edición. Lima, Perú, 2013.
- [2] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, "PIEC 2016-2020 - Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica," p. 48, 2016.
- [3] B. I. de D. BID, "Acceso a la electricidad (% de población) | Data." [Online]. Available: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS>. [Accessed: 02-Dec-2018].
- [4] UPME, *Plan Indicativo De Expansión De Cobertura De Energía Eléctrica 2013-2017*, no. 57. 2013.
- [5] Ideam and UPME, "Atlas de Viento e Energía Eólica de Colombia," *Bogotá, Colomb.*, p. 168, 2006.
- [6] C. Sánchez, F. Rodríguez, E. Collante, and O. Simbaqueva, "Atlas de radiación solar de Colombia," ... , *HIMAT, Bogotá, Colomb.*, pp. 13–22, 2005.
- [7] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, "Atlas : Potencial Hidroenergético de Colombia," *UPME*, pp. 1–24, 2015.
- [8] H. J. Vermaak, K. Kusakana, and S. P. Koko, "Status of micro-hydrokinetic river technology in rural applications: A review of literature," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 625–633, 2014.
- [9] M. S. Güney and K. Kaygusuz, "Hydrokinetic energy conversion systems: A technology status review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 2996–3004, 2010.
- [10] O. Ellabban, H. Abu-Rub, and F. Blaabjerg, "Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 748–764, 2014.
- [11] D. Zhou and Z. (Daniel) Deng, "Ultra-low-head hydroelectric technology: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, no. May, pp. 23–30, 2017.
- [12] B. R. Cobb and K. V. Sharp, "Impulse (Turgo and Pelton) turbine performance characteristics and their impact on pico-hydro installations," *Renew. Energy*, vol. 50, pp. 959–964, 2013.
- [13] A. H. Elbatran, O. B. Yaakob, Y. M. Ahmed, and A. S. Shehata, "Numerical and experimental investigations on efficient design and performance of hydrokinetic Banki cross flow turbine for rural areas," *Ocean Eng.*, vol. 159, no. May, pp. 437–456, 2018.

- [14] Voith, "Pelton turbines Harnessing the power of water," *Voith*, p. 1.
- [15] Voith, "Francis turbines Harnessing the power of water," p. 5, 2013.
- [16] VOITH, "Kaplan Turbines Harnessing the power of water with engineered reliability," 2012.
- [17] E. Quaranta, "Stream water wheels as renewable energy supply in flowing water: Theoretical considerations, performance assessment and design recommendations," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 45, pp. 96–109, 2018.
- [18] D. R. Č, Z. Č. Orba, and B. D. Č, "APPLICATION OF PERMANENT MAGNET SYNCHRONOUS GENERATORS WITHIN SMALL-SCALE HYDROPOWER SYSTEMS PRIMENA SINHRONIH GENERATORA SA STALNIM MAGNETIMA U MALIM HIDROELEKTRANAMA Hydro – scheme components," vol. 4487, pp. 149–152, 2010.
- [19] M. J. Khan, G. Bhuyan, M. T. Iqbal, and J. E. Quaicoe, "Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review," *Appl. Energy*, vol. 86, no. 10, pp. 1823–1835, 2009.
- [20] I. Loots, M. Van Dijk, B. Barta, S. J. Van Vuuren, and J. N. Bhagwan, "A review of low head hydropower technologies and applications in a South African context," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 50, pp. 1254–1268, 2015.
- [21] M. S. Guney, "Evaluation and measures to increase performance coefficient of hydrokinetic turbines," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 8, pp. 3669–3675, 2011.
- [22] S. P. Koko, K. Kusakana, and H. J. Vermaak, "Micro-hydrokinetic river system modelling and analysis as compared to wind system for remote rural electrification," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 126, pp. 38–44, 2015.
- [23] M. The and D. Of, "Measuring density," *Density Meas.*, vol. i, no. 1, pp. 1–6, 2003.
- [24] A. N. Gorban', A. M. Gorlov, and V. M. Silantyev, "Limits of the turbine efficiency for free fluid flow," *J. Energy Resour. Technol. Trans. ASME*, vol. 123, no. 4, pp. 311–317, 2001.
- [25] J. E. Gould, "Permanent magnets," *Proc. Inst. Electr. Eng.*, vol. 125, no. 11R, p. 1137, 1978.
- [26] D. Hadfield, "Materials for permanent magnets," *Mater. Des.*, vol. 8, no. 6, pp. 307–314, Nov. 1987.

- [27] K&J Magnetics, "K&J Magnetics - Strong Neodymium Magnets, Rare Earth Magnets." [Online]. Available: <https://www.kjmagnetics.com/>. [Accessed: 25-Dec-2019].
- [28] V. B. Honsinger, "The Fields and Parameters of Interior Type AC Permanent Magnet Machines," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, no. 4, pp. 867–876, Apr. 1982.
- [29] K. Magnetics, "Temperature and Neodymium Magnets." [Online]. Available: <https://www.kjmagnetics.com/blog.asp?p=temperature-and-neodymium-magnets>. [Accessed: 25-Dec-2019].
- [30] L. Wei, T. Nakamura, and K. Imai, "Development and optimization of low-speed and high-efficiency permanent magnet generator for micro hydro-electrical generation system," *Renew. Energy*, vol. 147, pp. 1653–1662, 2020.
- [31] S. R. Trout, "Material selection of permanent magnets, considering thermal properties correctly," *Proc. Electr. Insul. Conf.*, pp. 365–370, 2001.
- [32] U. S. Deshpande, "Recent advances in materials for use in permanent magnet machines - A review," *IEMDC 2003 - IEEE Int. Electr. Mach. Drives Conf.*, vol. 1, pp. 509–515, 2003.
- [33] First4magnets, "A Comparison Of Magnetic Materials At A Glance | First4magnets.com." [Online]. Available: <https://www.first4magnets.com/tech-centre-i61/information-and-articles-i70/a-comparison-of-magnetic-materials-at-a-glance-i79>. [Accessed: 25-Dec-2019].
- [34] J. M. D. Coey, "Perspective and Prospects for Rare Earth Permanent Magnets," *Engineering*, vol. m, no. xxxx, Jun. 2019.
- [35] H. Nakamura, "The current and future status of rare earth permanent magnets," *Scr. Mater.*, vol. 154, pp. 273–276, 2018.
- [36] K. P. Skokov and O. Gutfleisch, "Heavy rare earth free, free rare earth and rare earth free magnets - Vision and reality," *Scr. Mater.*, vol. 154, pp. 289–294, 2018.
- [37] S. R. Trout, "SELECTION AND SPECIFICATION OF PERMANENT MAGNET MATERIALS Gary D . Wooten Echelon Magnetics , LLC."
- [38] A. Beainy, C. Maatouk, N. Moubayed, and F. Kaddah, "Comparison of different types of generator for wind energy conversion system topologies," *2016 3rd Int. Conf. Renew. Energies Dev. Countries, REDEC 2016*, 2016.
- [39] M. Cheah-Mane, J. Liang, and N. Jenkins, "Permanent magnet synchronous generator for wind turbines: Modelling, control and Inertial Frequency Response,"

- Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, no. 1, pp. 1–6, 2014.
- [40] E. Generation and H. R. Van Niekerk, "PERMANENT MAGNET ALTERNATORS FOR STAND ALONE ELECTRICITY GENERATION H R van Niekerk Department of Electrical and Electronic Engineering University of Pretoria , Pretoria , 0002," pp. 1–5.
- [41] Z. Chen and H. Li, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 2, no. 2, pp. 123–138, Jun. 2008.
- [42] S. Kahourzade, A. Mahmoudi, H. W. Ping, and M. N. Uddin, "A comprehensive review of axial-flux permanent-magnet machines," *Can. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 37, no. 1, pp. 19–33, 2014.
- [43] S. Benelghali, M. E. H. Benbouzid, and J. F. Charpentier, "Generator systems for marine current turbine applications: A comparative study," *IEEE J. Ocean. Eng.*, vol. 37, no. 3, pp. 554–563, 2012.
- [44] Z. Wu, W. Gao, D. Yang, and Y. Shi, "Comprehensive modeling and analysis of Permanent Magnet Synchronous Generator-Wind Turbine system with enhanced Low Voltage Ride Through Capability," *2012 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2012*, pp. 2091–2098, 2012.
- [45] Eduard Muljadi; Alan Wright; Vahan Gevorgian; James Donegan; Cian Marnagh; Jarlath McEntee, "Power Generation for River and Tidal Generators," 2006.
- [46] PSCAD Power Systems Computer Aided Design, "Power Systems Computer Aided Design USER ' S GUIDE on the use of PSCAD." Manitoba Hydro International Ltd, Winnipeg, Manitoba, pp. 1–529, 2018.
- [47] P. B. Ngancha, K. Kusakana, and E. Markus, "Modelling and simulation of a power converter for variable speed hydrokinetic systems," *Proc. 25th Conf. Domest. Use Energy, DUE 2017*, no. October, pp. 227–232, 2017.
- [48] M. Hauck, I. Munteanu, A. I. Bratcu, S. Bacha, and D. Roye, "Operation of grid-connected cross-flow water turbines in the stall region by direct power control," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1132–1140, 2011.
- [49] T. R. S. De Freitas, P. J. M. Menegáz, and D. S. L. Simonetti, "Rectifier topologies for permanent magnet synchronous generator on wind energy conversion systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 54, pp. 1334–1344, 2016.
- [50] R. Esmaili, L. Xu, and D. K. Nichols, "A new control method of permanent magnet generator for maximum power tracking in wind turbine application," *2005 IEEE Power*

- Eng. Soc. Gen. Meet.*, vol. 3, pp. 2090–2095, 2005.
- [51] S. Kouro *et al.*, “Recent advances and industrial applications of multilevel converters,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 8, pp. 2553–2580, 2010.
- [52] S. Kouro, J. Rodriguez, B. Wu, S. Bernet, and M. Perez, “Powering the future of industry: High-power adjustable speed drive topologies,” *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 18, no. 4, pp. 26–39, 2012.
- [53] V. Yaramasu, B. Wu, P. C. Sen, S. Kouro, and M. Narimani, “High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies,” *Proc. IEEE*, vol. 103, no. 5, pp. 740–788, 2015.
- [54] D. M. Vilathgamuwa and S. D. G. Jayasinghe, “Rectifier systems for variable speed wind generation - A review,” *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, pp. 1058–1065, 2012.
- [55] Y. Jiang, M. F. Rong, and L. Y. Hua, “Variable speed constant frequency tidal current energy generation and control strategy for maximum power point tracking and grid connection,” *1st Int. Conf. Sustain. Power Gener. Supply, SUPERGEN '09*, 2009.
- [56] Z. Jiang, “Power Conversion System for Grid Connected Micro Hydro Power System with Maximum Power Point Tracking,” no. May, 2017.
- [57] P. Electronics, “Relation Between V ,” *EE462L, Power Electron. DC-DC Buck/Boost Convert.*, no. 2, pp. 1–12, 2013.
- [58] A. Kwasinski, “EE462L, Power Electronics, DC-DC SEPIC (Converter) Version March 1, 2014,” p. 17, 2014.
- [59] PSCAD™/EMTDC™, “Type-4 Wind Turbine Model,” no. december 5, 2018, p. 34, 2018.
- [60] E. Muljadi, S. Pasupulati, A. Ellis, and D. Kostrov, “Method of equivalencing for a large wind power plant with multiple turbine representation,” *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, 2008.
- [61] S. Papathanassiou, H. Nikos, and S. Kai, “A benchmark low voltage microgrid network,” *Proc. CIGRE Symp. power Syst. with dispersed Gener. Technol. impacts Dev. Oper. performances, Athens, Greece*, no. April, pp. 1–8, 2005.
- [62] R. D. Montoya Ramírez, F. I. Cuervo, and C. A. Monsalve Rico, “Technical and financial valuation of hydrokinetic power in the discharge channels of large hydropower plants in Colombia: A case study,” *Renew. Energy*, vol. 99, pp. 136–147, 2016.
- [63] A. M. Rosso Cerón and V. Kafarov, “Analysis on the economic feasibility of power

- generation from renewable energy systems in non-interconnected zones of Colombia, study of cases,” *Chem. Eng. Trans.*, vol. 43, pp. 1447–1452, 2015.
- [64] B. Ogayar and P. G. Vidal, “Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 6–13, 2009.
- [65] J. Gallagher, I. M. Harris, A. J. Packwood, A. McNabola, and A. P. Williams, “A strategic assessment of micro-hydropower in the UK and Irish water industry: Identifying technical and economic constraints,” *Renew. Energy*, vol. 81, pp. 808–815, 2015.
- [66] S. K. Singal, R. P. Saini, and C. S. Raghuvanshi, “Analysis for cost estimation of low head run-of-river small hydropower schemes,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 14, no. 2, pp. 117–126, 2010.
- [67] A. Kumar, “Cost Assessment of Hydrokinetic Power Generation,” vol. 1, no. 1, pp. 224–233.
- [68] T. Muluken, Dawit Diriba Guta, and Bimrew Tamrat Admasu, “Economics of Hydro-Kinetic Turbine for off-grid Application : A Case Study of Gumara River , Upper,” *Int. J. Renew. ENERGY Res.*, vol. 9, no. 3.
- [69] Profesor Idi Amin Isaac Millán, “MICRO-REDES AISLADAS: NOTAS DE CLASE.” Medellín - Colombia, p. 18, 2017.