



EDUCACIÓN

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

Tecnológico Nacional de México

Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico

Tesis de Maestría

Generación de energía eléctrica mediante el
aprovechamiento de corrientes marinas.

presentada por

Ing. Pedro Suazo Rodríguez

como requisito para la obtención del grado de
**Maestro en Ciencias en Ingeniería
Electrónica**

Director de tesis

Dr. Víctor Hugo Olivares Peregrino

Codirector de tesis

Dr. Luis Gerardo Vela Valdés

Cuernavaca, Morelos, México. Julio de 2024.

Cuernavaca, Mor.,
No. de Oficio:
Asunto:

10/JUNIO/2024

DIE/068/2024

Aceptación de documentos de tesis

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del **C. PEDRO SUAZO RODRÍGUEZ**, con número de control **M22CE086** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado **"GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE EL APROVECHAMIENTO DE CORRIENTES MARINAS"**, y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Víctor Hugo Olivares Peregrino
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 5999002

CODIRECTOR DE TESIS

Dr. Luis Gerardo Vela Valdés
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 7980044

REVISOR 1

Dr. Enrique Quintero Marmol Márquez
Doctor en Ciencias en Ingeniería Química
Cédula profesional 10259407

REVISOR 2

Dra. Ma. Guadalupe López López
Doctora en Ciencias en Ingeniería Química
Cédula profesional 7980045

C. p. M.T.I. María Elena Gómez Torres, Jefa del Departamento de Servicios Escolares
Estudiante:
JGM/kmq



Cuernavaca, Mor.,
No. De Oficio:
Asunto:

11/junio/2024
SAC/187/2024
Autorización de
impresión de tesis

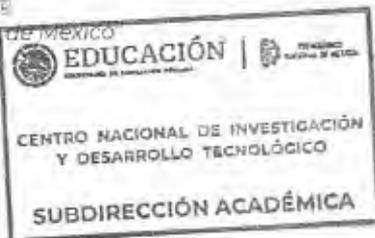
PEDRO SUAZO RODRÍGUEZ
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
P R E S E N T E

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE EL APROVECHAMIENTO DE CORRIENTES MARINAS"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

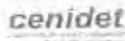
Excelencia en Educación Tecnológica
"Conocimiento y tecnología al servicio de México"



CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO

C. c. p. Departamento de Ingeniería Electrónica
Departamento de Servicios Escolares

CMAZ/lmz



RESUMEN

Desde la Revolución Industrial, la combinación energética de la mayoría de los países del mundo está dominada por los combustibles fósiles. Esto tiene importantes consecuencias para el clima mundial y la salud humana. El desarrollo de las energías renovables se orienta principalmente en dos direcciones: generar energía eléctrica a partir de fuentes renovables para alterar el equilibrio energético global en favor de estas, y garantizar que las personas en todo el mundo tengan acceso constante y seguro a la electricidad.

En los países en desarrollo, las energías renovables a menudo son la única opción para electrificar áreas rurales completas. Esta solución innovadora y sostenible permite a las comunidades desfavorecidas obtener un acceso constante y seguro a la red eléctrica. Su propósito es cerrar la brecha en el acceso a la energía eléctrica y asegurar que todas las personas tengan iguales oportunidades de desarrollo.

Las principales fuentes de energía renovable son la energía solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica, de la biomasa y marina.

Este trabajo de tesis se basa en la energía por corrientes marinas, debido a que los mares y océanos constituyen una de las mayores fuentes de energías renovables disponibles en el mundo, lo que supone un enorme potencial energético que, mediante diferentes tecnologías, puede ser transformado en electricidad. Además, teniendo en cuenta que México presenta sitios con condiciones favorables para el desarrollo de investigación y aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de las corrientes marinas como fuentes de energía renovable.

El trabajo de tesis se centra en el modelado y simulación de un sistema que aprovecha las corrientes marinas para generar energía eléctrica. Se utilizan herramientas de modelado y simulación para comprender y analizar el comportamiento del sistema y de cada uno de los componentes que lo conforman; como el dispositivo de captura de energía, el sistema de transmisión, los sistemas de conversión y distribución y el sistema de control. Los resultados de la simulación proporcionan información para el diseño y la implementación de sistemas por corrientes marinas, contribuyendo así al desarrollo de fuentes de energía renovable más eficientes y sostenibles.

ABSTRACT

Since the Industrial Revolution, the energy mix of most countries in the world has been dominated by fossil fuels. This has major consequences for the global climate and human health. The development of renewable energies is primarily oriented in two directions: generating electricity from renewable sources to alter the global energy balance in favor of renewables, and ensuring that people around the world have constant and secure access to electricity.

In developing countries, renewable energy is often the only option for electrifying entire rural areas. This innovative and sustainable solution enables disadvantaged communities to gain constant and secure access to the electricity grid. Its purpose is to close the gap in access to electricity and ensure that all people have equal opportunities for development.

The main sources of renewable energy are solar, wind, hydro, geothermal, biomass and marine energy.

This thesis work is based on marine current energy, because the seas and oceans constitute one of the largest sources of renewable energy available in the world, which implies an enormous energy potential that, through different technologies, can be transformed into electricity. In addition, taking into account that Mexico presents sites with favorable conditions for the development of research and application of technologies for the use of marine currents as renewable energy sources.

The thesis work focuses on the modeling and simulation of a system that takes advantage of marine currents to generate electricity. Modeling and simulation tools are used to understand and analyze the behavior of the system and each of its components, such as the energy capture device, the transmission system, the conversion and distribution systems, and the control system. The simulation results provide information for the design and implementation of ocean current systems, thus contributing to the development of more efficient and sustainable renewable energy sources.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de tesis a mis padres quienes con su amor incondicional y apoyo constante han sido mi faro en cada paso de este camino, esta tesis es un tributo a su sacrificio y dedicación. Su confianza en mí, ha sido mi mayor inspiración.

A mis hermanos cuyo impulso, ánimo y complicidad han sido mi soporte en los momentos difíciles y mi alegría en los momentos de triunfo. Esta tesis es también vuestra, porque cada logro es compartido y cada obstáculo superado es gracias a vuestro apoyo incondicional.

A mis respetados asesores, Dr. Víctor Hugo Olivares Peregrino y Dr. Luis Gerardo Vela Valdés, cuya guía experta y paciencia infinita han sido fundamentales en la culminación de este trabajo. Vuestra sabiduría y consejos han sido un faro en la oscuridad académica, y por ello les estaré eternamente agradecido.

AGRADECIMIENTOS*Amados padres,*

No hay palabras suficientes para expresar mi profundo agradecimiento por todo lo que han hecho por mí. Su amor incondicional, su apoyo constante y su sacrificio han sido la fuerza impulsora detrás de cada logro en este viaje académico. Esta tesis no solo representa mi esfuerzo, sino también el fruto de su dedicación y guía a lo largo de los años. Gracias por creer en mí y por ser mi mayor inspiración.

Amados hermanos,

Vuestra presencia inquebrantable y vuestro ánimo constante han sido un regalo invaluable en este proceso. Cada palabra de aliento, cada gesto de solidaridad, ha fortalecido mi determinación y ha iluminado mi camino. Esta tesis es también vuestra, porque cada paso dado ha sido compartido y celebrado juntos. Gracias por ser mi roca en los momentos difíciles y por compartir conmigo las alegrías de cada logro alcanzado.

Zueridos amigos,

Vuestra amistad ha sido un faro de luz en los días más oscuros y una fuente inagotable de alegría en los momentos de celebración. Gracias por estar siempre presentes, por comprender mis ausencias y por celebrar mis triunfos como si fueran vuestros propios logros. Vuestra compañía ha hecho este viaje mucho más significativo y memorable. Gracias por ser parte de mi historia y por enriquecer mi vida de incontables maneras.

Respetados asesores,

Vuestra sabiduría, paciencia y orientación experta han sido fundamentales en la realización de esta tesis. Vuestra dedicación a mi crecimiento académico ha sido evidente en cada consejo, cada revisión y cada conversación que hemos compartido. Estoy profundamente agradecido por vuestra generosidad de conocimiento y por el tiempo y esfuerzo que han invertido en mí. Vuestra influencia perdurará más allá de estas páginas, dejando una huella imborrable en mi formación como profesional y como persona.

Respetados profesores,

Me gustaría expresar mi más sincero agradecimiento por su invaluable contribución a mi formación académica y al desarrollo de esta tesis. Cada clase que impartieron fue una oportunidad para aprender y crecer, y cada consejo que compartieron fue un faro de orientación en mi camino hacia la culminación de este trabajo. De forma particular quiero agradecer su disposición y apoyo al Dr. Carlos Daniel García Beltrán.

Vuestra pasión por la enseñanza y vuestro compromiso con el éxito de vuestros estudiantes han dejado una marca indeleble en mi educación. Vuestras palabras de aliento, vuestros desafíos intelectuales y vuestro apoyo constante han sido fundamentales en mi desarrollo como estudiante y como investigador.

TecNM

Zuiero expresar mi más sincero agradecimiento al Tecnológico Nacional de México por brindarme la oportunidad de realizar mis estudios y por el invaluable apoyo académico y personal durante estos años.

CENIDET

Zuisiera expresar mi más sincero agradecimiento al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico por su invaluable apoyo durante el desarrollo de esta tesis. Su compromiso con la excelencia académica y la innovación tecnológica ha sido una fuente de inspiración y un pilar fundamental en la culminación de este proyecto.

CONAHCYT

Zuisiera expresar mi más sincero agradecimiento al Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías por el apoyo brindado a través de la beca estudiantil que me fue otorgada. Sin su generosa financiación y confianza en mi potencial, no habría sido posible llevar a cabo este proyecto de tesis.

En fin, agradezco a todas las personas que conozco y que me han ayudado en mi vida para llegar al final de este proceso.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	I
ABSTRACT.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
TABLA DE CONTENIDO.....	VII
LISTADO DE FIGURAS.....	X
LISTADO DE TABLAS.....	XIII
SIMBOLOGÍA.....	XIV
ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS.....	XVI
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Planteamiento del problema.....	2
1.3 Hipótesis.....	2
1.4 Propuesta de investigación.....	2
1.5 Objetivos.....	2
1.6 Metas.....	3
1.7 Contribución.....	3
1.8 Metodología.....	3
1.9 Organización.....	4
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE.....	7
2.1 Energía de las corrientes marinas.....	7
2.2 Funcionamiento de los sistemas de corrientes marinas.....	8
2.3 Proyectos destacados en la energía por corrientes marinas.....	9
2.4 Convertidores de energía de corriente marina.....	12
2.5 Generadores implementados en los sistemas por corrientes marinas.....	14
2.5.1 Generadores síncronos.....	14
2.5.2 Generadores asíncronos.....	15
2.5.3 Comparativa en generadores rotativos.....	15
2.5.4 Sistema de transmisión y generación de energía.....	16
2.6 Topologías generador-convertidor en los sistemas por corrientes marinas.....	17
2.6.1 Ventajas y desventajas de los distintos tipos de convertidores.....	18
2.7 Estrategias de control de un sistema por corrientes marinas.....	20
2.7.1 Método de control MPPT.....	21

2.8 Programas de simulación de sistemas.....	22
2.9 Demanda de energía eléctrica de una vivienda en México.....	24
CAPÍTULO 3. MARCO TEÓRICO	27
3.1 Convertidor de energía de corriente marina.....	27
3.1.1 Sistema mecánico de transmisión.....	29
3.2 Máquina síncrona de imanes permanentes.....	30
3.2.1 Características de un generador síncrono	30
3.2.2 Velocidad de rotación de un generador síncrono.....	31
3.2.3 Modelo equivalente de un generador síncrono	32
3.2.4 Potencia y torque en un generador síncrono	34
3.3 Convertidores electrónicos de potencia.....	35
3.3.1 Convertidores CA-CD	35
3.3.2 Convertidores CD-CD	38
3.3.3 Convertidores CD-CA	44
3.4 Dispositivos semiconductores de potencia	53
3.4.1 Transistores de potencia.....	53
CAPÍTULO 4. CASO DE ESTUDIO.....	55
4.1 Sitio de estudio.....	55
4.1.1 Canal de Cozumel	55
4.1.2 Emplazamiento y dimensionamiento de la turbina para corrientes marinas	56
4.1.3 Localidad de Pueblo Nuevo	57
CAPÍTULO 5. DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA POR CORRIENTES MARINAS	59
5.1 Turbina para corrientes marinas.....	59
5.2 Conjunto Turbina-Generador	61
5.3 Conjunto Turbina-Generador-Rectificador.....	63
5.4 Convertidor CD-CD elevador.....	64
5.4.1 Cálculo de los parámetros del convertidor	64
5.4.2 Conjunto Turbina-Generador-Rectificador-Convertidor CD-CD.....	67
5.5 Convertidor CD-CA	69
5.6 Filtro a la salida del inversor	70
5.6.1 Diseño del filtro LC.....	71
5.7 Filtro a la salida del convertidor CD-CD	73
5.8 Estrategia de control MPPT	76
CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN DEL SISTEMA POR CORRIENTES MARINAS	79

6.1 Evaluación del sistema por corrientes marinas	79
6.2 Protocolo de pruebas y/o análisis de resultados del sistema por corrientes marinas	85
6.2.1 Condiciones de operación del sistema por corrientes marinas.....	86
6.2.2 Escenario de prueba 1	87
6.2.3 Escenario de prueba 2	90
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES	95
7.1 Conclusión general	95
7.2 Trabajos futuros	95
ANEXOS	97
Anexo A. Dispositivos semiconductores de potencia	97
Anexo B. Ubicación de Pueblo Nuevo en la Isla Cozumel.	99
Anexo C. Códigos de MATLAB del algoritmo Perturbar y Observar.	100
BIBLIOGRAFÍA	101

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general de conversión de energía por corrientes marinas.	8
Figura 2. Avances más destacados en la energía de las corrientes marinas [11].....	9
Figura 3. Turbina SIMEC Atlantis de MeyGen instalada en Pentland Firth (Escocia) [11].	10
Figura 4. Turbina para corrientes marinas Nova M100-D instalada en Shetland (Escocia) [11].	10
Figura 5. Turbinas de sistema de flujo libre Gen5 instalada en el East River de la ciudad de Nueva York [11].	11
Figura 6. Turbina de eje vertical de 1 MW instalada en el emplazamiento de pruebas de Paimpol-Bréhat (Bretaña) [11].	11
Figura 7. Convertidores de corriente marina. (a) Turbina de eje horizontal, (b) Turbina de eje vertical [9].	12
Figura 8. Turbina para corrientes marinas con accionamiento directo.....	17
Figura 9. Turbina para corrientes marinas con accionamiento semidirecto.	17
Figura 10. Topologías de convertidores. (a) Convertidor Back-to-Back, (b) Convertidor basado en rectificador puente de diodos, (c) Convertidor matricial [26].....	18
Figura 11. Curva C_p Vs TSR de una turbina [31].	21
Figura 12. (a) Relación entre la potencia generada y la velocidad del generador con el método (P&O), (b) Diagrama de flujo del algoritmo P&O [30, 37].	22
Figura 13. Relación entre el C_p y el TSR [50].	28
Figura 14. Evolución del coeficiente de potencia (C_p) frente a la velocidad específica (λ) para distintos valores del ángulo de paso (β) [52].	29
Figura 15. Sistema mecánico de la turbina con accionamiento directo [50].	29
Figura 16. Rotor de dos polos no salientes de una máquina síncrona [55].	31
Figura 17. Rotor de seis polos salientes de una máquina síncrona [55, 56].	31
Figura 18. Circuito equivalente del Generador Síncrono de Imanes Permanentes [53].	32
Figura 19. Representación del circuito de devanado de campo de un generador sincrónico [21].	33
Figura 20. Circuitos equivalentes del PMSG en el marco de referencia dq0. (a) Eje directo, (b) Eje de cuadratura [21].	34
Figura 21. Diagrama de flujo de potencia de un generador síncrono [55].	35
Figura 22. Estructura básica de un convertidor CA-CD [61].	36
Figura 23. Estructura básica de los rectificadores.	36
Figura 24. Rectificador trifásico en puente [62].	37
Figura 25. Tensión del generador y tensiones de salida del rectificador [62].	37
Figura 26. Relación de entrada y salida de un convertidor de CD-CD [64].	38
Figura 27. Regulador lineal básico [62].	38
Figura 28. (a) Convertidor CD-CD básico conmutado, (b) Equivalente para conmutación, (c) Tensión de salida [62].	39
Figura 29. Convertidor elevador. (a) Esquema del circuito, (b) Circuito equivalente cuando el interruptor está cerrado, (c) Circuito equivalente cuando el interruptor está abierto [62].	40
Figura 30. Formas de onda del convertidor elevador. (a) Tensión en la bobina. (b) Corriente en la bobina. (c) Corriente en el diodo. (d) Corriente en el condensador [62].	41
Figura 31. Convertidor CD-CA. (a) Diagrama de bloques, (b) Voltaje de salida [64].	44
Figura 32. Clasificación de los inversores.	45
Figura 33. Inversor monofásico de puente completo.	46
Figura 34. Formas de onda en la salida de inversor monofásico de puente completo.	46

Figura 35. Modulación por ancho de pulso bipolar. (a) Señal de referencia sinusoidal y portadora triangular, (b) Tensión de salida CA [62].	48
Figura 36. Modulación por ancho de pulso unipolar. (a) Señales de referencia y portadora, (b) Tensiones V_a y V_b del puente, (c) Tensión de salida CA [62].	49
Figura 37. Componente CA fundamental normalizado de la tensión de salida en un VSI de puente completo modulado por SPWM [67].	50
Figura 38. Armónicos presentes en la tensión de salida debido a la sobremodulación [67].	50
Figura 39. Inversor de puente completo con filtro LC.	52
Figura 40. Zonas potenciales con corrientes marinas en México [70].	55
Figura 41. Comportamiento de la corriente de Cozumel en dependencia de la profundidad [72].	56
Figura 42. Batimetría del Mar Caribe y el Golfo de México [75].	57
Figura 43. Modelo de la turbina para corrientes marinas.	60
Figura 44. Bloque de la turbina para corrientes marinas.	61
Figura 45. Esquema de simulación Turbina-Generador en Simulink de MATLAB.	62
Figura 46. Formas de onda de los voltajes a la salida del generador sincrónico.	62
Figura 47. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del generador sincrónico.	63
Figura 48. Esquema de simulación turbina-generador-rectificador.	63
Figura 49. Forma de onda del voltaje a la salida del rectificador.	63
Figura 50. Esquema de simulación turbina-generador-rectificador con filtro a la salida.	64
Figura 51. Forma de onda del voltaje a la salida del rectificador con filtro.	64
Figura 52. Esquema de simulación turbina-generador-rectificador-convertidor CD-CD.	67
Figura 53. Pulso generado a la frecuencia de 20 kHz.	67
Figura 54. Voltaje de entrada y de salida del convertidor elevador.	68
Figura 55. Potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} , potencia a la salida del generador P_{ca} y potencia a la salida del convertidor elevador P_0 .	68
Figura 56. (a) Inversor monofásico puente completo, (b) Esquema SPWM.	69
Figura 57. Modulación por ancho de pulso senoidal para un inversor monofásico.	69
Figura 58. Voltaje a la salida del inversor monofásico con técnica SPWM.	70
Figura 59. Inversor de puente completo con filtro LC.	71
Figura 60. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del inversor sin filtro LC.	71
Figura 61. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del inversor con filtro LC.	72
Figura 62. Voltaje a la salida del inversor monofásico con filtro LC.	73
Figura 63. Voltaje a la salida del convertidor CD-CD elevador sin el filtro capacitivo.	73
Figura 64. Circuito equivalente entre los terminales a la salida del convertidor CD-CD y la carga.	74
Figura 65. Voltaje a la salida del convertidor CD-CD elevador con el filtro capacitivo.	75
Figura 66. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del inversor con filtro LC y filtro capacitivo a la salida del convertidor CD-CD.	76
Figura 67. Estrategia de control MPPT implementada en el Convertidor CD-CD.	76
Figura 68. Comportamiento del ciclo de trabajo.	77
Figura 69. Potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} y potencia a la salida del convertidor elevador P_0 sin el control MPPT.	78
Figura 70. Potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} y potencia a la salida del convertidor elevador P_0 con el control MPPT.	78
Figura 71. Sistema con componentes ideales implementado en Simulink de MATLAB.	79
Figura 72. Voltaje a la salida del sistema con componentes ideales.	80
Figura 73. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del sistema.	80
Figura 74. Potencias en distintos puntos del sistema con componentes ideales.	80

Figura 75. Sistema con componentes reales implementado en Simulink de MATLAB.	81
Figura 76. Voltaje a la salida del sistema con componentes reales.	81
Figura 77. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del sistema.	81
Figura 78. Potencias en distintos puntos del sistema con componentes reales.	82
Figura 79. Coeficiente de potencia. C_{p1} - sistema con componentes ideales, C_{p2} - sistema con componentes reales.	82
Figura 80. Comportamiento de la corriente de Cozumel en dependencia de la profundidad en el intervalo de tiempo de junio de 2009 a junio de 2011 [72].	86
Figura 81. Sistema con entrada de corriente marina variable.	86
Figura 82. Comportamiento del ciclo de trabajo del convertidor CD-CD elevador.	87
Figura 83. Comportamiento de la velocidad de la corriente marina con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 1.	87
Figura 84. Comportamiento del coeficiente de potencia de la turbina con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 1.	88
Figura 85. Comportamiento de la potencia de la corriente marina P_{cm} y la potencia mecánica de la turbina P_m con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 1.	88
Figura 86. Comportamiento de la potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} , potencia a la salida del generador P_{ca} y potencia a la salida del sistema P_{ca0} con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 1.	89
Figura 87. Comportamiento de la velocidad de la corriente marina con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 2.	90
Figura 88. Comportamiento del coeficiente de potencia de la turbina con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 2.	91
Figura 89. Comportamiento de la potencia de la corriente marina P_{cm} y la potencia mecánica de la turbina P_m con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 2.	91
Figura 90. Comportamiento de la potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} , potencia a la salida del generador P_{ca} y potencia a la salida del sistema P_{ca0} con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 2.	92
Figura 91. Potencias entregadas por el sistema ante la variación de v_{cm}	93

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de los sistemas de turbinas por corrientes marinas de eje vertical y horizontal.	13
Tabla 2. Ventajas y desventajas de los tipos de generadores.	16
Tabla 3. Topologías generador-convertidor empleadas en los sistemas por corrientes marinas.	18
Tabla 4. Ventajas y desventajas de los distintos tipos de convertidores.	19
Tabla 5. Ventajas y desventajas de los programas de simulación.	23
Tabla 6. Consumo de energía eléctrica de una vivienda prototipo.	25
Tabla 7. Estados de conmutación para un inversor monofásico de puente completo.	46
Tabla 8. Límites de distorsión de voltaje.	53
Tabla 9. Parámetros del modelo de la turbina para corrientes marinas.	59
Tabla 10. Parámetros del modelo del generador.	61
Tabla 11. Parámetros del convertidor elevador.	65
Tabla 12. Parámetros a evaluar en el sistema por corrientes marinas.	83
Tabla 13. Eficiencia o rendimiento de los bloques del sistema por corrientes marinas.	83
Tabla 14. Potencias entregadas por el sistema ante la variación de v_{cm}	92

SIMBOLOGÍA

C_p	Coefficiente de Potencia.
P_{cm}	Potencia total de la corriente marina.
ρ_{aguam}	Densidad del agua del mar.
R	Radio de barrido de las palas de la turbina.
v_{cm}	Velocidad de la corriente marina.
$c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6$	Coefficientes numéricos.
λ_i	Valor siguiente de λ .
ω_r	Velocidad angular del eje de la turbina.
β	Ángulo de paso de las palas.
P_m	Potencia mecánica de la turbina.
T_m	Par mecánico de la turbina.
f_e	Frecuencia eléctrica del generador.
n_m	Velocidad de rotación del eje del generador.
n_p	Número de polos del generador.
T	Período de conmutación.
f	Frecuencia de conmutación.
D	Ciclo de trabajo del convertidor CD-CD.
V_{in}	Voltaje de Corriente Directa a la entrada del convertidor CD-CD.
V_0	Voltaje de Corriente Directa a la salida del convertidor CD-CD.
P_0	Potencia Activa de Corriente Directa a la salida del convertidor CD-CD.
ΔV_0	Rizado de voltaje en la salida del convertidor CD-CD.
R_0	Resistencia de la carga en el convertidor CD-CD.
$L_{mín}$	Inductancia mínima.
I_L	Corriente promedio en el inductor.
Δi_L	Rizado de corriente de la bobina.
I_Q	Corriente promedio en el interruptor.
i_{pKQ}	Corriente pico en el interruptor.
V_{DSOFF}	Voltaje máximo en el interruptor.
m_a	Índice de modulación de amplitud.
m_f	Índice de modulación de frecuencia.
f_c	Frecuencia de corte.
V_{ca_0}	Voltaje monofásico de corriente alterna a la salida del sistema.
P_{mt}	Potencia mecánica a la entrada del generador.
P_{ca}	Potencia activa trifásica a la salida del generador.
P_{in}	Potencia activa monofásica de CD a la entrada del convertidor elevador.
P_0	Potencia activa monofásica de CD a la salida del convertidor elevador.
P_{ca_0}	Potencia activa monofásica de CA que entrega el sistema.
ω_{r_1}	Velocidad angular a la entrada del modelo de la turbina.
ω_{r_2}	Velocidad angular a la salida del modelo de la turbina.

R_S	Resistencia de fase del estator de la máquina sincrónica de imanes permanentes.
L_d y L_q	Inductancias de la armadura de la máquina sincrónica de imanes permanentes.
ω_m	Velocidad de la máquina sincrónica de imanes permanentes.
$f_{c_{tri}}$	Frecuencia de conmutación de la señal triangular.

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

<i>SENER</i>	Secretaría de Energía.
<i>CONACYT</i>	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.
<i>CEMIE</i>	Centros Mexicanos para la Innovación en Energías Renovables.
<i>CEMIE-Océano</i>	Centro Mexicano de Innovación en Energía del Océano.
<i>COI</i>	Comisión Oceanográfica Intergubernamental.
<i>UNESCO</i>	Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura.
<i>CIGoM</i>	Consortio de Investigación del Golfo de México.
<i>ENCEVI</i>	Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares.
<i>OES</i>	Ocean Energy Systems.
<i>CD</i>	Corriente Directa.
<i>CA</i>	Corriente Alterna.
<i>SG</i>	Generador Síncrono (Synchronous Generator).
<i>PMSG</i>	Generador Síncrono de Imanes Permanentes (Permanent Magnet Synchronous Generator).
<i>DFIG</i>	Generador de Inducción Doblemente Alimentado (Double Fed Induction Generator).
<i>SCR</i>	Rectificador Controlado de Silicio (Silicon Controlled Rectifier).
<i>VSI</i>	Inversor de Fuente de Tensión (Voltage Source Inverter).
<i>CSI</i>	Inversor de Fuente de Corriente (Current Source Inverter).
<i>VFI</i>	Inversor Alimentado por Voltaje (Voltage-Fed Inverter).
<i>CFI</i>	Inversor Alimentado por Corriente (Current-Fed Inverter).
<i>ZSI</i>	Inversor de Fuente de Impedancia (Z Source Inverter).
λ o <i>TSR</i>	Relación entre la velocidad de la punta de una pala del rotor y la velocidad del fluido (Tip Speed Ratio).
<i>MPPT</i>	Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point Tracking).
<i>PSF</i>	Realimentación de la Señal de Potencia (Power Signal Feedback).
<i>VSC</i>	Convertidor de Fuente de Voltaje (Voltage Source Converter)
<i>P&O</i>	Perturbar y Observar (Perturb and Observe).
<i>PWM</i>	Modulación por Ancho de Pulso (Pulse Width Modulation).
<i>SPWM</i>	Modulación por Ancho de Pulso Senoidal (Sinusoidal Pulse Width Modulation).
<i>THD</i>	Distorsión Armónica Total (Total Harmonic Distortion).
<i>FFT</i>	Transformada Rápida de Fourier (Fast Fourier Transform).
<i>MOSFET</i>	Transistor de efecto de campo metal-óxido-semiconductor (Metal-oxide-semiconductor field-effect transistor).
<i>BJT</i>	Transistor de Unión Bipolar (Bipolar Junction Transistor).
<i>IGBT</i>	Transistor Bipolar de Puerta Aislada (Insulated Gate Bipolar Transistor).
<i>SIT</i>	Transistor de Inducción Estática (Static Induction Transistor).

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

El aumento de la demanda energética a futuro necesita respuesta, dicha respuesta deberá satisfacer el consumo de energía impuesto por la población y hacerlo respetando el medio ambiente. En los últimos años, se ha producido un aumento de la conciencia mundial sobre la conservación del medio ambiente, por lo que se ha producido un mayor auge en el mercado de las energías renovables y la tecnología energética con el fin de reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

México fue uno de los pioneros en adoptar energías renovables, diversificando su matriz energética para incluir en los últimos años energía hidroeléctrica, solar, eólica y geotérmica, con un gran potencial para seguir expandiéndose.

La Ley de Transición Energética del Gobierno de México establece como objetivo que el 35 % de su electricidad provenga de fuentes de energía limpia para 2024. México está encaminado a cumplir este objetivo, habiendo generado el 26.7 % de su electricidad a partir de fuentes renovables en 2021. Sin embargo, deberá seguir expandiendo su sector de energías renovables, ya que se espera que la demanda de electricidad en el país aumente un 12.7 % para 2024 [\[1\]](#).

El país disfruta de alrededor de 300 días de luz solar cada año, y cuenta con más de 9,000 *km* de costa, permitiendo que exista un potencial significativo de crecimiento en diversas formas de energía renovable. Las condiciones oceanográficas de la región marina son favorables para la presencia de fuertes corrientes y una amplia gama de mareas, las cuales podrían ser aprovechadas como una fuente alternativa de energía renovable.

En 2013, la Secretaría de Energía (SENER) y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) definieron las bases para la creación de los Centros Mexicanos para la Innovación en Energías Renovables (CEMIE). En 2017 se inauguró el Centro Mexicano de Innovación en Energía del Océano (CEMIE-Océano) con el objetivo de coordinar los esfuerzos académicos de todo México para el estudio y desarrollo de tecnologías especializadas en el sector de las energías renovables del océano [\[2\]](#).

1.1.1 Energías renovables procedentes del mar

A finales del siglo XIX, el desarrollo del aprovechamiento del mar comenzó a declinar debido a la proliferación de otras fuentes de energía, como las plantas térmicas, hidroeléctricas y de gas. Sin embargo, en la actualidad, este tipo de aprovechamiento es altamente valorado por razones ambientales y económicas, como el costo de los combustibles.

El recurso energético existente en el mar se manifiesta de diversas formas: gradiente salino, vientos oceánicos, corrientes marinas, biomasa marina, gradiente térmico, oleaje y mareas, lo que da lugar a las diferentes tecnologías para su aprovechamiento [\[3, 4\]](#).

Un recurso energético significativo de los océanos es la energía cinética presente en las corrientes marinas. Esta energía se origina a partir de las diferencias de temperatura y salinidad, además de la influencia de las mareas, que son causadas por las fuerzas gravitacionales de la luna y el sol. Los efectos se intensifican cuando las corrientes pasan por zonas estrechas rodeadas de tierra, lo que aumenta su

velocidad. El proceso de captación se lleva a cabo mediante convertidores de energía cinética, similares a las turbinas eólicas, pero en instalaciones submarinas. El rotor de la turbina se monta en una estructura que se apoya en el fondo marino o que se suspende de un flotador.

Las corrientes marinas son altamente predecibles y mantienen sus caudales conocidos y casi constantes según la época del año. Posee una alta capacidad energética debido a que la densidad del agua del mar tiene como promedio un valor de 1012 kg/m^3 , lo que se traduce en que una corriente de agua marina que fluye a una velocidad de 2 m/s posee por cada metro cuadrado de área perpendicular a su flujo, la misma energía que una corriente eólica de aproximadamente 20 m/s [5, 6].

1.2 Planteamiento del problema

Las condiciones oceanográficas de México presentan regiones en las que las corrientes marinas son intensas, así mismo una variación significativa de rangos de marea factibles de ser aprovechados como una fuente alterna de energías renovables.

En la planificación de proyectos de generación de energía sostenible se deben considerar aspectos sociales, económicos, técnicos y ambientales a fin de determinar los beneficios e inconvenientes que implique el proyecto.

Efectuar un análisis involucra una serie de puntos claves como el estudio de los recursos por corrientes marinas, análisis de la topografía y condiciones oceanográficas, estudio del impacto ambiental, análisis de ingeniería y diseño, estudio económico y financiero, evaluación de riesgos y su mitigación, planificación de permisos y regulaciones y la planificación de la construcción y operación.

El problema a tratar en este trabajo se enfoca en la cantidad de energía viable a extraer en un caso de estudio que permita realizar un estudio rápido de viabilidad para evaluar la factibilidad y el potencial de éxito de un proyecto antes de su ejecución.

1.3 Hipótesis

Es viable la simulación de un sistema por corrientes marinas simplificado en estado estable que permita la estimación rápida de la energía eléctrica producida a partir de corrientes marinas.

1.4 Propuesta de investigación

En relación al problema planteado se evalúa un sistema por corrientes marinas mediante simulación con el objetivo de conocer la cantidad de energía eléctrica que se puede producir y esto contribuya en el análisis de viabilidad de la implementación del sistema para un caso de estudio seleccionado.

1.5 Objetivos

i. General

- Evaluar el desempeño eléctrico de un sistema por corrientes marinas para producir electricidad utilizando la energía de las corrientes marinas a partir de un caso de estudio mediante simulación.

ii. Específicos

- Seleccionar el caso de estudio con base en las zonas potenciales con corrientes marinas en México.
- Seleccionar el simulador a utilizar.
- Elección del tipo de turbina a emplear

- Elección del tipo de generador a emplear.
- Seleccionar y diseñar los diferentes convertidores de electrónica de potencia requeridos y su respectiva estrategia de control.
- Integrar el sistema y evaluar su desempeño eléctrico mediante simulación.

1.6 Metas

Para la realización de este proyecto se prevé:

- Realizar un estudio sobre las zonas potenciales con corrientes marinas en México.
- Elaborar un estudio de ventajas y desventajas del uso de los diferentes simuladores empleados.
- Realizar estudio sobre las diferentes configuraciones de turbinas empleadas para generar energía eléctrica a partir de corrientes marinas.
- Efectuar estudio sobre los distintos generadores empleados para generar energía eléctrica a partir de corrientes marinas.
- Realizar estudio sobre las diferentes topologías de convertidores empleados en los sistemas por corrientes marinas.
- Elaborar estudio sobre las distintas estrategias de control empleadas en los sistemas por corrientes marinas.
- Reporte de los diferentes parámetros entregados por el simulador.

1.7 Contribución

En este trabajo para el Departamento de Ingeniería Electrónica perteneciente al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico y en específico hacia el área de Energía Renovable y Eficiencia Energética, el aporte realizado es:

- Elaboración de un modelo simplificado que permite estudiar el funcionamiento en estado estable de un sistema de generación de energía eléctrica mediante corrientes marinas, con el objetivo de obtener la información básica de las etapas que componen el sistema.
- Realización de una estimación de la energía eléctrica generada por un sistema a partir de corrientes marinas presentes en el Canal de Cozumel, sitio para el cual a la fecha no se han reportado estudios sobre este aspecto.

1.8 Metodología

Para darle solución al planteamiento del problema, se hace necesario seguir la siguiente metodología de trabajo, partiendo de la base, que es identificar temas relacionados de forma directa e indirecta con el tema a desarrollar. Una vez obtenida la información necesaria se podrá plantear una solución que será el pedestal de todo el desarrollo de la metodología. Partiendo de este punto se tiene que analizar si es viable desarrollar esta propuesta de solución, esto se apoyará nuevamente con el estado del arte, con el fin de obtener una perspectiva amplia y más detallada. Una vez asimilada la información necesaria referente al caso de estudio, y por consiguiente el comportamiento de las corrientes marinas, se obtendrán los perfiles de dichas corrientes. Luego se procederá a diseñar la etapa de electrónica de potencia, así como el esquema de control; y a su vez se seleccionarán los componentes electrónicos. Una vez culminado se realizarán las simulaciones pertinentes para así determinar si es viable el modelo; se proseguirá con las correcciones necesarias en caso de que no se cumpla con los parámetros

establecidos. Por último, se establecerá un protocolo de pruebas para evaluar el sistema por corrientes marinas.

1.9 Organización

Para dar solución a los objetivos establecidos el trabajo queda organizado de la siguiente forma:

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta una introducción general al trabajo de tesis, junto con el planteamiento del problema, la hipótesis, la propuesta de investigación, los objetivos generales y específicos, las metas, la contribución, la metodología y la organización de los capítulos que conforman este trabajo de tesis.

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

La información correspondiente al estado del arte que sustenta este trabajo de tesis de ingeniería se presenta en esta sección. Se analiza el funcionamiento de los sistemas de conversión de energía por corrientes marinas, así como las partes que componen dicho sistema; como son los convertidores de energía de corriente marina, los generadores rotativos y los convertidores electrónicos de potencia. Además, se muestra un resumen de los desarrollos tecnológicos más destacados en energías de las corrientes de mareas.

CAPÍTULO 3. MARCO TEÓRICO

En el marco teórico que sustenta este trabajo de tesis de ingeniería, se analizan y describen los bloques que componen el sistema de generación eléctrica por corrientes marinas, como son la turbina, el generador sincrónico de imanes permanentes y las distintas topologías empleadas de convertidores electrónicos de potencia.

CAPÍTULO 4. CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio seleccionado en este trabajo se ostenta en este capítulo. Se selecciona un sitio en México con condiciones favorables para la presencia de corrientes marinas, y por consiguiente propiciando el desarrollo de investigación y aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de estas corrientes como fuentes alternas de energía.

CAPÍTULO 5. MODELADO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA POR CORRIENTES MARINAS

En esta sección, se presentan los modelos que representan cada una de las partes del sistema y se simulan. A partir de los parámetros establecidos se efectúa la operación en estado estable brindando información del comportamiento y funcionamiento del sistema.

CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN DEL SISTEMA POR CORRIENTES MARINAS

En este capítulo, después de tener el sistema de generación eléctrica a partir de corrientes marinas por completo se evalúan distintos parámetros con el objetivo de obtener resultados que demuestren el comportamiento de dicho sistema ante diferentes velocidades de corriente marina y conocer los niveles de potencia que se pueden obtener a partir de estas velocidades.

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

Como cierre de este trabajo de tesis, se presentan las conclusiones al analizar los resultados obtenidos del trabajo, así como los aportes y las recomendaciones para futuros proyectos en las próximas generaciones, donde este trabajo pueda ser una herramienta útil a su investigación en el ámbito de la ingeniería eléctrica/electrónica.



CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

Los mares y océanos constituyen una de las mayores fuentes de energías renovables disponibles en el mundo, lo que supone un enorme potencial energético que, mediante diferentes tecnologías, puede ser transformado en electricidad y contribuir a satisfacer las necesidades energéticas actuales.

El recurso energético existente en el mar se manifiesta de disímiles formas: oleaje, corrientes marinas, mareas, diferencias de temperaturas o gradientes térmicos y diferencias de salinidad, lo que da lugar a las diferentes tecnologías claramente diferenciadas para el aprovechamiento de la energía proveniente del mar.

Aunque el potencial energético del mar es enorme, el aprovechamiento de las energías marinas se encuentra en una etapa relativamente temprana de desarrollo tecnológico en comparación con otras fuentes renovables. Esto, sumado a las características intrínsecas del mar, ha impedido la adopción de una tecnología específica dominante. Actualmente, existe una amplia y diversa variedad de dispositivos en diferentes grados de desarrollo que deberán demostrar su viabilidad en los próximos años.

2.1 Energía de las corrientes marinas

Un recurso energético significativo de los océanos es la energía cinética presente en las corrientes marinas. Esta energía se origina a partir de las diferencias de temperatura y salinidad, además de la influencia de las mareas, que son causadas por las fuerzas gravitacionales de la luna y el sol. Los efectos se intensifican cuando las corrientes atraviesan zonas estrechas rodeadas por masas de tierra, lo que aumenta su velocidad. La captación de esta energía se realiza mediante convertidores de energía cinética similares a las turbinas eólicas, pero instalados bajo el agua. El rotor de la turbina se monta en una estructura que puede estar apoyada en el fondo marino o suspendida de un flotador.

El aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas a través de las turbinas de marea actualmente no ha alcanzado una fase de madurez, lo cual impide la posibilidad de competir en costes de generación con el resto de modalidades de producción. El interés actual reside, además del alto potencial que se podría alcanzar con su desarrollo, la posibilidad de alcanzar una diversidad en tecnologías, ubicaciones y fuentes de energía.

Algunos de los aspectos positivos de este tipo de extracción de energía son:

- Se ahorra espacio y no produce contaminación visual.
- Al operar a una velocidad de giro pequeña, el impacto medioambiental queda reducido ya que es poco probable que se dañe a las especies marinas de la zona.
- Las corrientes marinas son bastante predecibles.
- Las tormentas no afectan al normal funcionamiento del sistema, siendo relativamente beneficiosas.
- El factor de capacidad o de carga es de un 40 % – 60 %, el cual llega a ser el doble que otras energías renovables. El factor de capacidad, también llamado factor de carga o factor de planta, es el empleado para calificar la calidad de un generador.
- Posee una alta capacidad energética, pues la densidad del agua del mar tiene de promedio el valor de 1012 kg/m^3 , mayor que el aire. Una corriente de agua marina con una velocidad de

2 m/s posee por cada metro cuadrado de área perpendicular a su flujo, la misma energía que una corriente eólica de 20 m/s .

2.2 Funcionamiento de los sistemas de corrientes marinas

Los recursos de energía de las corrientes de mareas se vienen evaluando desde hace varios años, con mediciones directas in situ o con modelado 2D y 3D [7]. Se utilizan técnicas para evaluar estos recursos mediante la modelización de las velocidades actuales. Algunos estudios también analizan los efectos hidrodinámicos de la extracción de energía, teniendo en cuenta aspectos como los cambios en el campo de flujo, las variaciones en la elevación de la superficie del agua y las perturbaciones en la dinámica de las mareas [8].

La cantidad de energía disponible en una corriente marina depende tanto de la cantidad de agua que se mueve como de la velocidad a la que fluye. Las zonas con un gran alcance mareal son las que ofrecen un mayor potencial de corrientes marinas, ya que el volumen de agua que se mueve en cada marea es grande. Cuanto más rápido fluya el agua, mayor será la energía que contenga.

La energía que contiene el agua que fluye varía como la tercera potencia de su velocidad, por lo que el contenido energético es extremadamente sensible a la velocidad. Por tanto, un lugar con una corriente rápida ofrecerá la forma más eficaz de aprovechar esta fuente de energía. Este tipo de lugares pueden encontrarse donde la corriente natural es estrecha, ya sea en un río o en alta mar. Un caudal medio de 2 m/s o más suele considerarse ideal para una central eléctrica de corriente marina [9].

La energía generada a través de las corrientes marinas se captura principalmente utilizando turbinas sumergidas que tienen aspas rotativas y un generador. Estas turbinas submarinas operan bajo el mismo principio de funcionamiento que las turbinas eólicas, convirtiendo la energía cinética de los fluidos en energía de rotación, que luego se transforma en energía eléctrica. En cada etapa de este proceso de conversión de energía, se producen pérdidas. Por ejemplo, durante la transformación de energía cinética a energía mecánica, se experimentan pérdidas mecánicas, y durante la conversión de energía mecánica a energía eléctrica, se producen pérdidas eléctricas.



Figura 1. Esquema general de conversión de energía por corrientes marinas.

A diferencia de las turbinas eólicas, donde el flujo del viento no enfrenta restricciones significativas, los flujos de corriente de marea están condicionados por la topografía submarina y la morfología del fondo marino. En particular, en los canales, estos flujos están además confinados por las paredes laterales que los delimitan. Por lo tanto, el rendimiento de las turbinas de corrientes de marea variará dependiendo de la ubicación dentro de la columna de agua. Además, las velocidades de las corrientes marinas suelen ser más lentas que las del viento, pero debido a la densidad del agua (835 veces mayor que la del aire), las turbinas de corrientes de marea pueden ser más pequeñas que las turbinas eólicas y aun así tener la misma capacidad instalada [10].

2.3 Proyectos destacados en la energía por corrientes marinas

En los últimos años, el sector de la energía mareomotriz ha experimentado constantes cambios. Los promotores se han centrado en acumular experiencia con el funcionamiento a largo plazo y la ejecución de programas de mantenimiento, pero también en la instalación de nuevos diseños de turbinas, el desarrollo de sistemas de control mejorados y la optimización de soluciones de tren de potencia totalmente integradas. Estas innovaciones pretenden reducir el coste de la tecnología mareomotriz, aumentar la potencia nominal y mejorar el rendimiento de las turbinas.

Varios proyectos en fase de desarrollo están aportando valor económico local a las comunidades costeras. Los promotores también llevan a cabo amplios programas de vigilancia medioambiental y colaboran con varios socios para resolver los problemas de ordenación del espacio marino que plantea la implantación a gran escala de la energía por corrientes marinas.

En la **Figura 2** se muestra una síntesis de los desarrollos tecnológicos más destacados en energías de las corrientes marinas a partir de la traducción al español del informe elaborado por Ocean Energy Systems (OES) en el año 2023 [11].



Figura 2. Avances más destacados en la energía de las corrientes marinas [11].

1. Proyecto MeyGen

El proyecto MeyGen, propiedad de SIMEC Atlantis Energy y establecido en 2010 en Pentland Firth, al norte de Escocia, es el mayor proyecto mareomotriz planificado del mundo, con una autorización concedida actualmente para 86 MW y la opción de desarrollar hasta 398 MW.

El proyecto se divide en cuatro fases. La fase 1 está operativa desde 2018 y consta de cuatro turbinas de 1.5 MW (conjunto de demostración de 6 MW) que han generado más de 50 GWh de electricidad renovable. En esta fase se utilizan dos tecnologías diferentes: AR1500 de Simec Atlantis Energy y AH1000 MK1 de Andritz Hydro Hammerfest.



Figura 3. Turbina SIMEC Atlantis de MeyGen instalada en Pentland Firth (Escocia) [11].

2. Proyecto Nova Innovation

Nova Innovation hizo historia en 2016 al instalar el primer conjunto mareomotriz del mundo en Shetland (Escocia). El conjunto constaba de tres turbinas de 100 kW conectadas a la red nacional. La empresa añadió con éxito una cuarta turbina mareomotriz en 2020 y una quinta y una sexta turbina al conjunto mareomotriz de Shetland en enero de 2023.

Nova Innovation sigue desarrollando su proyecto de energía mareomotriz de 1.5 MW en Petit Passage, Nueva Escocia, conocido como "Nova Tidal Array". En 2022 Nova construyó la primera turbina del proyecto y la envió a Canadá. Está previsto que la turbina se instale en el fondo marino de Petit Passage en 2023.

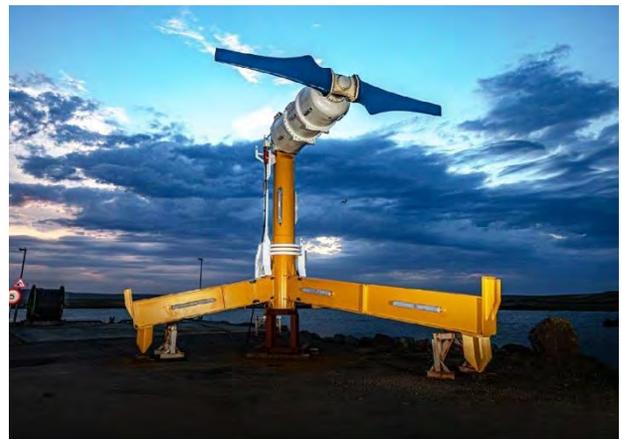


Figura 4. Turbina para corrientes marinas Nova M100-D instalada en Shetland (Escocia) [11].

3. Proyecto Verdant Power

El proyecto Roosevelt Island Tidal Energy (RITE) de Verdant Power se ha desarrollado en el East Channel del East River, un estrecho mareal que conecta Long Island Sound con el océano Atlántico en el puerto de Nueva York.

En octubre de 2020, Verdant Power instaló tres Turbinas de Sistema de Flujo Libre Gen5 en un novedoso sistema montado -TriFrame- en el Proyecto RITE. Esta instalación tenía como objetivo mostrar una solución rentable para la instalación, las operaciones y el mantenimiento de los sistemas de energía mareomotriz.

En enero de 2022, Verdant Power desmanteló el sitio del proyecto con valiosas lecciones aprendidas con respecto a la instalación, operaciones y mantenimiento. Durante seis meses de operación continua, el sistema TriFrame de energía mareomotriz de Verdant Power logró más del 99% de disponibilidad, mientras generaba 210 MWh.



Figura 5. Turbinas de sistema de flujo libre Gen5 instalada en el East River de la ciudad de Nueva York [11].

9. Proyecto OceanQuest

HydroQuest y CMN (Construcciones Mecánicas de Normandía), con el apoyo de la Universidad de Caen Normandie, instalaron y conectaron con éxito en 2019 una turbina de 1 MW en el emplazamiento de pruebas de Paimpol-Bréhat, en Bretaña.

El proyecto, conocido como OceanQuest, demostró el rendimiento de la tecnología en condiciones reales y se ha recuperado en octubre de 2021, tras 2 años y medio de funcionamiento.

HydroQuest y sus socios están desarrollando ahora una granja piloto de 17.5 MW en Raz-Blanchard, Normandía, uno de los emplazamientos de energía mareomotriz más potentes del mundo. Esta granja piloto constará de 7 turbinas por corrientes marinas de nueva generación de 2.5 MW.



Figura 6. Turbina de eje vertical de 1 MW instalada en el emplazamiento de pruebas de Paimpol-Bréhat (Bretaña) [11].

2.4 Convertidores de energía de corriente marina

Los métodos más comunes de extracción de energía son similares a los desarrollados para la energía eólica, utilizando turbinas con varias palas que giran en el flujo. Sin embargo, como el agua es mucho más densa que el aire, su densidad energética es mucho mayor, por lo que las turbinas pueden ser mucho más pequeñas para la misma potencia.

Basados en la analogía con el aire en movimiento, la mayoría de los convertidores de corrientes marinas son turbinas que giran en el flujo del agua, proporcionando una potencia mecánica que puede convertirse en electricidad. Muchos utilizan una tecnología similar a la de la industria eólica. La turbina eólica convencional que se utiliza hoy en día es una turbina eólica de eje horizontal montada en lo alto de una torre alta. Se puede utilizar exactamente el mismo tipo de tecnología para las corrientes marinas con, en este caso, la torre fijada al lecho del mar, **Figura 7a**.

Existen diferencias significativas entre las turbinas eólicas y las de corrientes marinas, sobre todo en lo que respecta a los medios de montaje de estas últimas en la corriente de agua. Aunque todas las turbinas eólicas se colocan en torres y las turbinas de corrientes marinas pueden montarse en torres, pueden colgarse de la parte inferior de soportes flotantes y pueden montarse en estructuras flotantes ancladas al lecho marino.

También existe una alternativa viable a la turbina eólica de eje horizontal para la energía marina: la turbina de eje vertical, **Figura 7b**. En los primeros tiempos del desarrollo de la energía eólica se probaron varias formas de esta última, pero a medida que la tecnología fue madurando, la mayoría de los diseños se abandonaron en favor del diseño estándar que se utiliza hoy en día. La turbina de eje vertical tiene varias ventajas significativas para el despliegue de la corriente marina. La más importante es la capacidad de seguir girando en la misma dirección, fluya la corriente en la dirección que fluya. El eje vertical de la turbina permite montar el generador en un extremo. Puede estar en la superficie, si la turbina se instala desde una barcaza flotante, o en el fondo del mar [9].

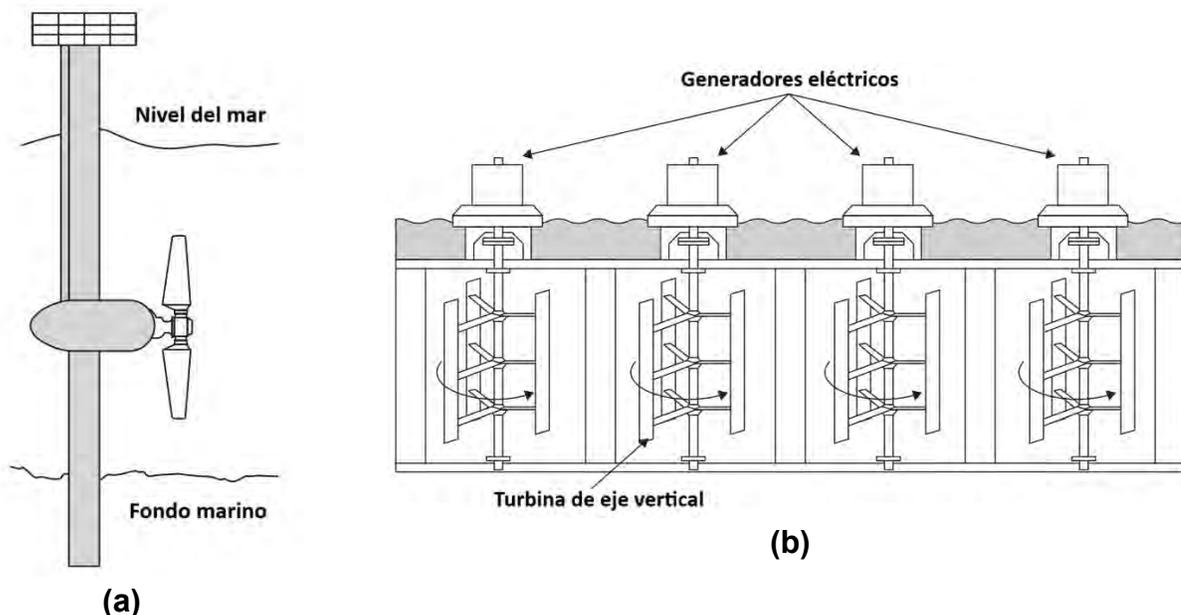


Figura 7. Convertidores de corriente marina. (a) Turbina de eje horizontal, (b) Turbina de eje vertical [9].

Estos dos tipos de convertidores de corriente marina son los que más se han desarrollado, turbinas de eje horizontal (43%) y turbinas de eje vertical (33%) [12-14].

A continuación, se presenta una tabla comparativa de estas dos tipologías de turbinas en lo que respecta a sus ventajas e inconvenientes técnicos.

Tabla 1. Comparación de los sistemas de turbinas por corrientes marinas de eje vertical y horizontal.

Aspectos a comparar	Turbina de eje Horizontal	Turbina de eje Vertical
Eje de rotación con respecto a la corriente de agua	El eje de rotación del rotor es paralelo a la corriente de agua entrante.	El eje de rotación del rotor es vertical a la superficie del agua y también ortogonal a la corriente de agua entrante.
Acoplamiento del generador eléctrico	El generador puede acoplarse mediante un acoplamiento de engranajes en ángulo recto, un eje inclinado largo o la colocación bajo el agua de un generador de turbina.	El generador puede acoplarse en un extremo del eje. Así puede colocarse por encima de la superficie del agua y puede reducir el costo de instalación y mantenimiento.
Diseño	Las palas tienen modificaciones geométricas complejas (como taper, twist, winglet y otras) que requieren un delicado mecanizado y fabricación.	La mayoría de los álabes están en disposición recta, siendo el diseño más simple.
Instalación	Debido a que el generador, el engranaje y otros componentes deben situarse por debajo de la superficie del mar, hace que la instalación y el mantenimiento sean complejos.	Como el generador, el engranaje y otros componentes eléctricos pueden colocarse por encima de la superficie del agua, la instalación es sencilla. Después, en la fase de funcionamiento facilita al operador la reparación o el mantenimiento.
Costo	Su diseño complejo al requerir de un fino mecanizado, encarece el sistema.	Su diseño sencillo repercute en el proceso de fabricación. Puede fabricarse mediante mecanizado. Así, el costo total del sistema puede reducirse.
Dirección de flujo y mecanismo de guiñada	El funcionamiento de este tipo de turbina depende de la dirección de las corrientes marinas, por lo que se hace necesario un mecanismo de guiñada para orientar la turbina.	Las corrientes de marea no siempre proceden de una sola dirección. Este tipo de turbina puede responder a cualquier flujo procedente de cualquier dirección. Por tanto, no necesita ningún mecanismo de guiñada.
Pérdidas en las puntas de las palas	La punta de las palas de una turbina de eje horizontal genera normalmente una estela de turbulencias. Es lo que se conoce como pérdidas en la punta. Para reducir estas pérdidas, es necesario realizar modificaciones, como el ala.	Este problema no existe en este tipo de turbinas.
Bajo par de arranque	Este tipo de turbina es de autoarranque, siempre que la velocidad de las corrientes genere el	Generalmente, el tipo vertical tienen un rendimiento de arranque deficiente. Puede aplicarse un mecanismo de arranque mecánico o eléctrico externo. Sin embargo, puede aumentar

	torque necesario para que arranque la turbina.	el coste y la complejidad del diseño. Para dar respuesta a este reto, existe una innovación como el paso variable como componente de autoarranque.
Emisión de ruido	El funcionamiento de la turbina de eje horizontal es ruidoso.	Dado que la turbina de eje vertical puede reducir las pérdidas en la punta, se reducen las turbulencias del flujo. Esto repercute en la creación de menos ruido. Así, el tipo vertical puede mitigar el impacto negativo sobre la vida marina y su hábitat.
Eficiencia	Eficiencia alta.	La turbina de eje vertical tiene un rendimiento menor que la de eje horizontal. En teoría, el coeficiente de rendimiento del tipo vertical puede alcanzar el 64%, pero en la práctica el rendimiento sigue siendo inferior al del tipo horizontal.
Tecnología existente	Similar a las turbinas eólicas.	No muchas.

2.5 Generadores implementados en los sistemas por corrientes marinas

A lo largo de la historia se han desarrollado diferentes tipos de máquinas de generación, donde los generadores rotativos han sido los utilizados de forma convencional en los sistemas de generación. Para la generación de energía eléctrica a partir de corrientes marinas, han sido desarrolladas múltiples formas de accionamiento, las cuales han sido heredadas principalmente de la energía eólica y de aplicaciones en minicentrales hidráulicas. Existen dos principales familias de generadores: los generadores asíncronos y los generadores síncronos de corriente alterna [15].

2.5.1 Generadores síncronos

Este tipo de generador funciona a velocidad constante y recibe su excitación de una fuente de energía externa o independiente de la carga o de la o de la red de transporte que alimenta. Están equipados con un sistema de excitación eléctrico de corriente continua o de imanes permanentes (giratorio o estático) asociado a un regulador de tensión para controlar la tensión de salida antes de que el generador se conecte a la red. Suministran la energía reactiva que necesita el sistema eléctrico cuando el generador se conecta a la red. El sistema de imán permanente ha acaparado el mercado de los generadores de pequeño y mediano tamaño debido a su sencillez mayor viabilidad y la eliminación de energía en el rotor. Para trabajar con velocidad variable incluye un inversor de frecuencia, compuesto por un rectificador que transforma los rangos de frecuencia de deslizamiento y las corrientes en tensiones y corrientes de CD, y un inversor que transforma las tensiones y corrientes CD en tensiones y corrientes de frecuencia síncrona. Controlando el inversor es posible controlar el par electromagnético y, por tanto, la velocidad del turbina-generador.

Estas máquinas síncronas se pueden clasificar en dos tipos de generadores dependiendo del sistema de excitación empleado.

- El generador síncrono por inducción o generador síncrono Convencional (Synchronous Generator, **SG**)

- El generador síncrono de imanes permanentes (Permanent Magnet Synchronous Generator, **PMSG**)

2.5.2 Generadores asíncronos

Un generador asíncrono se encuentra formado por un estator en el que se alberga un devanado trifásico a lo largo de su contorno, con una configuración tal que los conductores que ocupan posiciones homólogas en cada una de las fases están desfasados 120° eléctricos. Y un rotor que a su vez posee dos tipos de ejecuciones posibles: de jaula de ardilla o un sistema de bobinado con anillos rozantes.

El funcionamiento de este generador puede explicarse de la siguiente manera: si se funciona un motor trifásico asíncrono de manera sobresincrónica, es decir, de modo que su deslizamiento sea negativo, su dirección de energía cambiará y comenzará a operar como generador. De esta manera, el generador suministra potencia activa a la red y absorbe energía reactiva de la misma, según sea necesario. Este tipo de generador no requiere un sistema de excitación externo, ya que la red mantiene constante la tensión y la frecuencia, eliminando la necesidad de un regulador para controlar la tensión y frecuencia de salida.

Hasta el momento existen tres configuraciones que han sido implementadas en este tipo de máquina para adaptarse a las necesidades del sistema de generación:

- Generador asíncrono conectado directamente a la red.
- Generador asíncrono en serie con un convertidor back-to-back conectado a la red.
- Generador de inducción doblemente alimentado (Double Fed Induction Generator, **DFIG**).

En resumen, el generador síncrono de imanes permanentes y el generador asíncrono de inducción doblemente alimentado son los más aptos debido principalmente a su posibilidad de trabajar a velocidad variable y de poder adecuar la señal generada a las condiciones requeridas por la red, además de dar cierta regulación de tensión y aporte de reactiva.

2.5.3 Comparativa en generadores rotativos

Después de haber expuesto las distintas tipologías en generadores rotativos y teniendo en cuenta que los principales requisitos en la generación de energía eléctrica a partir de corrientes marinas son una alta fiabilidad, un bajo mantenimiento y capacidad de operación variable, las máquinas más adecuadas para ser empleadas en el entorno marino son [\[16, 17\]](#):

- Generador sincrónico de imanes permanentes.
- Generador de inducción doblemente alimentado.

Tabla 2. Ventajas y desventajas de los tipos de generadores.

Tipo de generador	Ventajas	Desventajas
Generador sincrónico de imanes permanentes (PMSG)	<ul style="list-style-type: none"> • La flexibilidad del diseño permite diseños más pequeños y ligeros. • Se puede lograr un mayor nivel de salida sin necesidad de aumentar el tamaño del generador. • Menor coste de mantenimiento y costes de explotación, los rodamientos duran más tiempo. • No se generan pérdidas significativas en el rotor. • La velocidad del generador puede regularse sin necesidad de engranajes ni caja de cambios. • Se puede alcanzar un par muy alto a bajas velocidades. • Elimina la necesidad de sistemas de excitación o refrigeración. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor coste inicial debido al elevado precio de los imanes utilizados. • Los costes de los imanes permanentes restringen la producción de este tipo de generadores para diseños de turbinas conectadas a la red a gran escala. • Las altas temperaturas, las sobrecargas y cortocircuitos pueden desmagnetizar los imanes permanentes. • El uso de un rectificador de diodos en la fase inicial de conversión de potencia reduce la controlabilidad del sistema global.
Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción del costo del convertidor, suele ser el 25% de la total del sistema. • Mayor eficiencia gracias a menores pérdidas en el convertidor electrónico. • Adecuado para aplicaciones de alta potencia, incluyendo los recientes avances en instalaciones en alta mar. • Permite al convertidor generar o absorber potencia reactiva. • El control puede aplicarse a un coste menor debido a la menor potencia del convertidor. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor complejidad de control debido a un mayor número de interruptores en el convertidor. • El devanado del estator está conectado directamente a la red y es susceptible a las perturbaciones de la red. • Mayor coste de capital y necesidad de mantenimiento periódico del anillo colector. • Mayor sensibilidad del anillo colector y mantenimiento en instalaciones marinas. • No es de accionamiento directo, por lo que requiere caja de engranajes de mantenimiento intensivo para conexión a la turbina.

2.5.4 Sistema de transmisión y generación de energía

Tras la captación de energía, los métodos de conversión se dividen principalmente en cuatro tipos, como la caja de engranajes asociada al sistema de generador de inducción de doble alimentación, el motor síncrono de imanes permanentes de accionamiento directo, el PMSG de accionamiento semidirecto y el sistema hidráulico combinado con PMSG. El método tradicional utiliza una caja de engranajes para

aumentar la velocidad de rotación, convirtiendo la energía mecánica de baja velocidad y alto par de la pala en energía mecánica de alta velocidad y bajo par.

En algunos estudios, el sistema de transmisión hidráulica con una bomba hidráulica sustituye al mecanismo de transmisión por engranajes de la estructura tradicional. En la actualidad, los métodos más utilizados son el método de accionamiento indirecto de inducción de doble alimentación y el método de accionamiento directo síncrono de imanes permanentes debido a su alta fiabilidad [18].

❖ Sistema generador síncrono de imanes permanentes de accionamiento directo

En este tipo de sistema el generador está conectado directamente a la pala, eliminando la caja de engranajes [19]. La configuración de la turbina de corriente de marea de accionamiento directo síncrono de imán permanente se muestra a continuación.

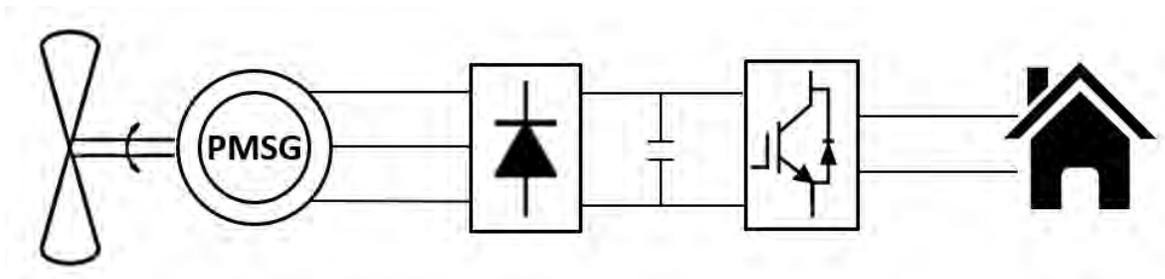


Figura 8. Turbina para corrientes marinas con accionamiento directo.

❖ Sistema caja de cambios combinada con generador síncrono de imanes permanentes

La turbina de corriente de marea de accionamiento semidirecto PMSG, que se muestra en la **Figura 9**, es similar a la turbina de corriente de marea de accionamiento directo PMSG. Se instala una caja de cambios de aceleración entre el rotor y el generador, lo que ayuda a aumentar la velocidad de rotación del generador.

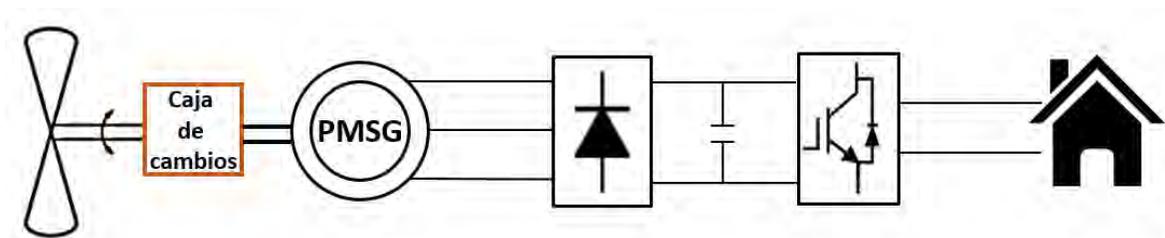


Figura 9. Turbina para corrientes marinas con accionamiento semidirecto.

La velocidad de rotación nominal de PMSG generalmente está determinada por el número de polos del generador. La velocidad de rotación nominal de PMSG aumenta en respuesta a la disminución del número de polos del generador. El PMSG con un número de polos bajo se produce más fácilmente, lo que reduce el costo.

2.6 Topologías generador-convertidor en los sistemas por corrientes marinas

Tras convertir la energía cinética de las corrientes marinas en energía eléctrica mediante el generador, se incorporan los convertidores electrónicos de potencia para convertir la CA generada en CD (utilizada

para almacenar energía en baterías o para suministrar CD a cargas resistivas) o en sistemas CA/CD/CA que suministran CA a cargas de CA independientes o a la red. Así pues, se han explorado varias topologías de convertidores basados en PMSG y DFIG. En la siguiente tabla se muestran las diversas topologías de convertidores encontrados en la literatura que se utilizan normalmente.

Tabla 3. Topologías generador-convertidor empleadas en los sistemas por corrientes marinas.

Tipo de generador	Convertidores empleados	Referencia	Representación del convertidor
Generador sincrónico de imanes permanentes (PMSG)	<ul style="list-style-type: none"> • Puente de diodos/Inversor SCR/compensador • Puente de diodos/Inversor VSI • Puente de diodos/Convertidor Boost/Inversor VSI • Rectificador SCR/Inversor SCR • Puente de diodos/Inversor de conmutación dura • Convertidor Back-to-Back (rectificador de puente completo/DC Link/Inversor VSI-CSI) 	<p>[16] [20] [21-23] [16] [24] [16, 24]</p>	Figura 10b
Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)	<ul style="list-style-type: none"> • Puente de diodos/Inversor SCR • Rectificador SCR/Inversor SCR • Convertidor matricial • Convertidor Back-to-Back 	[25]	Figura 10a Figura 10c

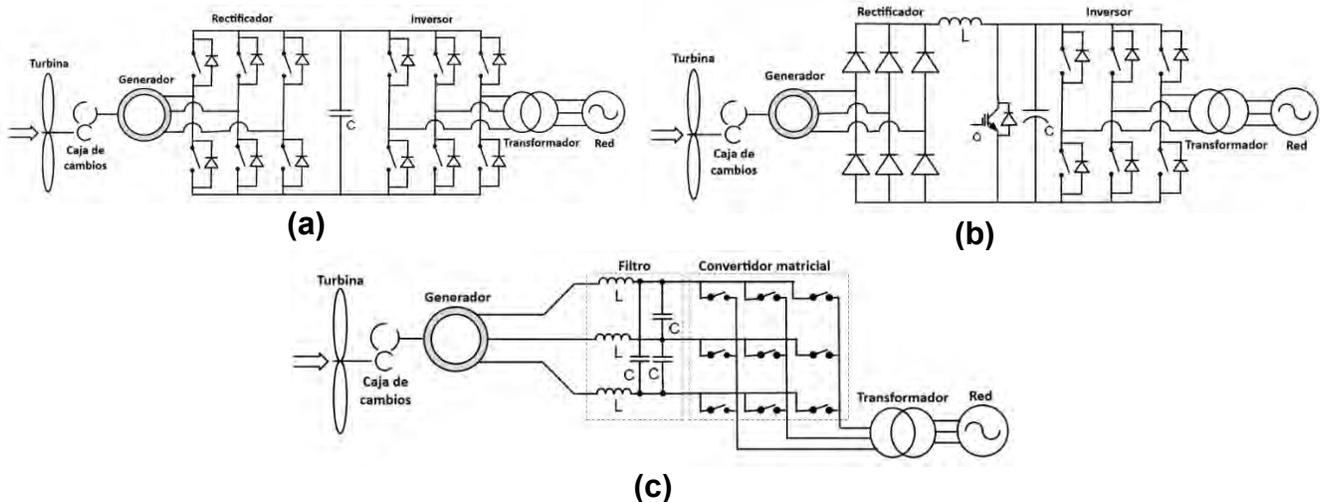


Figura 10. Topologías de convertidores. (a) Convertidor Back-to-Back, (b) Convertidor basado en rectificador puente de diodos, (c) Convertidor matricial [26].

2.6.1 Ventajas y desventajas de los distintos tipos de convertidores

Todos los convertidores propuestos presentan ventajas y desventajas, como se muestra en la tabla que se presenta a continuación [26].

Tabla 4. Ventajas y desventajas de los distintos tipos de convertidores.

Topología	Ventajas	Desventajas
Convertidor basado en rectificador SCR de lado del generador	<ul style="list-style-type: none"> • El circuito de disparo es sencillo. • Es fácil de controlar. • Puede controlar la corriente alterna. • Su costo es bajo. • Puede manejar grandes voltajes, corrientes y potencias. • Puede protegerse con la ayuda de un fusible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Debe encenderse en cada ciclo. • No puede utilizarse a frecuencias muy altas. • Es un dispositivo unidireccional • La corriente de puerta no puede ser negativa.
Convertidor basado en rectificador de diodos de lado del generador	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo de producción del sistema. • Fácil de implementar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rectificador no controlado. • Produce una gran cantidad de armónicos. • Mayores pérdidas por armónicos. • Capacidad de manejo de potencia unidireccional.
Convertidor Back-to-Back	<ul style="list-style-type: none"> • Es un convertidor bidireccional. • La tensión del enlace de CD puede elevarse a un nivel superior a la amplitud de la tensión de línea a línea de la red para para lograr un control total de la corriente de red. • El condensador entre el inversor y el rectificador permite desacoplar el control de los dos inversores, permitiendo la compensación de la asimetría tanto en el lado del generador como en el lado de la red. • Costo de los componentes bajos. 	<ul style="list-style-type: none"> • La presencia de un condensador de CD pesado y voluminoso aumenta los costes y reduce la vida útil del sistema. • Consta de dos inversores, por lo que las pérdidas de conmutación pueden ser aún mayores. • La alta velocidad de conmutación a la red también puede requerir filtros EMI adicionales. • El control combinado del rectificador controlado y el inversor es bastante complicado.
Convertidor matricial	<ul style="list-style-type: none"> • Posibilidad de reducir considerablemente el tamaño y peso en las aplicaciones de convertidores, debido a la ausencia de grandes elementos de almacenamiento de energía, como los condensadores de CD. • Aunque el convertidor incluye seis conmutadores de potencia adicionales en comparación con el convertidor back to back, la ausencia del condensador de enlace de CD puede aumentar la eficiencia y la vida útil del convertidor. • Dependiendo de la realización de los conmutadores bidireccionales, las pérdidas de conmutación del inversor matricial pueden ser 	<ul style="list-style-type: none"> • La tensión del enlace de CD no se puede aumentar como en el caso del convertidor back to back. • Sin entrar en el rango de sobremodulación la tensión de salida máxima del convertidor matricial es 0.866 veces la tensión de entrada. • Para alcanzar la misma potencia de salida que el convertidor back to back, la corriente de salida del convertidor matricial tiene que ser 1.15 veces mayor, lo que da lugar a mayores pérdidas de conducción en el convertidor. • Debido a la ausencia del enlace de CD, no hay desacoplamiento

menores que las del convertidor back to back, porque la mitad de las conmutaciones se convierten en conmutaciones naturales.

- Proporciona formas de onda prácticamente sinusoidales de las corrientes de entrada y salida con armónicos de bajo orden despreciables.

entre la entrada y la salida del convertidor. En términos ideales, esto no es un problema, pero en el caso de tensiones de entrada desequilibradas o distorsionadas, o de carga desequilibrada, la corriente de entrada y la tensión de salida también se distorsionan.

- La técnica de modulación y el control de conmutación son más complicados que los del inversor PWM convencional.

2.7 Estrategias de control de un sistema por corrientes marinas

El sistema de control de una turbina con generador síncrono de imanes permanentes tiene varios objetivos específicos. Por un lado, se centra en regular la potencia reactiva suministrada por el generador y la potencia reactiva inyectada a la red eléctrica. Por otro lado, se encarga de controlar la potencia activa generada por el generador, buscando el punto de operación más eficiente de la turbina en corrientes marinas. Además, en condiciones de velocidades elevadas de las corrientes marinas, el sistema protege al conjunto limitando la potencia activa que se genera [27, 28].

A. Controlador Limitador de Potencia.

El controlador limitador de potencia tiene la función de ajustar el ángulo de paso de las palas de la turbina para asegurar que la potencia generada se mantenga dentro de los límites establecidos. Esto implica aumentar o disminuir el ángulo de paso según sea necesario para controlar la potencia de salida y mantenerla en el valor nominal deseado.

B. Controlador de Velocidad.

El controlador de velocidad tiene la función de mantener la relación de velocidad punta (λ_{opt} o *TSR*, por sus siglas en inglés) en su valor óptimo, permitiendo así la extracción máxima de potencia de la turbina. El valor óptimo de λ_{opt} se logra ajustando la velocidad del generador en estado estacionario a un valor de referencia ω_{ref} . Además, el controlador garantiza que el generador opere dentro de los límites de velocidad establecidos por el fabricante. La velocidad de referencia del generador se determina a partir de una característica estática predefinida, la cual corresponde a la velocidad óptima del generador para la potencia activa inyectada en la red por el VSC. Cualquier desequilibrio entre el par de la turbina y el par del generador producirá un par que acelerará o desacelerará el generador hasta alcanzar la velocidad deseada. La salida del controlador de velocidad se utiliza como valor de referencia de potencia para el controlador del VSC del lado de la red.

C. Controlador del VSC del lado de la red.

Manteniendo la tensión de la barra de CD en su valor nominal, la potencia activa generada por el generador síncrono de imán permanente se transfiere a través de la barra de CD directamente al Convertidor de Fuente de Voltaje (VSC, por sus siglas en inglés) del lado de la red. De esta manera, el

VSC del lado de la red puede controlar la potencia activa generada. Como resultado, se logra desacoplar las potencias reactivas controladas por cada convertidor. Esto significa que la potencia reactiva suministrada a la red puede ser controlada de forma independiente por el VSC.

2.7.1 Método de control MPPT

Las turbinas de corrientes marinas de velocidad variable son muy demandadas hoy en día, debido a sus ventajas de tener mejor capacidad de captura en comparación con los sistemas fijos, y son más flexibles debido a su amplio rango de velocidades de funcionamiento. Por lo tanto, un método de control eficaz es muy importante en estos sistemas de velocidad variable para lograr una mayor eficiencia en la captura de energía del mar para generar electricidad [29]. El Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) se consigue rastreando el punto de mayor coeficiente de potencia de la curva característica de la turbina como se muestra en la figura siguiente [30, 31].

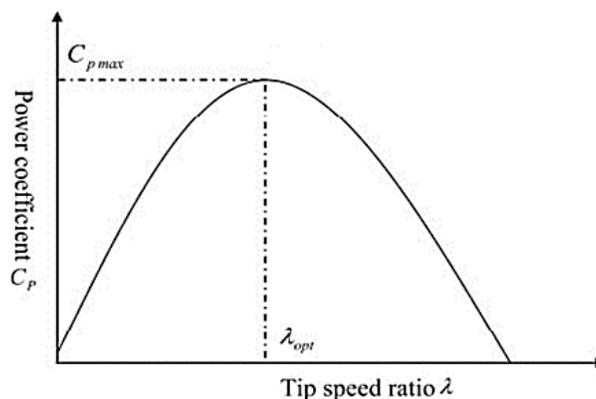


Figura 11. Curva C_p Vs TSR de una turbina [31].

Existen cuatro categorías de métodos MPPT: control por realimentación de la señal de potencia (PSF, por sus siglas en inglés), control por perturbación y observación (P&O, por sus siglas en inglés), control de la relación punta-velocidad (TSR) y control del par óptimo [32, 33].

- **Control PSF**

El controlador PSF basado en la curva de potencia máxima del aerogenerador necesita la velocidad del rotor para obtener la referencia de potencia correspondiente [34]. Las características de potencia de salida máxima resultantes de la simulación y las pruebas de campo se almacenan en forma de tabla en la memoria. Una vez programada la tabla, es fácil implementar el control MPPT sin necesidad de medir la velocidad del viento. Además, este método es bastante estable, ya que los datos de la tabla de consulta se obtienen mediante la prueba real. Sin embargo, es difícil obtener los datos de campo.

- **Control TSR**

El control TSR regula la velocidad de giro para mantener la relación punta-velocidad óptima. La ventaja de este método es una implementación sencilla, sin embargo, la información de la velocidad del viento debe ser proporcionada. El rendimiento del control TSR depende de la precisión del dispositivo meteorológico utilizado para medir la velocidad de las corrientes [35].

- **Control del par óptimo**

En el método convencional de control del par óptimo, el par del generador se controla hasta su valor óptimo correspondiente al coeficiente máximo de conversión de potencia ($C_{p_{max}}$) [36]. En este método, la referencia de par es proporcional al cuadrado de la velocidad del rotor, y la potencia de salida es proporcional al cubo de la velocidad del rotor. Dado que la velocidad del rotor es relativamente baja en estos sistemas, la amplitud de la variación de potencia del generador también es estrecha. El inconveniente del control de par óptimo es la lentitud del tiempo de respuesta a las variaciones de velocidad.

- **Algoritmo P&O**

El algoritmo P&O es un controlador MPPT comúnmente usado debido a su simplicidad. Como su nombre lo indica, este algoritmo se basa en la continua observación y perturbación del punto de máxima potencia hasta llegar a un punto de convergencia aproximado al MPP, ajustando el ciclo de trabajo del convertidor CD-CD. En el método del algoritmo P&O como se menciona en la **Figura 12a** [37], el punto de funcionamiento se perturba en una dirección con un tamaño de paso fijo para ver cómo varía la potencia de salida. Cuando la potencia de salida aumenta con la tensión, el punto de funcionamiento del sistema se mueve en la misma dirección. Si no es así, debe invertirse el sentido de funcionamiento **Figura 12b** [38, 39]. Las entradas de este controlador en este sistema son corriente y voltaje respectivamente.

Las ventajas del método MPPT propuesto son las siguientes **1)** no es necesario conocer la característica de potencia óptima del generador ni medir la velocidad de las corrientes y **2)** el generador funciona a velocidad variable, por lo que sufre un menor estrés en los ejes y engranajes en comparación con los sistemas de velocidad constante. El método propuesto no depende de los valores nominales de las corrientes, de la velocidad del rotor de la turbina ni de la potencia nominal del convertidor CD-CD [40].

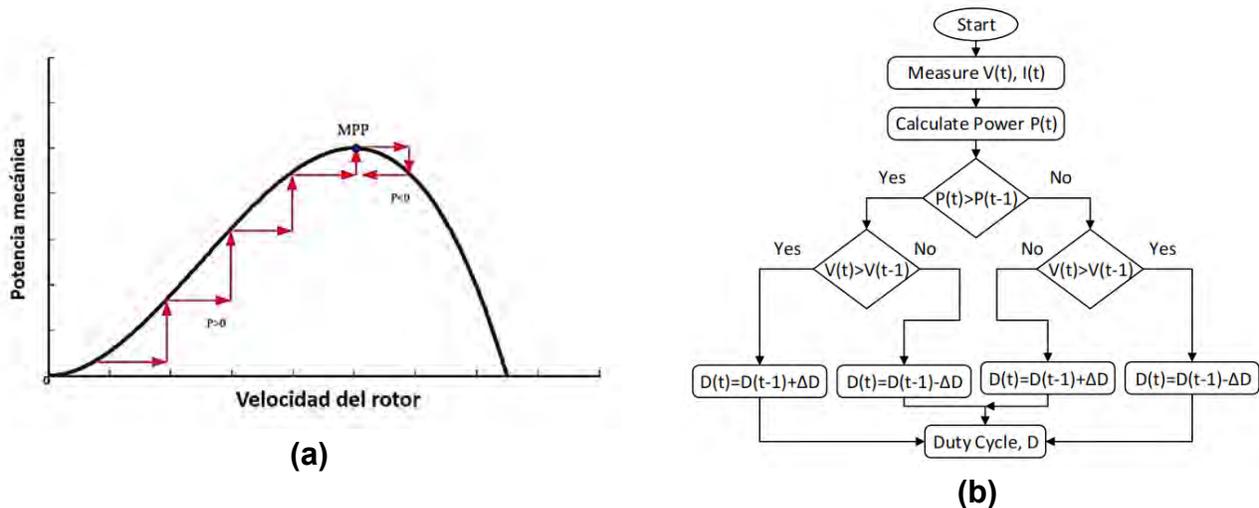


Figura 12. (a) Relación entre la potencia generada y la velocidad del generador con el método (P&O), (b) Diagrama de flujo del algoritmo P&O [30, 37].

2.8 Programas de simulación de sistemas

Existe un gran número de programas para el diseño y análisis de procesos o sistemas. La utilización de una herramienta de este tipo permite diseñar un modelo de un sistema real y conducir pruebas con este

modelo, con el propósito de comprender el comportamiento de sistema y/o evaluar diversas estrategias para la operación de dicho sistema [41].

Actualmente la simulación es más popular y poderosa debido a la evolución del hardware y al desarrollo del software. En la actualidad existen muchos programas de propósito específico para la simulación con diferentes características. Algunos de estos programas son: Simulink, LTspice, Enerplot, PSCAD, etc. De estos los más utilizados según nuestra área de investigación son el Simulink y el LTspice y el más implementado en la literatura para la simulación del modelo de sistema a analizar es el Simulink.

A continuación, se presenta una tabla comparativa mostrando las ventajas y desventajas de cada uno de estos programas [42-44].

Tabla 5. Ventajas y desventajas de los programas de simulación.

Programa	Ventajas	Desventajas
Simulink	<ul style="list-style-type: none"> • Interfaz de usuario intuitiva y fácil de usar, lo que lo hace accesible para usuarios nuevos y avanzados. • Amplia biblioteca de bloques predefinidos que pueden ser utilizados para construir modelos complejos de sistemas. • Se puede integrar fácilmente con MATLAB, lo que permite la implementación de algoritmos de control y procesamiento de señales. • Permite la simulación en tiempo real de sistemas, lo que es útil para la simulación de sistemas de control y la implementación de prototipos en tiempo real. • Tiene una gran comunidad de usuarios que comparten información y recursos en línea, lo que puede ser de gran ayuda para los nuevos usuarios. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es un software comercial y su costo puede ser elevado para algunos usuarios. • Para simular modelos complejos, se requiere una computadora con suficiente memoria RAM y un procesador potente, lo que puede ser una limitación para algunos usuarios. • Es fácil de usar, pero puede tomar tiempo para que los nuevos usuarios se familiaricen con todas sus funcionalidades. • Para utilizarlo de manera efectiva, se requiere tener conocimientos previos en modelado y simulación de sistemas, así como en programación. • Para sistemas complejos, la simulación puede ser lenta, lo que puede ser una limitación para algunos usuarios.
LTspice	<ul style="list-style-type: none"> • Software gratuito, lo que lo hace accesible para una amplia gama de usuarios. • Interfaz de usuario intuitiva y es fácil de usar para aquellos que tienen conocimientos básicos de circuitos electrónicos y simulación. • Amplia biblioteca de modelos de dispositivos electrónicos, lo que permite a los usuarios seleccionar y simular una amplia gama de componentes electrónicos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil de usar, pero puede tomar algún tiempo para que los nuevos usuarios se familiaricen con todas sus funcionalidades. • No es un software comercial completo como otros programas de simulación de circuitos electrónicos, por lo que puede faltar ciertas funcionalidades que puedan necesitar algunos usuarios avanzados. • Solo es compatible con el sistema operativo Windows, lo que puede ser una limitación para algunos usuarios.

- Funcionalidades avanzadas, como la simulación de ruido, la optimización de circuitos y la simulación de parámetros de tolerancia, que lo hacen una herramienta muy útil para ingenieros y diseñadores de circuitos.
- No tiene una interfaz para el diseño de placas de circuito impreso, lo que significa que los usuarios deben utilizar otro software para llevar a cabo esta tarea.
- Algunos modelos de dispositivos electrónicos en su biblioteca pueden ser incompletos o imprecisos, lo que puede afectar la precisión de las simulaciones.

2.9 Demanda de energía eléctrica de una vivienda en México

El consumo de energía en el sector residencial representa aproximadamente una cuarta parte del consumo final total de energía a nivel mundial. Este sector incluye todas las actividades relacionadas con el uso final de energía en los hogares, como la cocción de alimentos, la iluminación, la refrigeración, el calentamiento de agua, la calefacción y el enfriamiento de espacios, así como el uso de electrodomésticos.

La Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (**ENCEVI**) en 2018, permite conocer los patrones de consumo energético de las viviendas de México, a nivel nacional y por región climática. Según esta encuesta el 99% de las viviendas habitadas del país tiene electricidad; de ellas, el 0.25 % utilizan como fuente alternativa la energía solar, ya sea de forma exclusivamente o en sistema bidireccional o híbrido (solar y de red pública) [\[45\]](#).

Algunos de los objetivos específicos de esta encuesta fueron: *i. Caracterizar los principales usos finales de la energía en las viviendas del país y ii. Conocer el nivel de equipamiento de las viviendas en cuanto a sistemas.* Esto permite realizar un levantamiento de las fuentes consumidoras de energía en una vivienda y por consiguiente el consumo de energía promedio en la misma.

Teniendo como base la información que ofrece la **ENCEVI** sobre el consumo de energía en el sector residencial integrado por la cocción de alimentos, iluminación, refrigeración, calentamiento de agua, calefacción y enfriamiento de espacios, además del uso de electrodomésticos se realiza una estimación del consumo de energía eléctrica de una vivienda con el objetivo de conocer la potencia a entregar por el sistema por corrientes marinas dependiendo si se quiera alimentar una vivienda o una zona.

Teniendo en cuenta que es muy amplio el estudio y arroja muchos valores, se tomaron algunos y se conformó una vivienda prototipo seleccionada en dependencia del lugar en el cual se desee implementar un sistema por corrientes marinas, en este caso, Pueblo Nuevo, área cercana al canal de Cozumel, ubicada cerca de los límites de la Isla Cozumel. En la **Tabla 6**, se puede observar el consumo de energía total de una vivienda prototipo en un día.

Tabla 6. Consumo de energía eléctrica de una vivienda prototipo.

Equipo eléctrico	Potencia (W)	Tiempo de uso (horas)	Consumo (kWh)
Iluminación (7 focos LED de 10 W c/u)	70	8	0.56
Refrigerador 25 ft³	370 kW/año	/	1.03
Lavadora 6 kg	365	2	0.73
Licudora	400	0.25	0.10
Televisor pantalla LED 32 pulgadas	40	8	0.32
Plancha	1500	0.5	0.75
Ventilador	75	8	0.60
Equipos de tecnología	15	6	0.09
		Consumo Total	4.18



CAPÍTULO 3. MARCO TEÓRICO

3.1 Convertidor de energía de corriente marina

El rotor de la turbina está compuesto por el buje y las palas, elementos hidrodinámicos que recibe directamente la energía cinética de la corriente marina y la transforma en energía mecánica en forma de un par, y que, pasando por el buje, se irá transmitiendo por todo el tren mecánico de la turbina para corrientes marinas. Esta transformación puede ser descrita por la relación entre la potencia total en la corriente marina y la potencia mecánica en la turbina. Estas potencias tienen una dependencia similar a la de una turbina eólica, y son descritas por las ecuaciones que se presentan a continuación [10, 46-49].

Comenzando por la corriente marina entrante en el área de las palas del rotor, se puede demostrar que la potencia cinética de un cilindro de radio R viajando con una velocidad de corriente marina v_{cm} corresponde a la potencia total de esta corriente P_{cm} dentro del área del rotor de una turbina para corrientes marinas. Esta potencia de la corriente marina total puede ser expresada por:

$$P_{cm} = \frac{1}{2} \rho_{aguam} \pi R^2 v_{cm}^3 \quad (3.1)$$

Donde:

P_{cm} = Potencia total de la corriente marina (W)

ρ_{aguam} = Densidad del agua del mar (1027 kg/m³)

R = Radio de barrido de las palas de la turbina (m)

v_{cm} = Velocidad de la corriente marina (m/s)

Sin embargo, en la realidad una turbina no puede convertir toda la energía cinética contenida en las corrientes marinas en potencia mecánica debido a la teoría de la continuidad del flujo que atraviesa la turbina. Esta teoría es fundamental para deducir la ley de Betz, que establece que solo se puede convertir el 59.25 % de la energía cinética disponible en el viento en potencia mecánica por una turbina eólica. En otras palabras, la velocidad del viento que impacta las palas de un aerogenerador se reduce a un valor menor y diferente de cero después de atravesar la turbina [50].

El límite de Betz también conocido como el coeficiente de potencia C_p indica la cantidad de energía que se puede extraer de la energía cinética del fluido. La potencia mecánica que pueden extraer las palas, P_m es, por tanto:

$$P_m = C_p P_{cm} = \frac{1}{2} C_p \rho_{aguam} \pi R^2 v_{cm}^3 \quad (3.2)$$

El coeficiente de potencia C_p se puede ver como una eficiencia, puesto que cada tipo de turbina tiene un valor de C_p máximo definido. Este factor depende del tipo de turbina, ya sea de eje horizontal o de eje vertical, del diseño mecánico y aerodinámico o hidrodinámico de la turbina. De tal forma que estas características se resumen en dos subfactores del cual depende el coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$, y puede ser aproximado a través de la ecuación (3.3) [51].

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) \exp \left(-\frac{c_5}{\lambda_i} \right) + c_6 \lambda \quad (3.3)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3.4)$$

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v_{cm}} \quad (3.5)$$

Donde:

$c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6$ = Coeficientes numéricos con valores para cada rotor

λ_i = Valor siguiente de λ

ω_r = Velocidad angular del eje de la turbina (rad/s)

λ o *Tip Speed Ratio (TSR)* = Relación entre la velocidad de la punta de una pala del rotor y la velocidad de la corriente marina

β = Ángulo de paso de las palas (grados)

En la siguiente figura se muestra el comportamiento del C_p en función de valores de λ , en la cual se observa que también depende del tipo de turbina empleada, donde su valor máximo no rebasa el límite de Betz [50].

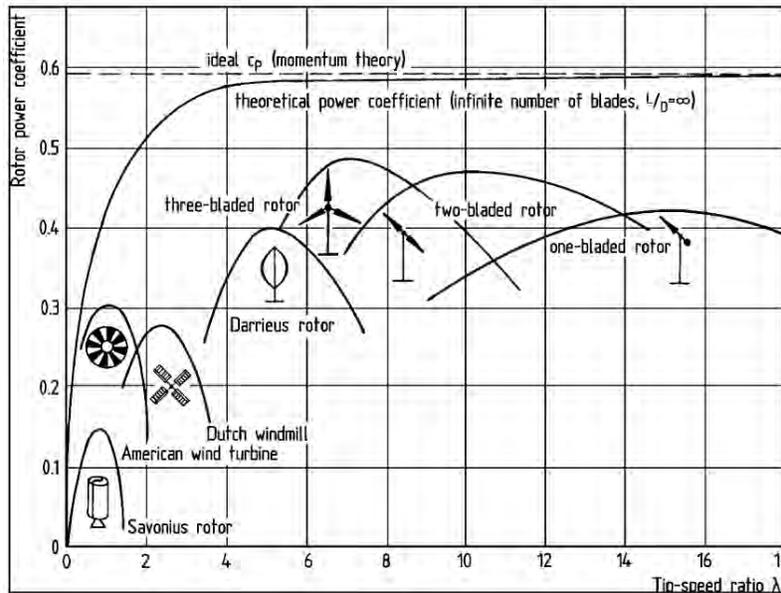


Figura 13. Relación entre el C_p y el TSR [50].

Como se puede observar en la Figura 14, el valor óptimo de λ se da para un valor $\beta = 0^\circ$, como es lógico, para que las palas estén óptimamente orientadas en la dirección de la corriente incidente y así aprovechar la máxima energía posible, y se corresponde con el valor máximo de C_p [52].

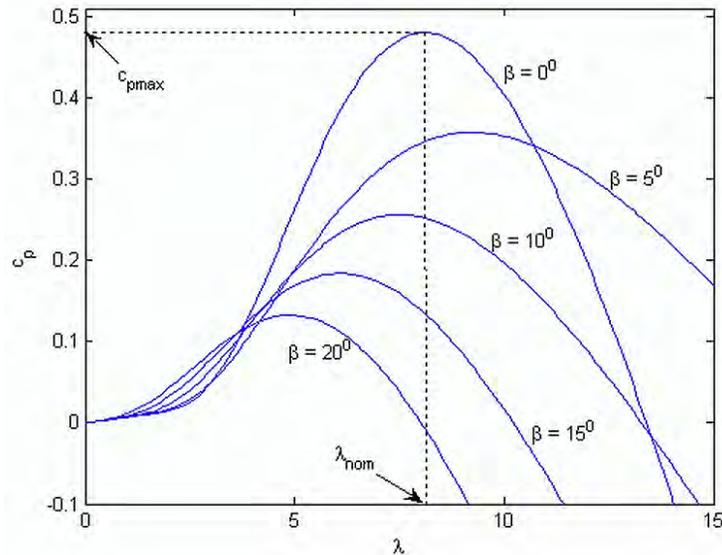


Figura 14. Evolución del coeficiente de potencia (C_p) frente a la velocidad específica (λ) para distintos valores del ángulo de paso (β) [52].

3.1.1 Sistema mecánico de transmisión

Al conectar el rotor de la turbina a un generador eléctrico se establece un sistema mecánico, formado por el eje de baja velocidad, la caja multiplicadora y el eje de alta velocidad, el tren mecánico sirve de unión entre el rotor de la turbina y el rotor del generador.

La **Figura 15** muestra un esquema simplificado del modelo del sistema mecánico de la turbina, representado por una gran masa rotativa con dos torques opuestos [50].

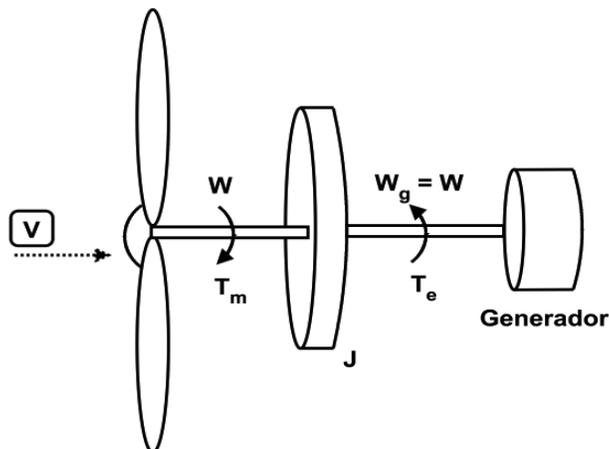


Figura 15. Sistema mecánico de la turbina con accionamiento directo [50].

La ecuación que relaciona el modelo de la turbina está dada por:

$$J \frac{dW}{dt} = T_m - T_e \quad (3.6)$$

Donde $J = J_m + J_g$, y representa la suma de la inercia de la turbina y la del generador, la variable T_e representa el torque eléctrico del generador, el cual se opone al movimiento rotacional de la turbina en mayor grado, cuando la carga del generador aumenta.

El torque mecánico se puede relacionar mediante la potencia mecánica P_m y la velocidad angular de las palas ω_r , según la expresión:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_r} \quad (3.7)$$

Donde:

T_m = Par mecánico de la turbina (Nm)

3.2 Máquina síncrona de imanes permanentes

Un generador síncrono es una máquina síncrona que se utiliza como generador. En la actualidad, los Generadores Síncronos de Imanes Permanentes están ganando una gran relevancia en los sistemas de generación de energía. Esto se debe a la disponibilidad de materiales magnéticos de alta densidad a precios competitivos, junto con avances en el procesamiento de energía, lo cual aumenta la eficiencia y reduce los costos en los sistemas de generación que utilizan este tipo de generador. Algunas de las características que han mejorado significativamente son [\[53\]](#):

- Eficiencia
- Relación torque – inercia
- Relación torque – volumen
- Densidad de flujo magnético
- Relación de aceleración y desaceleración
- Costo de mantenimiento

3.2.1 Características de un generador sincrónico

Las dos partes principales de una máquina síncrona son estructuras ferromagnéticas. La parte estacionaria, que es básicamente un cilindro hueco, se conoce como estator o armadura. En el estator hay ranuras longitudinales donde se encuentran ubicados los devanados del bobinado del estator. Estos devanados transportan la corriente que suministra la carga eléctrica en el caso de un generador, o la corriente que recibe un motor desde una fuente de corriente alterna [\[54\]](#).

En un Generador Síncrono de Imanes Permanentes, se genera un campo magnético en el rotor gracias al diseño de éste como un imán permanente. Posteriormente, al girar el rotor mediante un motor primario, se produce un campo magnético rotativo dentro de la máquina. Este campo magnético rotativo induce un conjunto de voltajes trifásicos en los devanados del estator del generador.

El rotor de un generador síncrono es esencialmente un gran electroimán. Los polos magnéticos del rotor pueden ser salientes o no salientes. El término "saliente" significa que los polos magnéticos están proyectados hacia "afuera", de modo que un polo saliente sobresale del eje del rotor. Por otro lado, un

polo no saliente está construido al mismo nivel que la superficie del rotor. La **Figura 16** muestra un rotor de polos no salientes (o rotor cilíndrico), donde se puede observar que los devanados del electroimán están incrustados en muescas sobre la superficie del rotor. En la **Figura 17**, se muestra un rotor de polos salientes, en el cual los devanados del electroimán están envueltos alrededor del polo mismo, en lugar de estar incrustados en muescas sobre la superficie del rotor. Generalmente, los rotores de polos no salientes se utilizan en rotores de dos o cuatro polos, diseñados para operar a altas velocidades de 3600 o 1800 *rpm*. En contraste, los rotores de polos salientes se utilizan normalmente en rotores con cuatro o más polos [\[55, 56\]](#).

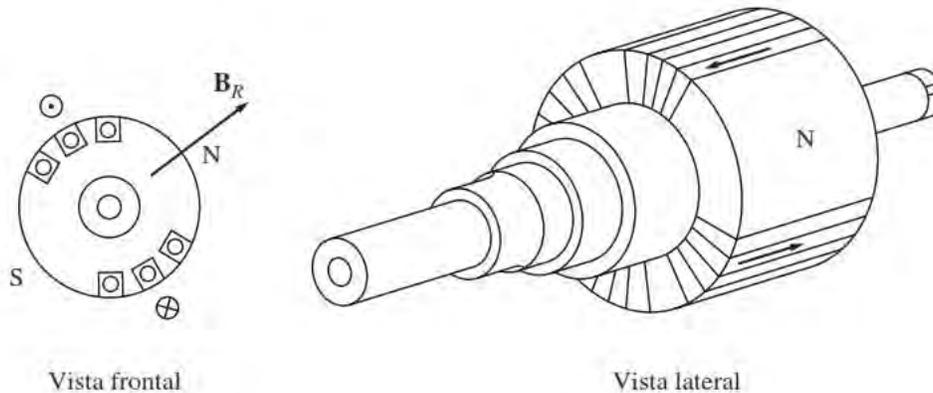


Figura 16. Rotor de dos polos no salientes de una máquina síncrona [\[55\]](#).

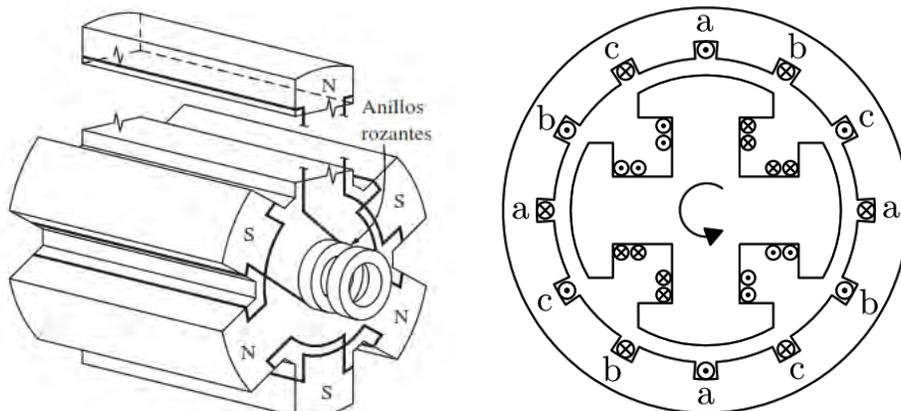


Figura 17. Rotor de seis polos salientes de una máquina síncrona [\[55, 56\]](#).

3.2.2 Velocidad de rotación de un generador sincrónico

En los generadores síncronos, la frecuencia eléctrica se genera en sincronía con la velocidad mecánica de rotación del generador. Esto se debe a que el campo magnético del rotor induce un voltaje en el estator. Cuando el rotor gira, el campo magnético induce un voltaje a una frecuencia que está directamente relacionada con la velocidad de rotación del rotor, ya que éste gira a la misma velocidad que el campo magnético. La relación entre la velocidad de rotación del rotor y la frecuencia eléctrica generada se describe mediante la ecuación [\(3.8\)](#) [\[55\]](#):

$$f_e = \frac{n_p n_m}{120} \quad (3.8)$$

Donde f_e es la frecuencia eléctrica en Hertz (Hz), n_m es la velocidad de rotación del eje en revoluciones por minuto (rpm) y n_p es el número de polos del generador.

3.2.3 Modelo equivalente de un generador sincrónico

Los voltajes E_A , E_B y E_C son los voltajes internos que se generan y producen en cada una de las fases del generador. Sin embargo, estos voltajes no son normalmente los voltajes que se presentan en las terminales del generador V_A , V_B y V_C . De hecho, esto sólo ocurre cuando no fluye corriente en el estator del generador [55].

Los factores por los cuales se genera esta diferencia son:

1. La distorsión del campo magnético en el entrehierro, causada por la corriente que circula en el estator, se conoce como reacción del inducido. Esta fenomenología se presenta cuando los devanados del estator llevan corriente, generando un campo magnético propio dentro de la máquina. Este campo magnético del estator distorsiona el campo magnético original del rotor y afecta el voltaje de fase resultante, aunque en este contexto su efecto se minimiza.
2. La autoinductancia de las bobinas del estator (L_{ga} , L_{gb} y L_{gc}).
3. La resistencia de las bobinas del estator (R_{Lga} , R_{Lgb} y R_{Lgc}).
4. El efecto de la forma del rotor de polos salientes.

Por lo que se tiene un circuito equivalente del generador, el cual se muestra en la siguiente figura [53]:

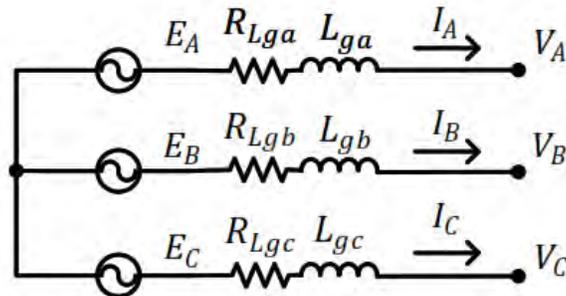


Figura 18. Circuito equivalente del Generador Síncrono de Imanes Permanentes [53].

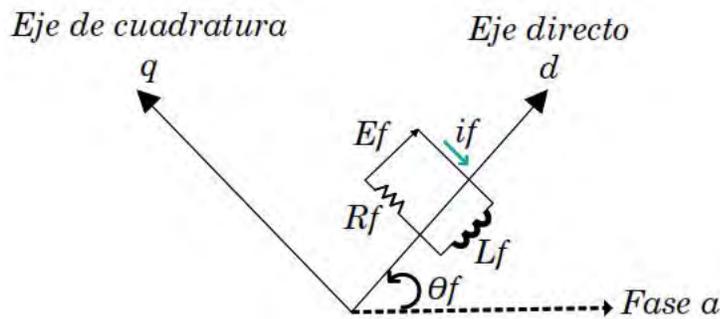
A partir del circuito equivalente se puede encontrar el sistema de ecuaciones que rige el comportamiento del PMSG.

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = -R_{Lga} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} - L_{ga} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} E_A \\ E_B \\ E_C \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Las transformaciones matriciales de Clark, Fortescue y Park han sido tradicionalmente estudiadas en los sistemas de potencia [57-59], ya que desacoplan los sistemas simétricos y simplifican los modelos como el de la máquina síncrona.

El análisis del comportamiento del generador se efectúa en el sistema de referencia "qd". Para transformar las ecuaciones definidas en el sistema "abc" a este sistema, se utiliza la transformación de Park. El objetivo de este cambio de referencia es hacer que las magnitudes que varían en el tiempo en el sistema "abc", especialmente las inductancias, sean invariantes en el marco "qd". Una característica del nuevo sistema es que los ejes *d* y *q* giran a la velocidad del rotor. El *eje d* se define según la construcción del rotor y se identifica como la trayectoria que presenta menor reluctancia para el paso del flujo magnético. El *eje q*, que es perpendicular al *eje d*, se caracteriza por ser la trayectoria con mayor reluctancia [60].

Agregando un eje directo y un eje de cuadratura, desfasados 90°, ahora los ejes a-b-c estarán fijos y los ejes de cuadratura y directo estarán girando a la velocidad síncrona, como se muestra en la siguiente figura [21].



Donde:

i_f : Corriente en el devanado de campo (rotor).

E_f : Voltaje en el devanado de campo.

R_f : Resistencia del devanado de campo.

L_f : Inductancia del devanado de campo.

θ_f : Ángulo de rotación.

Figura 19. Representación del circuito de devanado de campo de un generador síncrono [21].

En la transformada a coordenadas *dq0* o transformada de Park se pasa de tener un conjunto de ecuaciones variantes en el tiempo a ecuaciones invariantes en el tiempo representadas dentro de un marco de referencia giratorio *dq0*, ecuación (3.10) [53].

$$[T_{dq0}] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_f) & \cos(\theta_f - \frac{2}{3}\pi) & \cos(\theta_f + \frac{2}{3}\pi) \\ -\sin(\theta_f) & -\sin(\theta_f - \frac{2}{3}\pi) & -\sin(\theta_f + \frac{2}{3}\pi) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Entonces, en el sistema "qd", las inductancias propias y mutuas permanecerán constantes debido a que los devanados se mueven a velocidad síncrona con el rotor. Esto implica que los valores de corriente y voltaje también se mantendrán constantes. Al aplicar la transformación a coordenadas *dq0* da como resultado las ecuaciones que rigen el comportamiento de la máquina síncrona de imanes permanentes, donde $R_S = R_{Lga} = R_{Lgb} = R_{Lgc}$ y $L_S = L_{ga} = L_{gb} = L_{gc}$, y los subíndices diferentes como *d* (eje directo) y *q* (eje de cuadratura), representan a las variables como inductancias, voltajes y corrientes.

Las ecuaciones de los voltajes de eje directo y cuadratura, del generador síncrono de imán permanente se describen a continuación, donde $\lambda_q = -L_q i_q$ y $\lambda_d = -L_d i_d + \lambda_p \omega$ son los enlaces de flujo que se encuentran en los devanados del eje directo y del eje de cuadratura, *p*: es el número de pares de polos del generador y λ : flujo inducido por los imanes permanentes del rotor en las fases del estator del generador.

$$V_d = -R_s i_d + \frac{d}{dt} \lambda_d - \omega \lambda_q \quad (3.11)$$

$$V_q = -R_s i_q + \frac{d}{dt} \lambda_q - \omega \lambda_d \quad (3.12)$$

Finalmente, los circuitos equivalentes en el marco de referencia $dq0$ se muestran en la **Figura 20**, y las ecuaciones (3.11) y (3.12) se pueden escribir de la siguiente manera [21]:

$$\frac{d}{dt} i_d = \frac{1}{L_d} V_d - \frac{R_s}{L_d} i_d + \frac{L_q}{L_d} p \omega i_q \quad (3.13)$$

$$\frac{d}{dt} i_q = \frac{1}{L_q} V_q - \frac{R_s}{L_q} i_q - \frac{L_d}{L_q} p \omega_m i_d - \frac{\lambda p \omega}{L_q} \quad (3.14)$$

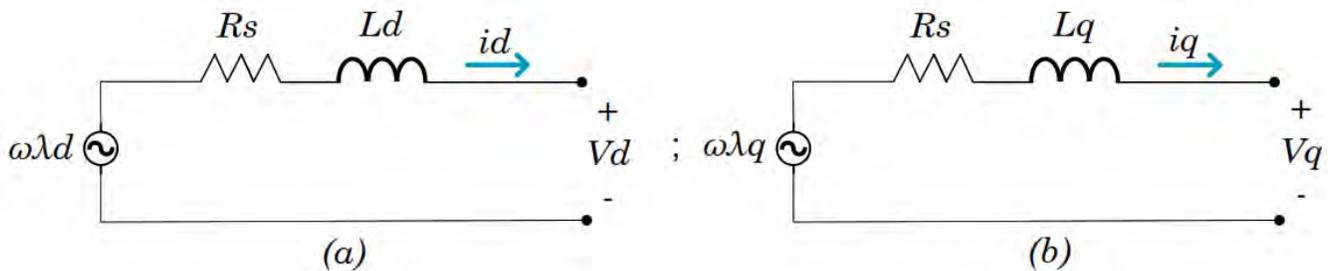


Figura 20. Circuitos equivalentes del PMSG en el marco de referencia $dq0$. (a) Eje directo, (b) Eje de cuadratura [21].

3.2.4 Potencia y torque en un generador sincrónico

Un generador sincrónico convierte la potencia mecánica en potencia eléctrica trifásica. La fuente de la potencia mecánica, puede ser un motor diésel, una turbina de vapor, una turbina hidráulica u otro equipo similar; siendo en este caso una turbina para corrientes marinas.

No toda la potencia mecánica que entra en un generador síncrono se convierte en potencia eléctrica que sale de la máquina. La diferencia entre la potencia que entra en el generador y la potencia que se convierte en él representa las pérdidas mecánicas, del núcleo y misceláneas de la máquina. En la **Figura 21** se muestra el diagrama de flujo de potencia de un generador síncrono.

La potencia mecánica de entrada es la potencia en el eje del generador $P_{entr} = \tau_{ap} \omega_m$, mientras que la potencia mecánica convertida a potencia eléctrica internamente está dada por la siguiente ecuación [55]:

$$P_{mec} = \tau_{ind} \omega_m \quad (3.15)$$

Donde:

τ_{ap} = Par aplicado al generador

τ_{ind} = Par inducido en el generador

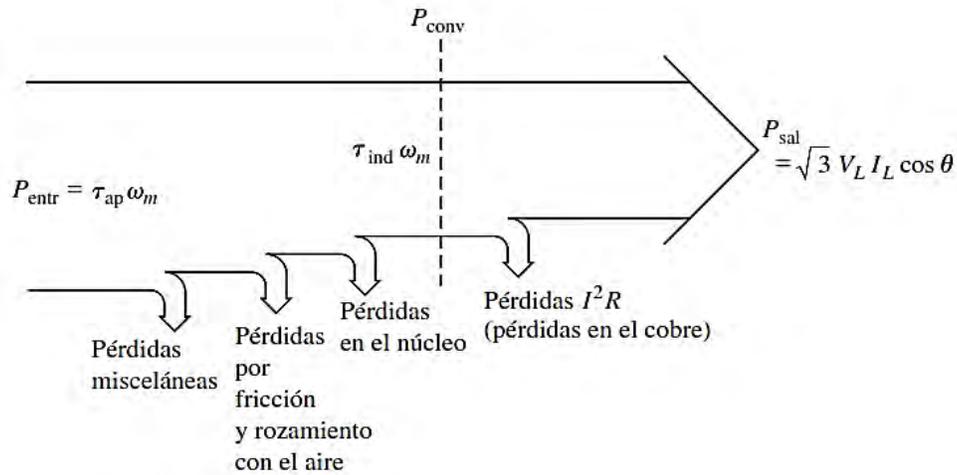


Figura 21. Diagrama de flujo de potencia de un generador síncrono [55].

La potencia eléctrica de salida real de un generador síncrono se puede expresar en cantidades de línea a línea como:

$$P_{sal} = \sqrt{3} V_L I_L \cos \theta \quad (3.16)$$

Donde:

V_L = Voltaje entre dos de las fases del generador

I_L = Corriente de línea que circula en una de las fases del generador

θ = Ángulo entre el voltaje y la corriente

3.3 Convertidores electrónicos de potencia

Tras convertir la energía cinética de las corrientes marinas en energía eléctrica mediante el generador, se incorporan los convertidores electrónicos de potencia para convertir la CA generada en CD (utilizada para almacenar energía en baterías o para suministrar CD a cargas resistivas) o en sistemas CA/CD/CA que suministran CA a cargas de CA independientes o a la red.

3.3.1 Convertidores CA-CD

Los convertidores CA-CD, denominados también rectificadores, transforman un voltaje alterno sinusoidal de frecuencia y amplitud constante en un voltaje continuo de salida. Desde el punto de vista de los accionamientos, presentan una importancia fundamental, ya que se utilizan de forma general en las máquinas de corriente continua, asíncronas y síncronas.

La estructura básica de este tipo de convertidores se muestra en la **Figura 22**, donde se representan también las formas de onda ideales de entrada y salida [61].

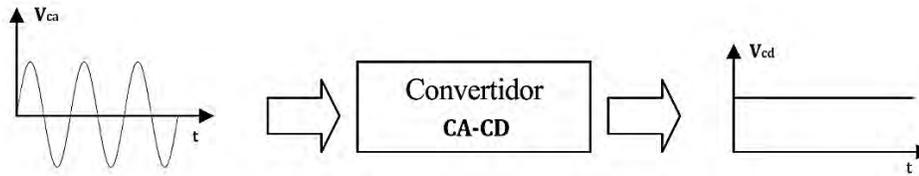


Figura 22. Estructura básica de un convertidor CA-CD [61].

3.1.1.1 Topologías del convertidor CA-CD

Los convertidores de CA a CD adoptan diversas topologías según las características de las tensiones de entrada y salida. Cuando la tensión alterna de entrada tiene una frecuencia y valor eficaz constantes, y se necesita obtener una tensión continua de salida también constante, se pueden utilizar rectificadores estáticos no controlados. En cambio, si la salida debe tener un valor eficaz variable o ajustarse a diferentes niveles, el rectificador debe incorporar algún tipo de control, como los rectificadores controlados que utilizan tiristores.

Los rectificadores no controlados están formados exclusivamente por diodos y no requieren circuitos de control, ya que los diodos conmutan de manera natural impulsados por la fuente de alimentación. Por otro lado, en los rectificadores se pueden reemplazar total o parcialmente los diodos con tiristores, lo que permite configurar un sistema de rectificación controlada o semicontrolada. Estos sistemas posibilitan la regulación del valor medio de la tensión en la carga. En ambos casos se pueden presentar con configuraciones de media onda y onda completa [61].

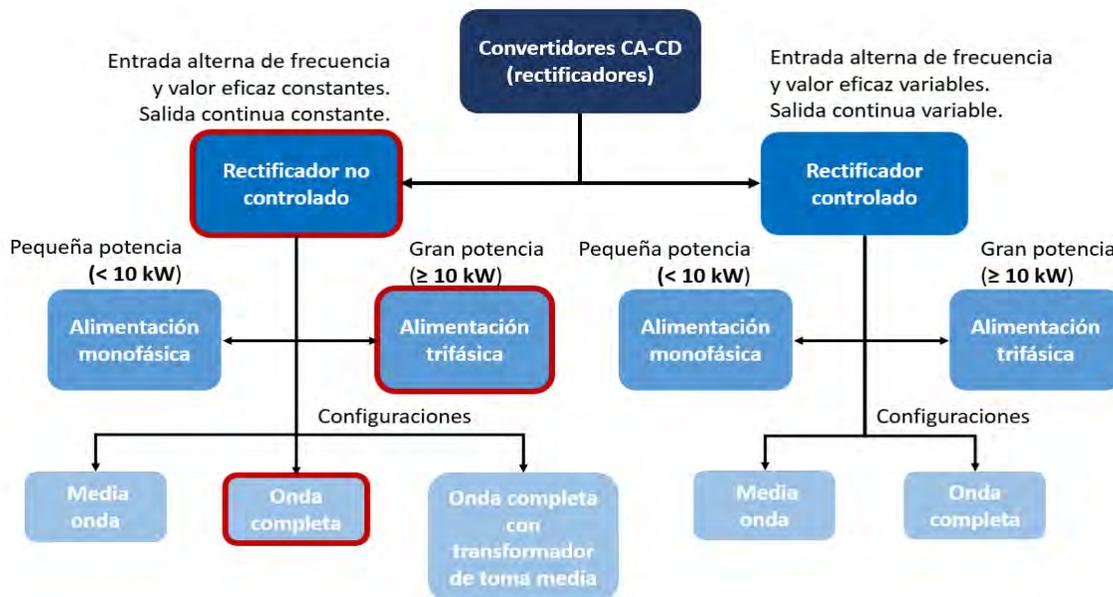


Figura 23. Estructura básica de los rectificadores.

3.1.1.2 Rectificador trifásico no controlado de onda completa

El rectificador trifásico no controlado es uno de los convertidores CA-CD más empleado en general, debido a su bajo costo y su fácil implementación.

En el caso de los sistemas de corrientes marinas, del lado derecho del generador se encuentra un rectificador trifásico, el cual se puede apreciar en la **Figura 24**. En la **Figura 25** se muestran las tensiones de fase y las combinaciones de las tensiones línea a línea resultantes en un generador trifásico equilibrado. Los diodos conducen por pares (6, 1), (1, 2), (2, 3), (3, 4), (4, 5), (5, 6), (6, 1), ... y se activan siguiendo la secuencia 1, 2, 3, 4, 5, 6, 1, ... [62].

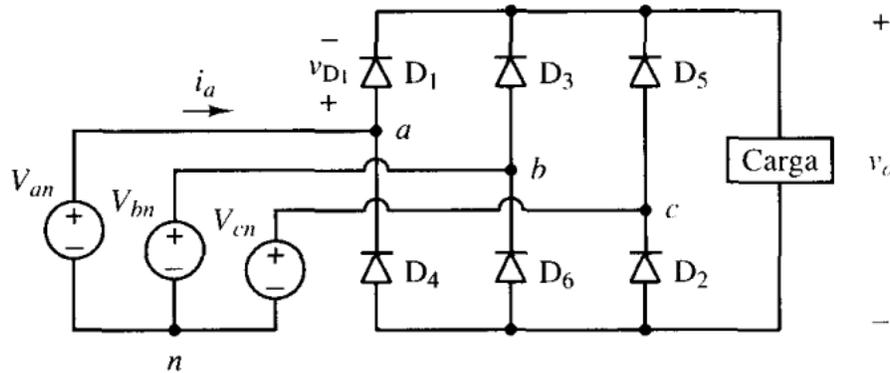


Figura 24. Rectificador trifásico en puente [62].

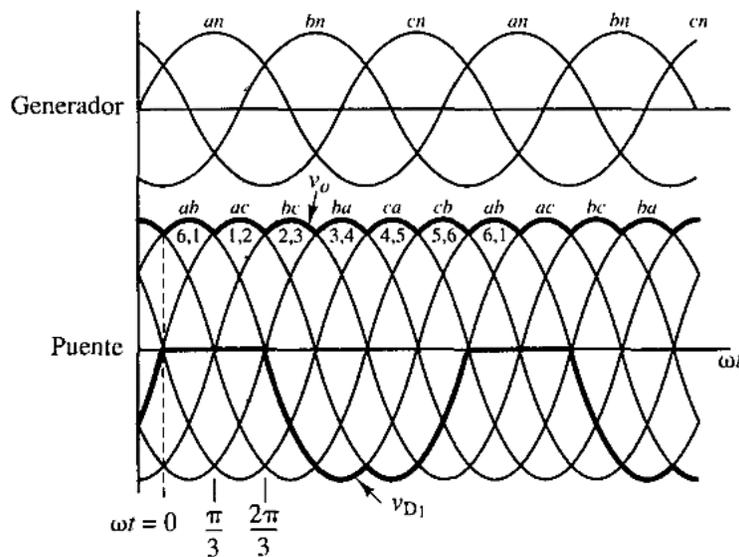


Figura 25. Tensión del generador y tensiones de salida del rectificador [62].

El voltaje de salida V_0 está en función de los voltajes línea a línea resultantes en el generador trifásico y el voltaje de polarización de los diodos V_D [63].

$$V_0 = \frac{3}{\pi} V_{ab} - 2V_D \tag{3.17}$$

Donde V_{ab} es la tensión línea a línea pico del generador trifásico, que es $\sqrt{2} V_{ab,rms}$.

La potencia de salida en el terminal del rectificador viene dada por:

$$P_0 = V_0 I_0 \tag{3.18}$$

Donde I_0 es la corriente de salida del generador acoplado al rectificador que alimenta la carga.

3.3.2 Convertidores CD-CD

Los convertidores CD-CD son circuitos electrónicos de potencia que convierten una tensión continua en otro nivel de tensión continua y, normalmente, proporcionan una salida regulada.

Tanto los voltajes de entrada como los de salida de este tipo de convertidor son de corriente directa. Puede producir un voltaje de CD de salida fijo o variable a partir de un voltaje de CD fijo o variable como se muestra en la **Figura 26a**. Idealmente, el voltaje de salida y la corriente de entrada deben ser de CD pura, no obstante, el voltaje de salida y la corriente de entrada de un convertidor CD-CD práctico contienen armónicos o rizados como se muestra en la **Figura 26b y c** [64].

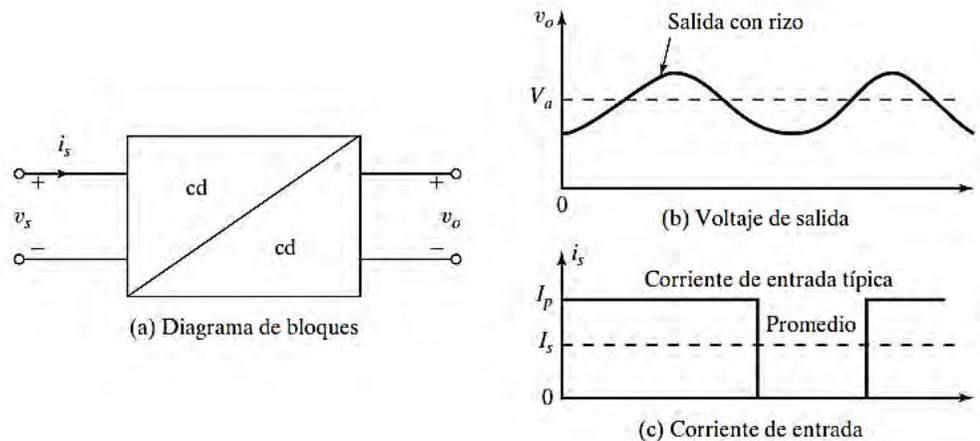


Figura 26. Relación de entrada y salida de un convertidor de CD-CD [64].

3.3.2.1 Regulador lineal de tensión

Un método para convertir una tensión continua a otra de valor más bajo es utilizar el sencillo circuito de la **Figura 27**. La tensión de salida es $V_0 = I_L R_L$ donde la corriente de carga está controlada por el transistor. Ajustando la corriente de base del transistor se puede controlar la tensión de salida en el rango comprendido entre 0 y V_S . Esta capacidad permite ajustar la corriente de base para compensar las variaciones tanto en la tensión de alimentación como en la carga, lo que permite regular la salida de manera efectiva. Este tipo de circuito se conoce como convertidor CD-CD lineal o regulador lineal, porque el transistor funciona en la región lineal de su operación, en lugar de estar en la región de saturación o corte. En este modo, el transistor se comporta como una resistencia variable [62].

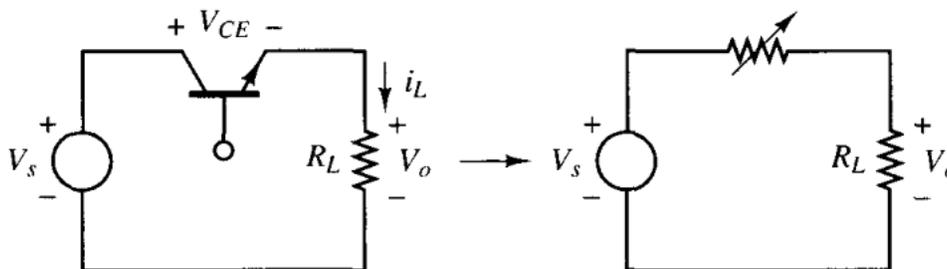


Figura 27. Regulador lineal básico [62].

3.3.2.2 Convertidor conmutado básico

Una alternativa más eficiente al regulador lineal es el convertidor conmutado. En un convertidor conmutado, el transistor funciona como un interruptor electrónico, al estar completamente activado o completamente desactivado. Este circuito también se denomina troceador de continua. Si se supone que el interruptor de la **Figura 28** es ideal, la salida es igual a la entrada cuando el interruptor está cerrado y es cero cuando está abierto. La apertura y cierre periódicos del interruptor producen la salida de pulsos mostrada en la **Figura 28c** [62].

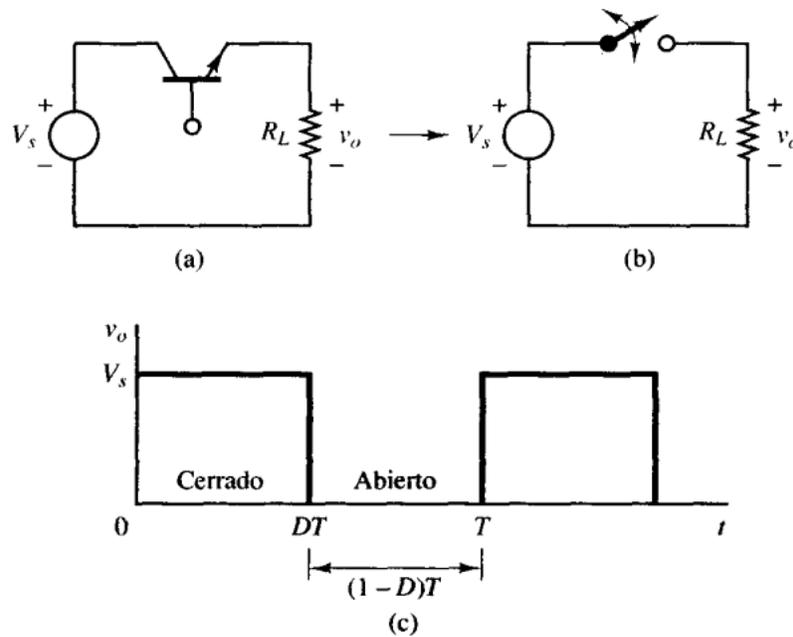


Figura 28. (a) Convertidor CD-CD básico conmutado, (b) Equivalente para conmutación, (c) Tensión de salida [62].

La componente continua de la salida se controla ajustando el ciclo de trabajo D , que es la fracción del período en la que el interruptor está cerrado:

$$D = \frac{t_{\text{conducción}}}{t_{\text{conducción}} + t_{\text{corte}}} = \frac{t_{\text{conducción}}}{T} = t_{\text{conducción}} f \quad (3.19)$$

Siendo f la frecuencia de conmutación en hercios.

En un interruptor ideal, no se consume potencia alguna. Esto significa que cuando está abierto, no hay corriente circulando a través de él, y cuando está cerrado, no hay pérdida de tensión a través del mismo. Por lo tanto, la carga absorbe toda la potencia suministrada y la eficiencia energética es del 100 %. En contraste, en un interruptor real se experimentan pérdidas debido a que la tensión a través del interruptor no es nula cuando conduce, y el interruptor debe atravesar una región lineal al cambiar de estado, lo que genera disipación de energía.

3.3.2.3 Convertidor elevador

Existen cuatro topologías básicas de los convertidores CD-CD:

- Convertidor reductor (buck)
- Convertidor elevador (boost)
- Convertidor reductor-elevador (buck-boost)
- Convertidor Cúk

Partiendo de las diversas topologías de convertidores encontrados en la literatura que se utilizan normalmente en los sistemas por corrientes marinas y en base a las necesidades del sistema a simular se utiliza un convertidor elevador.

Este es un convertidor conmutado que funciona abriendo y cerrando periódicamente un interruptor electrónico. Se denomina convertidor elevador porque la tensión de salida es mayor que la de entrada.

Para el análisis del circuito mostrado en la **Figura 29** se hacen las siguientes suposiciones: [\[62\]](#)

1. El circuito opera en régimen permanente.
2. El período de conmutación es T y el interruptor está cerrado un tiempo DT y está abierto el resto del tiempo, $(1 - D)T$.
3. La corriente en la bobina es permanente (siempre positiva).
4. El condensador es muy grande y la tensión de salida se mantiene constante y su valor es V_0 .
5. Los componentes son ideales.

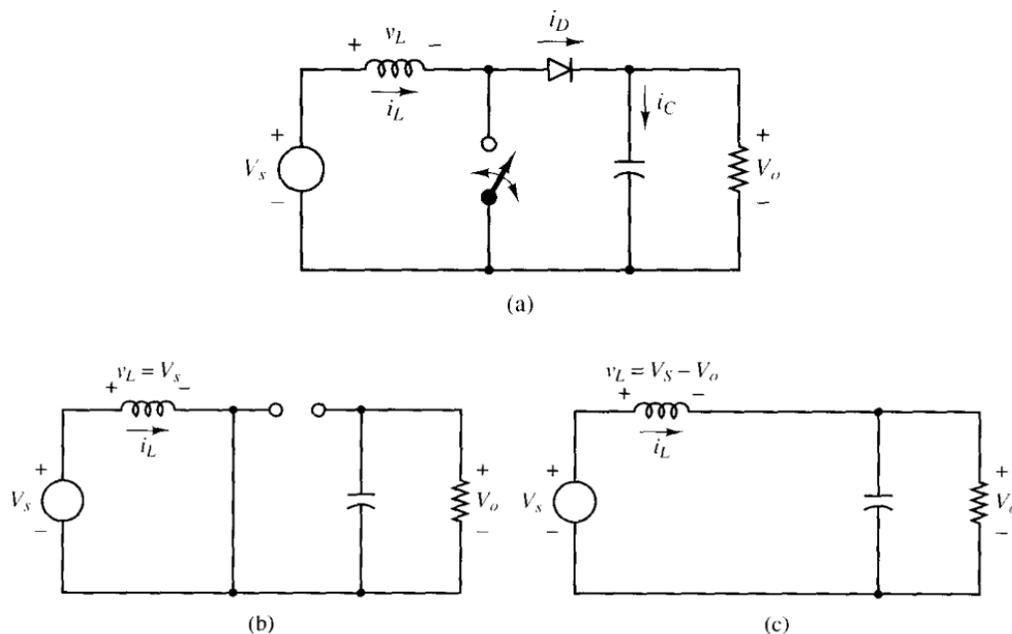


Figura 29. Convertidor elevador. (a) Esquema del circuito, (b) Circuito equivalente cuando el interruptor está cerrado, (c) Circuito equivalente cuando el interruptor está abierto [\[62\]](#).

Análisis con el interruptor cerrado: Cuando el interruptor está cerrado, el diodo está polarizado en inversa. La ley de Kirchoff para las tensiones en la malla que incluye la fuente, la bobina y el interruptor cerrado es:

$$v_L = V_S = L \frac{di_L}{dt} \quad (3.20)$$

El ritmo de variación de la corriente es una constante, por lo que la corriente aumenta linealmente cuando el interruptor está cerrado, como se muestra en la **Figura 30b**. La variación de corriente en la bobina se calcula utilizando:

$$\frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{DT} = \frac{V_S}{L} \quad (3.21)$$

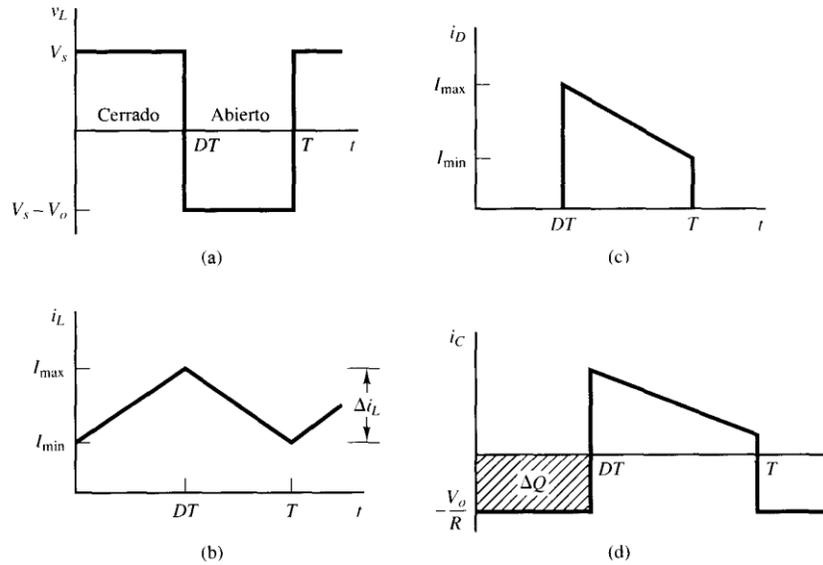


Figura 30. Formas de onda del convertidor elevador. (a) Tensión en la bobina. (b) Corriente en la bobina. (c) Corriente en el diodo. (d) Corriente en el condensador [62].

Despejando Δi_L cuando el interruptor está cerrado:

$$(\Delta i_L)_{\text{cerrado}} = \frac{V_S DT}{L} \quad (3.22)$$

Análisis con el interruptor abierto: Cuando el interruptor está abierto, la corriente en la bobina no puede variar de forma instantánea, por lo que el diodo se polariza en directa para proporcionar un camino a la corriente de la bobina. Suponiendo que la tensión de salida V_o es constante, la tensión en la bobina es:

$$v_L = V_S - V_o = L \frac{di_L}{dt} \quad (3.23)$$

El ritmo de variación de corriente en la bobina es una constante, por lo que la corriente debe variar linealmente cuando el interruptor esté abierto. La variación en la corriente de la bobina con el interruptor abierto es:

$$\frac{\Delta i_L}{\Delta t} = \frac{\Delta i_L}{(1-D)T} = \frac{V_S - V_o}{L} \quad (3.24)$$

Despejando Δi_L cuando el interruptor está abierto:

$$(\Delta i_L)_{abierto} = \frac{(V_S - V_0)(1 - D)T}{L} \quad (3.25)$$

En régimen permanente, la variación neta de la corriente de la bobina debe ser igual a cero.

$$(\Delta i_L)_{cerrado} + (\Delta i_L)_{abierto} = 0$$

$$\frac{V_S DT}{L} + \frac{(V_S - V_0)(1 - D)T}{L} = 0$$

Despejando V_0 se obtiene:

$$V_0 = \frac{V_S}{1 - D} \quad (3.26)$$

La ecuación (3.26) indica que si el interruptor está siempre abierto y D es cero, la salida es igual a la entrada. A medida que se aumenta el ciclo de trabajo D , el denominador de la ecuación disminuirá y la salida será mayor que la entrada. El convertidor elevador genera una tensión de salida que es mayor o igual a la tensión de entrada. Cuando el ciclo de trabajo del interruptor se acerca a la unidad, la salida teóricamente se hace infinita. Sin embargo, esta predicción se basa en componentes ideales. En la práctica, los componentes reales introducen pérdidas que impiden que la salida alcance valores infinitos.

La corriente media en la bobina se calculará teniendo en cuenta que la potencia entregada por la fuente debe ser igual a la potencia absorbida por la resistencia de carga.

La potencia de salida es $P_0 = \frac{V_0^2}{R}$ y la potencia de entrada $V_S I_S = V_S I_L$. Igualando la potencia de entrada y la potencia de salida se obtiene:

$$V_S I_L = \frac{V_0^2}{R} = \frac{\left(\frac{V_S}{1 - D}\right)^2}{R} = \frac{V_S^2}{(1 - D)^2 R}$$

$$I_L = \frac{V_S}{(1 - D)^2 R} \quad (3.27)$$

Las corrientes máxima y mínima en la bobina se determinan utilizando el valor medio y la variación de corriente Δi_L .

$$I_{máx} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2} \quad (3.28)$$

$$I_{mín} = I_L - \frac{\Delta i_L}{2} \quad (3.29)$$

Para que la corriente en la bobina sea permanente es necesario que $I_{mín}$ sea positiva.

La combinación mínima de inductancia y frecuencia de conmutación para obtener corriente permanente en el convertidor elevador será:

$$L_{\min} = \frac{D(1-D)^2 R}{2f} \quad (3.30)$$

Las ecuaciones anteriores se han desarrollado suponiendo que la tensión de salida era constante y, por tanto, que la capacidad era infinita. En la práctica, una capacidad finita producirá una pequeña fluctuación o rizado en la tensión de salida.

La expresión del rizado de la tensión de salida es:

$$\Delta V_0 = \frac{V_0 D}{RCf} \quad (3.31)$$

El rizo del voltaje se emplea para encontrar el valor del capacitor y se calcula usando la ecuación (3.32). Suponiendo que los factores de rizado son lo suficientemente pequeños para permitir una operación correcta, se propone que sea menor al 1% de $\frac{\Delta V_0}{V_0}$, aunque implique tener capacitores de mayor capacidad.

$$\frac{\Delta V_0}{V_0} = \frac{D}{RCf} < 1\%$$

$$C > \frac{D}{Rf\left(\frac{\Delta V_0}{V_0}\right)} \quad (3.32)$$

A partir de las expresiones que se presentan a continuación se calculan los parámetros (voltaje y corriente) del interruptor y del diodo, permitiendo la selección de dispositivos con estas características [65].

Para la selección del transistor es necesario conocer los esfuerzos a que está sometido: corriente promedio, valor pico de corriente y valor máximo de tensión que debe soportar.

Corriente promedio en el interruptor:

$$I_Q = \frac{P_0 * D}{V_0 * (1 - D)} \quad (3.33)$$

Corriente pico en el interruptor:

$$i_{pkQ} = \frac{P_0}{V_0 * (1 - D)} + \frac{V_{in} * D}{2 * L * f_s} \quad (3.34)$$

La tensión máxima que debe soportar el transistor durante el tiempo de apagado se puede deducir de la **Figura 29c** del circuito equivalente durante ese estado.

$$V_{DSOFF} = V_0 \quad (3.35)$$

Para la selección del diodo es necesario conocer los esfuerzos a que está sometido: valor promedio y pico de corriente y la tensión máxima que debe soportar durante el período en que está apagado.

Corriente promedio en el diodo:

$$I_D = \frac{P_0}{V_0} \quad (3.36)$$

Corriente pico en el diodo:

$$i_{pkD} = \frac{P_0}{V_0 * (1 - D)} + \frac{V_{in} * D}{2 * L * f_s} \quad (3.37)$$

El esfuerzo máximo de tensión en el diodo durante el instante en que se encuentra apagado se puede determinar a partir del circuito equivalente del convertidor **Figura 29b**, durante el tiempo de encendido del transistor.

$$V_{AKOFF} = V_0 \quad (3.38)$$

3.3.3 Convertidores CD-CA

Los convertidores de CD a CA se denominan inversores. La función de un inversor es transformar un voltaje de entrada de CD en un voltaje de salida de CA simétrico, con la magnitud y frecuencia deseada. El voltaje de salida puede ser fijo o variable, y la frecuencia puede ser constante o variable. Se puede obtener un voltaje de salida variable al variar el voltaje de entrada de CD y mantener constante la ganancia del inversor. Por otro lado, si el voltaje de entrada de CD es fijo e invariable, se puede lograr un voltaje de salida variable modificando la ganancia del inversor, típicamente mediante el control de modulación por ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés). La ganancia del inversor se define como la relación entre el voltaje de salida de CA y el voltaje de entrada de CD [64].

El voltaje de entrada a un inversor es de CD y el voltaje de salida (o corriente) es de CA, como se muestra en la **Figura 31a**. La forma de onda del voltaje de salida de los inversores ideales debería ser senoidal, pero en la práctica no son senoidales y contienen ciertos armónicos o rizados, como se muestra en la **Figura 31b**. En aplicaciones de baja y mediana frecuencia, es aceptable utilizar voltajes de salida en forma de onda cuadrada o cuasi-cuadrada. Sin embargo, para aplicaciones de alta potencia, se necesitan formas de onda senoidales con baja distorsión armónica. Gracias a los dispositivos semiconductores de potencia de alta velocidad disponibles en la actualidad, es posible minimizar o reducir de manera significativa el contenido armónico del voltaje de salida utilizando técnicas avanzadas de conmutación [64].

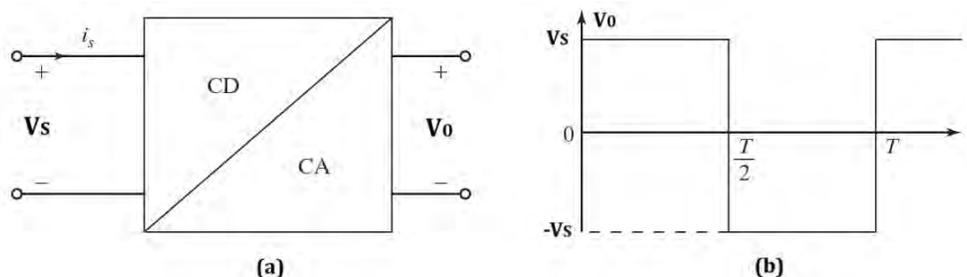


Figura 31. Convertidor CD-CA. (a) Diagrama de bloques, (b) Voltaje de salida [64].

3.3.3.1 Clasificación de los inversores

El objetivo principal de las distintas topologías de inversores es proporcionar una fuente de tensión tanto monofásica como trifásica, en la que la amplitud, la fase y la frecuencia se ajusten a las necesidades de la aplicación.

Una clasificación de los inversores se concibe teniendo en cuenta la fuente de entrada. Un inversor se conoce como *inversor alimentado por voltaje* (VFI, por sus siglas en inglés) o *inversor de fuente de tensión* (VSI, por sus siglas en inglés) si el voltaje de entrada permanece constante; y un *inversor alimentado por corriente* (CFI, por sus siglas en inglés) o *inversor de fuente de corriente* (CSI, por sus siglas en inglés) si la corriente de entrada se mantiene constante. Además, existe un nuevo enfoque de la tecnología de conversión CD-CA que es el *inversor de fuente de impedancia* (ZSI, por sus siglas en inglés); este inversor se alimenta de una fuente de tensión o de corriente a través de una red de impedancia en forma de x formada por dos capacitores y dos inductores, que se denomina red en z .

Por otra parte, un *inversor multinivel* se caracteriza por generar cierto número de niveles de tensión en la salida, a partir de varios niveles de voltaje CD, obtenidos por lo común de fuentes de voltaje.

A continuación, se muestra de forma resumida la clasificación de los inversores en función del número de fases de la señal de salida, de las características de la señal de entrada y de las características eléctricas y la configuración de la etapa de potencia [64, 66, 67].

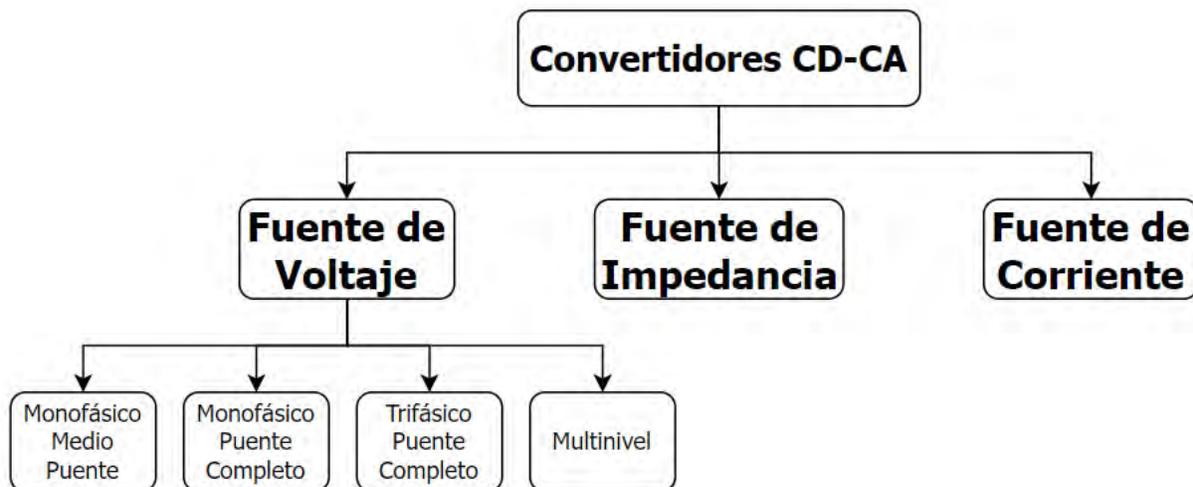


Figura 32. Clasificación de los inversores.

3.3.3.2 Inversor monofásico fuente-voltaje de puente completo

Los inversores de fuente de tensión se utilizan ampliamente en aplicaciones industriales y sistemas de energías renovables. Las topologías tradicionales de los VSI monofásicos son el medio puente y el puente completo. En la **Figura 33** se muestra un inversor monofásico de puente completo, el cual se compone de cuatro interruptores. Partiendo de una entrada de corriente directa se obtiene una salida de corriente alterna cerrando y abriendo interruptores en una determinada secuencia. La tensión de salida V_0 puede ser $+V_{CD}$, $-V_{CD}$ o *cero*, dependiendo de qué interruptores están cerrados. La **Tabla 7** muestra los estados de conmutación de los interruptores [62].

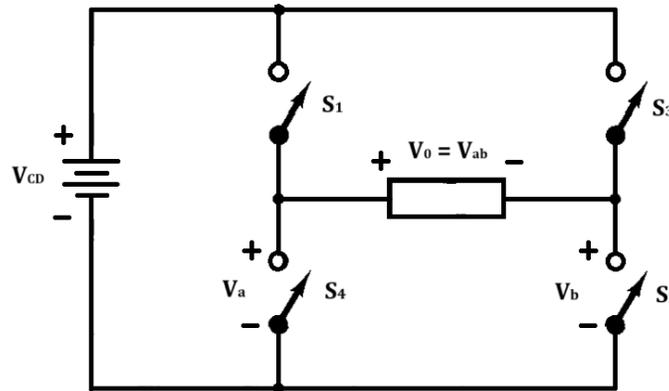


Figura 33. Inversor monofásico de puente completo.

Tabla 7. Estados de conmutación para un inversor monofásico de puente completo.

Interruptores cerrados	Tensión de salida (V_0)
S_1 y S_2	$+V_{CD}$
S_3 y S_4	$-V_{CD}$
S_1 y S_3	0
S_2 y S_4	0

Cuando los interruptores S_1 y S_2 se cierran al mismo tiempo, el voltaje de entrada V_{CD} aparece a través de la carga. Si los interruptores S_3 y S_4 se cierran al mismo tiempo, el voltaje a través de la carga se invierte y es $-V_{CD}$. La conmutación periódica de la tensión de salida entre $+V_{CD}$ y $-V_{CD}$ genera en la carga una tensión con forma de onda cuadrada. La forma de onda de la corriente en la carga depende de los componentes de la carga. En una carga resistiva, la forma de onda de la corriente se corresponde con la forma de la tensión de salida. La Figura 34 muestra las formas de onda del voltaje y la corriente en la salida con una carga resistiva, siendo para este caso el desplazamiento de fase $\theta_1 = 0$.

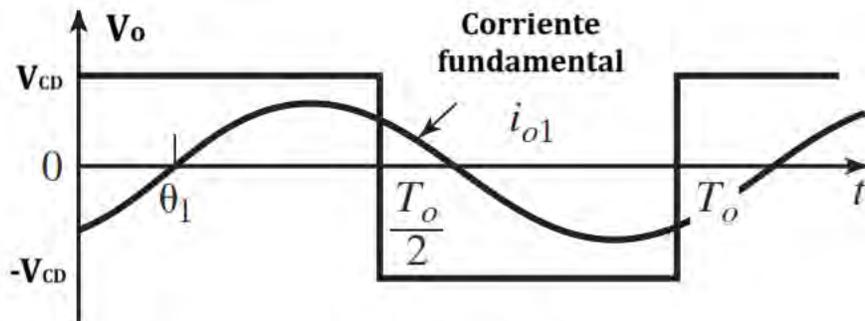


Figura 34. Formas de onda en la salida de inversor monofásico de puente completo.

3.3.3.3 Modulación por ancho de pulso

Controlar el voltaje de salida de los inversores en muchas ocasiones se hace necesario para (i) hacer frente a las variaciones del voltaje de entrada de CD; (ii) regular el voltaje de los inversores, y (iii) satisfacer los requerimientos de control de voltaje y frecuencia constantes. El método más eficiente de

controlar el voltaje de salida es incorporar un control de modulación por ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés) en los inversores. Las técnicas frecuentemente utilizadas son: [\[64\]](#)

1. Modulación por ancho de pulso único
2. Modulación por ancho de pulsos múltiples
3. Modulación por ancho de pulso senoidal
4. Modulación por ancho de pulso senoidal modificado
5. Control por desplazamiento de fase

Entre las técnicas mostradas anteriormente se utilizará la modulación por ancho de pulso senoidal (SPWM, por sus siglas en inglés) para controlar el voltaje en la salida, siendo esta la de uso más común.

Para generar las señales de control de compuerta para los interruptores del inversor se requieren dos condiciones **(1)** una señal de referencia, llamada también señal de control o moduladora, que en este caso es una senoide; y **(2)** una señal portadora, que es una onda triangular que controla la frecuencia de conmutación.

Se conocen dos formas de onda de salida denominadas salida bipolar y unipolar, las cuales serán analizadas a continuación.

I. Esquema de conmutación bipolar

El principio de funcionamiento de la modulación por ancho de pulsos bipolar sinusoidal se muestra en la **Figura 35**. El esquema de conmutación que permitirá implementar la conmutación bipolar utilizando el inversor puente completo de la **Figura 33** se determina comparando las señales instantáneas de referencia sinusoidal y portadora triangular, **Figura 35a**.

Cuando el valor instantáneo de la senoide de referencia es mayor que la portadora triangular, la salida está en $+V_{CD}$, y cuando la referencia es menor que la portadora, la salida está en $-V_{CD}$: [\[62\]](#)

$$S_1 \text{ y } S_2 \text{ están conduciendo cuando } V_{seno} > V_{tri} \quad (V_0 = +V_{CD})$$

$$S_3 \text{ y } S_4 \text{ están conduciendo cuando } V_{seno} < V_{tri} \quad (V_0 = -V_{CD})$$

Esta técnica de PWM es bipolar, debido a que la salida toma valores alternos entre más y menos la tensión de la fuente de directa.

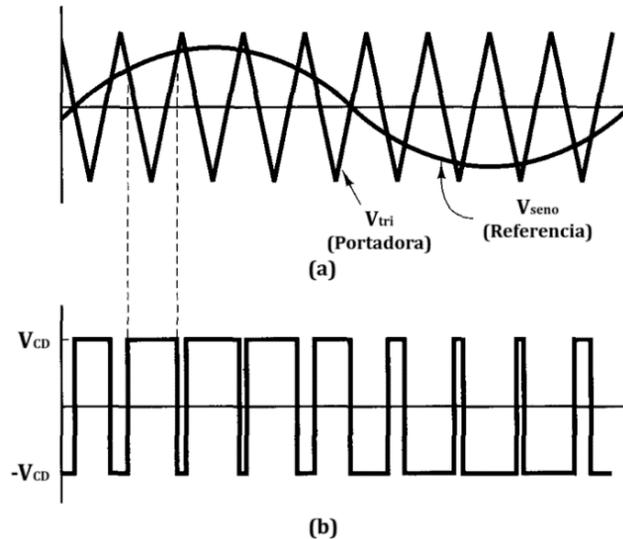


Figura 35. Modulación por ancho de pulso bipolar. (a) Señal de referencia sinusoidal y portadora triangular, (b) Tensión de salida CA [62].

II. Esquema de conmutación unipolar

En el esquema de conmutación unipolar para la modulación por ancho de pulsos, también se utiliza la técnica basada en portadora, pero en este caso se manejan dos señales moduladoras sinusoidales, como se muestra en la **Figura 36a**.

La salida se conmuta de nivel alto a cero, o de nivel bajo a cero, en lugar de entre niveles alto y bajo, como en la conmutación bipolar. El esquema de conmutación unipolar posee los siguientes controles de interruptores: [62]

$$S_1 \text{ conduce cuando } V_{seno} > V_{tri}$$

$$S_2 \text{ conduce cuando } V_{seno} < V_{tri}$$

$$S_3 \text{ conduce cuando } V_{seno} > V_{tri}$$

$$S_4 \text{ conduce cuando } V_{seno} < V_{tri}$$

La combinación de interruptores (S_1, S_4) y (S_2, S_3) son complementarios: cuando un interruptor de una de las combinaciones está cerrado, el otro está abierto. Las tensiones V_a y V_b en la **Figura 36b** oscilan entre $+V_{CD}$ y cero. La tensión de salida $V_0 = V_{ab} = V_a - V_b$ es tal y como se muestra en la **Figura 36c**.

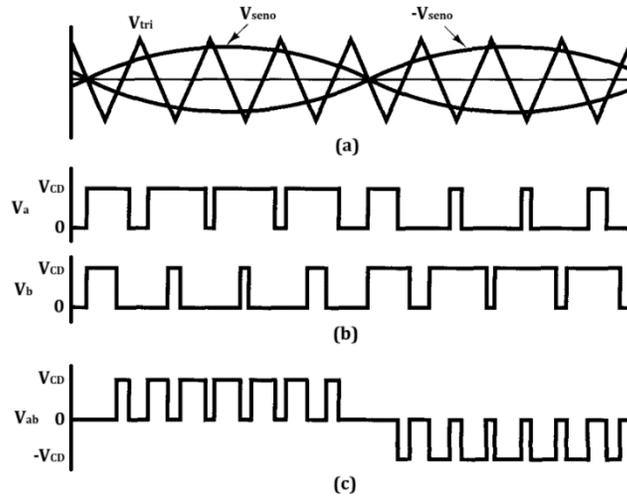


Figura 36. Modulación por ancho de pulso unipolar. (a) Señales de referencia y portadora, (b) Tensiones V_a y V_b del puente, (c) Tensión de salida CA [62].

III. Parámetros utilizados en la operación PWM

En esta sección se introducen algunos parámetros especialmente utilizados en el funcionamiento PWM.

1. Relaciones de modulación

El índice de modulación de frecuencia m_f es definido por [62] como la relación entre las frecuencias de las señales portadora y de referencia:

$$m_f = \frac{f_{portadora}}{f_{referencia}} = \frac{f_{tri}}{f_{seno}} \quad (3.39)$$

El índice de modulación de frecuencia es directamente proporcional a la frecuencia de la señal portadora, es decir, al aumentar la frecuencia de la portadora, aumenta m_f y por consiguiente aumentan las frecuencias a las que se producen los armónicos. Una desventaja de las elevadas frecuencias de conmutación son las mayores pérdidas en los interruptores utilizados para implementar el inversor.

También [62] define el índice de modulación de amplitud m_a , como la relación entre las amplitudes de las señales de referencia y portadora:

$$m_a = \frac{V_{m_{referencia}}}{V_{m_{portadora}}} = \frac{V_{m_{seno}}}{V_{m_{tri}}} \quad (3.40)$$

El valor de m_a se puede variar para cambiar la amplitud de la salida. El control de la tensión mediante la variación de m_a , se puede dividir en tres áreas, como se muestran en la siguiente figura [67].

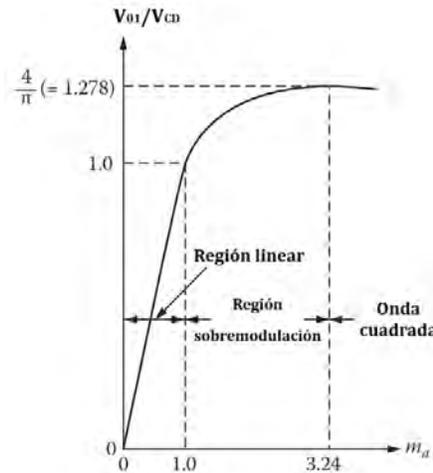


Figura 37. Componente CA fundamental normalizado de la tensión de salida en un VSI de puente completo modulado por SPWM [67].

i. Rango Lineal ($m_a \leq 1$)

Para el caso en que el rango de modulación se mantenga igual o menor a la unidad, la amplitud de la frecuencia fundamental de la tensión de salida, V_{01} , está dada por $V_{01} = m_a \frac{V_{CD}}{2}$ para el inversor de medio puente y $V_{01} = m_a V_{CD}$ para el puente completo [66]. En este último caso la amplitud de la frecuencia fundamental de la tensión de salida varía linealmente con la relación de modulación de amplitud. El PWM empuja los armónicos a un rango de alta frecuencia alrededor de la frecuencia de conmutación f_c y sus múltiplos. Sin embargo, la amplitud máxima disponible de la componente de frecuencia fundamental puede no ser tan alta como se desea.

ii. Sobremodulación ($1 < m_a \leq 3.24$)

Para esta condición, la tensión de salida estará dada por $V_{CD} < V_{01} \leq \frac{4}{\pi} V_{CD}$ [67], y esta se encontrará en una zona sobremodulada, en donde la amplitud de la componente fundamental no variará linealmente con m_a . La sobremodulación hace que la tensión de salida contenga muchos más armónicos en las bandas laterales en comparación con el rango lineal.

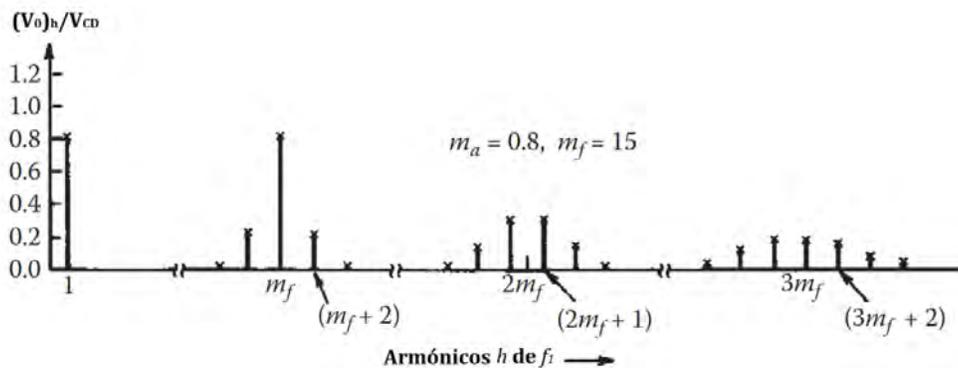


Figura 38. Armónicos presentes en la tensión de salida debido a la sobremodulación [67].

iii. Onda Cuadrada ($m_a > 3.24$)

Cuando la modulación de amplitud sea mayor a 3.24, la tensión de salida estará dada por $V_{0_1} > \frac{4}{\pi} V_{CD}$, y será una onda completamente cuadrada. Normalmente, la frecuencia de la forma de onda triangular es mucho mayor que la frecuencia de la señal de entrada para obtener una distorsión armónica total (**THD**, por sus siglas en inglés) pequeña. Para los casos con un pequeño $m_f \leq 21$ se deben tener en cuenta algunas consideraciones: [\[67\]](#)

- **PWM Sincrónico ($m_f \leq 21$)**

Para valores pequeños de m_f la señal de forma de onda triangular y la señal de entrada deben estar sincronizadas entre sí. Este PWM síncrono requiere que m_f sea un número entero impar, excepto en los inversores monofásicos con conmutación unipolar. Se utiliza PWM síncrono debido a que el PWM asíncrono (donde m_f , no es un número entero) da lugar a subarmónicos (de la frecuencia fundamental) que son muy indeseables en la mayoría de las aplicaciones.

En los casos en que el valor de $m_f > 21$ se debe tener en cuenta que:

- **PWM Asíncrono ($m_f > 21$)**

Las amplitudes de los subarmónicos debidos al PWM asíncrono son pequeñas a valores grandes de m_f . Por lo tanto, a valores grandes de m_f , se puede utilizar el PWM asíncrono en el que la frecuencia de la forma de onda triangular se mantiene constante, mientras que la frecuencia de la señal de entrada varía. Este tipo de PWM es el más utilizado en inversores de potencia conectados a la red, debido a que la frecuencia de conmutación es en la mayoría de los casos mucho mayor que la de la red, dando como resultado un m_f grande, $m_f > 100$.

3.3.3.4 Filtro a la salida del inversor

La salida de tensión y corriente del inversor contendrá una gran cantidad de contenido armónico asociado a la conmutación de los IGBTs, el cual se debe eliminar para garantizar una buena calidad de la energía entregada. Para realizar esto, es necesario incluir filtros en serie y/o paralelo con el inversor, estos pueden ser pasivos, compuestos por resistencias, capacitores o inductores, así como activos, basados en dispositivos electrónicos como transistores, amplificadores operacionales, entre otros.

El filtro pasa bajas es un tipo de filtro de segundo orden diseñado para permitir el paso de señales de baja frecuencia mientras que atenúa o bloquea señales de frecuencias más altas, es decir, con este filtro se logra la eliminación de las componentes no deseadas y obtener una alta calidad en las formas de onda de salida. Sólo el valor de la componente fundamental será igual al voltaje de salida del inversor $V_0 = V_{0_1}$, proceso el cual se puede apreciar en la **Figura 39**.

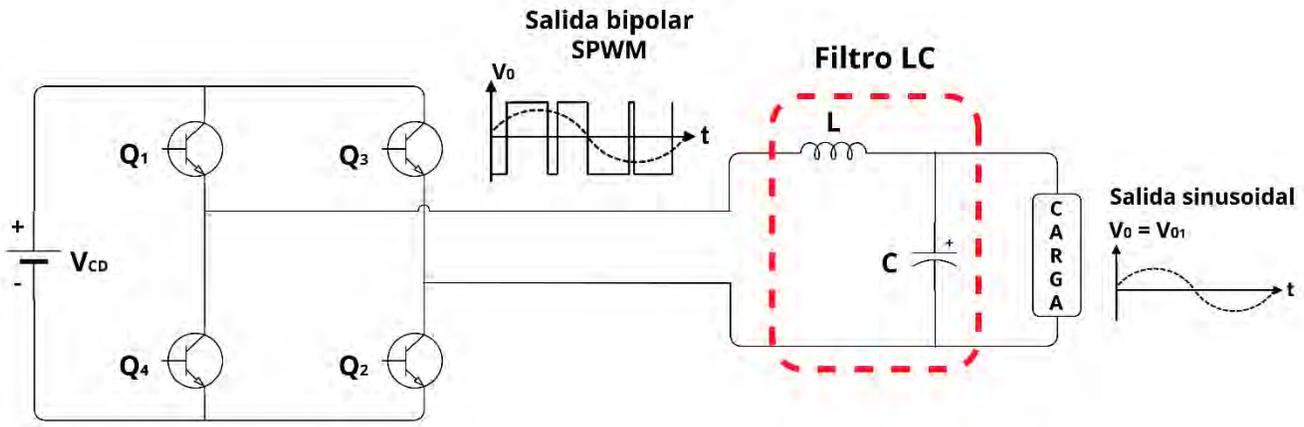


Figura 39. Inversor de puente completo con filtro LC.

El diseño del filtro se concebirá a partir de determinado valor de capacitancia C , inductancia L y frecuencia de corte f_c . Primeramente, se define la frecuencia de corte, valor fijado por el diseñador, y después se selecciona un capacitor. A partir de estos valores se determina el inductor, mediante el despeje de L en la siguiente ecuación: [68]

$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (3.41)$$

I. Niveles de armónicos permitidos por las normas

Para garantizar la integridad del sistema de potencia a nivel global, es fundamental establecer límites sobre los niveles de distorsión aceptables que afecten tanto a los usuarios como a los proveedores de energía. La relación entre el usuario y la compañía suministradora es especialmente crucial, dado que la compañía tiene el derecho de solicitar al usuario que limite la contaminación al sistema de transmisión y distribución. Simultáneamente, el usuario tiene el derecho de solicitar el suministro de energía con la menor contaminación posible.

En México existe la especificación CFE L0000-45 denominada “Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica” concerniente a la distorsión armónica permisible.

En los Estados Unidos de América la norma IEEE 519-2022 “IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems” define entre sus puntos los valores máximos de distorsión permisible.

Ambas normativas están diseñadas para limitar las corrientes armónicas de cada usuario individualmente, asegurando que los niveles de armónicos en el voltaje en todo el sistema de potencia sean aceptables. Cumplir con estas normativas es una responsabilidad compartida entre el proveedor de energía eléctrica y los usuarios.

II. Límites de distorsión en voltaje

El suministrador es responsable de mantener la calidad del voltaje en el sistema, especificándose los límites para diferentes niveles de tensión:

- Según la norma IEEE 519-2022 [69].

Tabla 8. Límites de distorsión de voltaje.

Voltaje de bus V en el punto de acoplamiento común (PCC)	Armónico individual (%) $h \leq 50$	Distorsión armónica total THD (%)
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5

3.4 Dispositivos semiconductores de potencia

La electrónica de potencia se fundamenta principalmente en la conmutación de dispositivos semiconductores de potencia. Gracias al desarrollo continuo de la tecnología de semiconductores de potencia, las capacidades de manejo de potencia y la velocidad de conmutación de estos dispositivos han mejorado significativamente.

En los circuitos electrónicos de potencia, se emplean diversos dispositivos de conmutación. La acción de conmutación en un convertidor puede ser llevada a cabo por más de un tipo de dispositivo. La elección específica de un dispositivo depende de los requisitos particulares de voltaje, corriente y velocidad del convertidor.

Los primeros dispositivos se fabricaban con silicio y los nuevos se fabrican con carburo de silicio. A medida que la tecnología avanza y la electrónica de potencia encuentra más aplicaciones, el desarrollo de nuevos dispositivos de potencia con capacidades de más alta temperatura y bajas pérdidas sigue su avance. Estos dispositivos se pueden dividir en general como se muestra en la **Figura A.1** del [Anexo A \[64\]](#).

3.4.1 Transistores de potencia

Los transistores de potencia han controlado las características de encendido y apagado. Los transistores, que se utilizan como elementos de conmutación, funcionan en la región de saturación, lo que provoca una baja caída de voltaje en estado de conducción encendido. La velocidad de conmutación de los transistores modernos es mucho mayor que la de los tiristores y tienen un amplio uso en convertidores de CD-CD y de CD-CA. Sin embargo, sus capacidades de voltaje y corriente son menores que las de los tiristores y los transistores y por lo común se usan en aplicaciones de baja a mediana potencia. Con el avance en la tecnología de semiconductores de potencia, las capacidades de los transistores de potencia se mejoran de forma continua, como sucede con los IGBTs que se utilizan cada vez más en aplicaciones de alta potencia. Los transistores de potencia se pueden clasificar en cinco categorías: [\[64\]](#)

1. Transistores de efecto de campo metal-óxido-semiconductores (MOSFETs)
2. COOLMOS
3. Transistores de Unión Bipolar (BJTs)
4. Transistores Bipolares de Compuerta Aislada (IGBTs)
5. Transistores Estáticos de Inducción (SITs)

La selección de un dispositivo de potencia para una determinada aplicación no sólo depende de los niveles de corriente y tensión requeridos, sino también de sus características de conmutación.

En la **Tabla A.1** del [Anexo A](#) se muestra una comparación de los dispositivos de potencia anteriormente mencionados, donde se muestran sus ventajas, desventajas, las capacidades de voltaje y corriente que pueden soportar, así como la velocidad de conmutación a la que pueden trabajar. Por otra parte, en la **Tabla A.2** se presentan las opciones de dispositivos para diferentes niveles de potencia, siendo los dispositivos electrónicos de potencia más comunes para aplicaciones de baja y mediana potencia los MOSFETs y los IGBTs; los tiristores se usan para un rango de potencia muy alto.

CAPÍTULO 4. CASO DE ESTUDIO

4.1 Sitio de estudio

Las condiciones oceanográficas de México presentan regiones con condiciones favorables para la presencia de corrientes marinas intensas y una variación significativa de rangos de marea factibles de ser aprovechados como una fuente alterna de energías renovables.

El CEMIE-Océano (Centro Mexicano de Innovación en Energía – Océano) ha identificado el Golfo de California y el Mar Caribe como dos sitios clave en México para el desarrollo de investigación y aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de las corrientes marinas como fuentes de energía, como se muestra en la siguiente figura [70].



Figura 40. Zonas potenciales con corrientes marinas en México [70].

La corriente de Yucatán, frente a la costa de Quintana Roo, es una corriente que corre de sur a norte, de flujo significativo y altas velocidades. Por su orografía, Cozumel se comporta como un embudo que favorece el aumento de la velocidad de las corrientes, conformando el canal de Cozumel.

4.1.1 Canal de Cozumel

Situado en el Caribe mexicano, el Canal de Cozumel está delimitado por el lado oriental de la Península de Yucatán y la Isla de Cozumel. Península de Yucatán y la Isla de Cozumel. El Canal de Cozumel tiene unos 50 km de largo y 18 km de ancho, con profundidades de agua que alcanzan los 500 m. Las magnitudes de velocidad aumentan después de cruzar el Canal de Cozumel alcanzando velocidades de hasta 2 – 2.5 m/s cerca del Canal de Yucatán con velocidades medias en superficie de hasta 1.5 m/s. Una velocidad media de 1.1 m/s se registró en el Canal de Cozumel a 30 m de la columna de agua en la sección central del estrecho [71].

En la figura que se presenta a continuación se puede observar el comportamiento de las corrientes marinas en el canal de Cozumel a partir de mediciones profundas efectuadas en el sitio [72]. El rango de magnitud de dichas corrientes coincide con el presentado en la **Figura 40**, siendo de 1 m/s a 1.5 m/s aproximadamente.

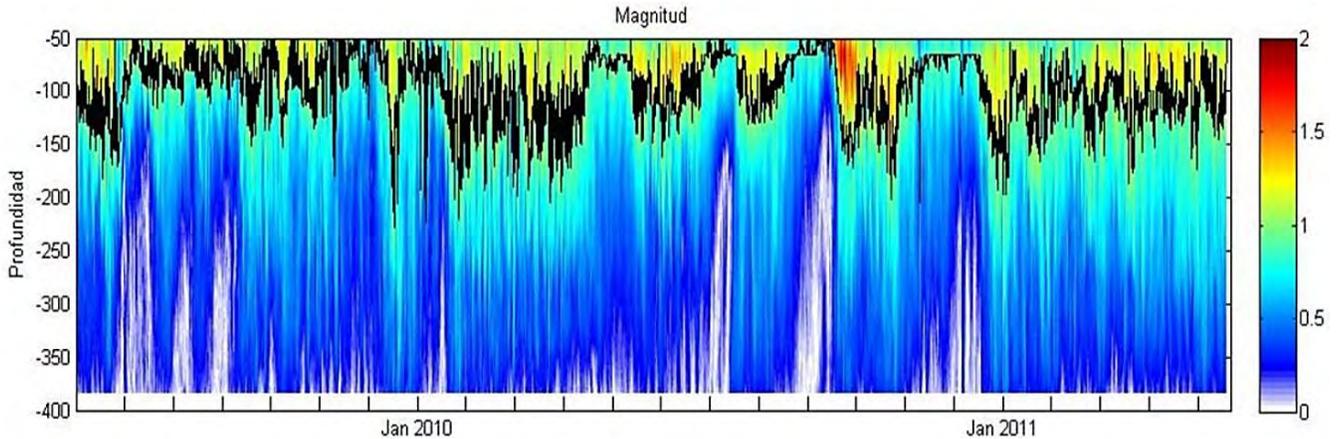


Figura 41. Comportamiento de la corriente de Cozumel en dependencia de la profundidad [72].

La corriente oceánica a lo largo del Canal de Cozumel en el Caribe mexicano fue investigada por diversos autores. Los hallazgos iniciales sugieren que las velocidades de flujo desarrolladas en la sección media del Canal son del orden de 2.0 m/s . No obstante, estos hallazgos no se centran en aguas costeras poco profundas (profundidades $< 50 \text{ m}$), lo que podría reducir los costes excesivos de instalación y mantenimiento asociados con las distancias y la profundidad del agua [71].

4.1.2 Emplazamiento y dimensionamiento de la turbina para corrientes marinas

Para la instalación en el mar de turbinas de marea se deben considerar tres aspectos; características específicas del dispositivo, peculiaridades del emplazamiento y otras consideraciones, como la inversión inicial, el coste del mantenimiento y el retorno de la operación.

Un parámetro importante en la evaluación de un emplazamiento para la conversión de energía de las corrientes marinas es la profundidad del emplazamiento o batimetría, ya que rige el tamaño del dispositivo que se va a desplegar y el número de dispositivos dentro de un conjunto. Pueden obtenerse datos batimétricos aproximados a partir de bases de datos generalizadas que existen para tales parámetros, o un estudio hidrográfico puede proporcionar datos más precisos y de mayor resolución [73].

A partir de un proyecto cartográfico regional auspiciado por la Comisión Oceanográfica Intergubernamental (COI) de la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO), fue creada la cartografía batimétrica para el Mar Caribe, Golfo de México y regiones adyacentes, es decir, la Carta Batimétrica Internacional del Mar Caribe y el Golfo de México (IBCCA, por sus siglas en inglés) [74].

En la **Figura 42** se representa un modelo digital de batimetría del Golfo de México y de una porción del Mar Caribe, efectuado por el Consorcio de Investigación del Golfo de México (CIGoM) a partir de información brindada por las cartas batimétricas. Con este modelo es posible conocer la profundidad del fondo marino, en este caso, centrándonos en la zona del Canal de Cozumel [75].

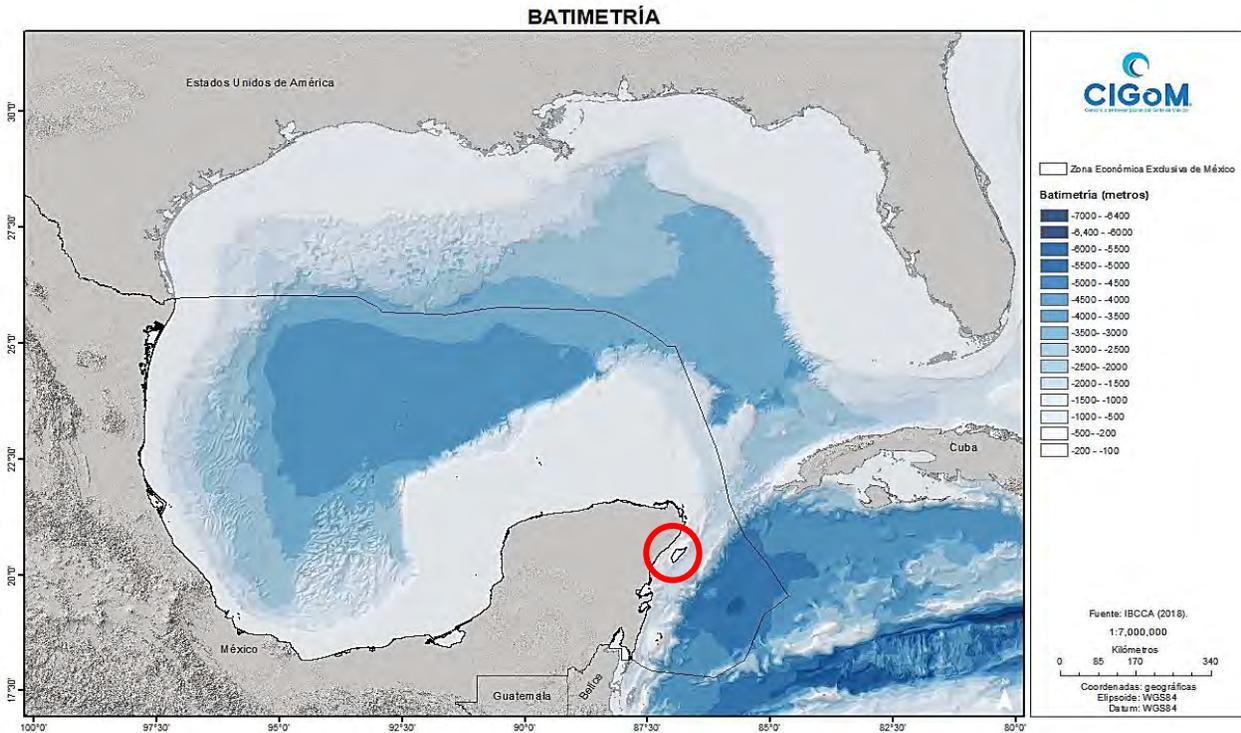


Figura 42. Batimetría del Mar Caribe y el Golfo de México [75].

La profundidad en el área de estudio tomada, según la escala de batimetría representada es de 100 a 200 metros aproximadamente, siendo mucho menor cercana a la costa. Esta profundidad permite emplazar un dispositivo de corriente marina con un diámetro de sus palas amplio, por lo cual a continuación se verán algunos acotamientos.

De acuerdo a A.S. Iyer [73], “para que un emplazamiento de un dispositivo de corriente marina sea económicamente viable es necesario que la profundidad del agua esté dentro del rango de 25-50 metros, que es el parámetro operativo esperado para estos dispositivos. Con profundidades de agua mínimas de 25-30 metros, el diámetro del rotor del dispositivo de 15 m proporciona un despeje adecuado de la superficie y el lecho marino, evitando conflictos con la navegación de los barcos en la región. En profundidades superiores a 30 m, se especifica un diámetro del dispositivo de 20 m”.

4.1.3 Localidad de Pueblo Nuevo

La localidad de Pueblo Nuevo, mostrado en el [Anexo B](#), pertenece al Municipio de Cozumel (en el Estado de Quintana Roo). La distancia existente desde el pueblo hasta la sección media del canal es de aproximadamente 11 km.

Según datos recopilados por [76] en el año 2020 habían 6 viviendas particulares habitadas, donde el 50 % de estas viviendas tenían electricidad; por lo que puede ser beneficioso la instalación de una turbina para corrientes marinas en el canal de Cozumel que permita generar energía eléctrica para satisfacer la demanda de electricidad del pueblo.



CAPÍTULO 5. DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA POR CORRIENTES MARINAS

El sistema por corrientes marinas abordado en este trabajo se compone de diferentes etapas (turbina, generador, convertidor CA-CD, convertidor CD-CD y convertidor CD-CA). Para cada una de dichas etapas se estableció un modelo que fue simulado mediante el programa de simulación Simulink del MATLAB, quedando sujeta dicha simulación tanto a las limitantes de los modelos como a las prestaciones ofrecidas por el simulador empleado.

5.1 Turbina para corrientes marinas

Los hallazgos según estudios realizados indican que las velocidades promedio de flujo desarrolladas en el Canal de Cozumel oscilan entre 1.1 m/s y 1.5 m/s [70-72], valores de profundidad en la costa de entre 100 m y 200 m [75]. Se establece un emplazamiento del dispositivo a 75 m de profundidad y un diámetro de barrido de las palas de la turbina de 9 m con el objeto de lograr un coeficiente de potencia de la turbina de entre 0.40 y 0.48 , tal como es sugerido en [50] y visualizado en la **Figura 13**, así mismo y una velocidad de corriente marina máxima de 1.5 m/s con el fin de diseñar el sistema y garantizar que el mismo pueda manejar el valor máximo de flujo a su entrada sin experimentar fallas ni sobrecargas.

La simulación de la turbina se lleva a cabo con una velocidad de la corriente marina v_{cm} , un ángulo de inclinación de las palas β (en este caso 0°) y una velocidad angular ω_r .

Tabla 9. Parámetros del modelo de la turbina para corrientes marinas.

PARÁMETROS	
Densidad del agua de mar	$1\ 027 \text{ kg/m}^3$
Diámetro de las palas	9 m
Coefficientes numéricos $c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6$	$0.5176, 116, 0.4, 5, 21, 0.0068$
Velocidad máxima	1.5 m/s
Velocidad angular ω_{r_1}	3.55 rad/s
Velocidad angular ω_{r_2}	0.39 rad/s

Los valores de las velocidades angulares se establecen a partir de los parámetros nominales del modelo del generador de imanes permanentes (las revoluciones por minuto); para el caso del modelo del generador seleccionado la velocidad de rotación del eje es 3000 rpm o su equivalente 314.15 rad/s .

La turbina tiene mayor fuerza de rotación (par mecánico), pero menor revoluciones por minuto; lo que se contrapone a las características del generador, ya que este presenta mayor rpm, pero menor par mecánico. Para compensar este inconveniente mecánico se utiliza una caja de engranajes, que no es más que un mecanismo con la capacidad de cambiar la velocidad y el par de fuerza entre un dispositivo conductor y uno conducido, en este caso, entre la turbina y el generador. La caja de engranajes en el modelo de la turbina se simula a través de ganancias que se colocan en la entrada y en la salida, como se muestra en la **Figura 43**.

Con los datos anteriormente presentados se determinan los valores necesarios para simular el modelo de la turbina mediante las siguientes ecuaciones:

$$R = \frac{D}{2} = \frac{9}{2} = 4.5 \text{ m}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

$$\lambda = \frac{\omega_{r1} R}{v_{cm}} = \frac{3.55 * 4.5}{1.5} = 10.65$$

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{\left(-\frac{c_5}{\lambda_i} \right)} + c_6 \lambda$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \left(\frac{116}{16.98} - 0.4 * 0 - 5 \right) e^{\left(-\frac{21}{16.98} \right)} + 0.0068 * 10.65 \quad \lambda_i = 16.98$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.35$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{10.65 + 0.08 * 0} - \frac{0.035}{0^3 + 1}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = 0.05889$$

A partir del coeficiente de rendimiento $C_p(\lambda, \beta)$ y de la densidad del agua de mar ρ , se determina la potencia de la corriente marina, la potencia mecánica que puede extraer la turbina y el par mecánico producido por el eje del rotor.

- La potencia obtenida a partir de la velocidad de corriente marina 1.5 m/s es:

$$P_{cm} = \frac{1}{2} \rho_{aguam} \pi R^2 v_{cm}^3$$

$$P_{cm} = \frac{1}{2} * 1027 * \pi * 4.5^2 * 1.5^3$$

$$P_{cm} = 110252.67 \text{ W} = 110.25 \text{ kW}$$

- De esta potencia la turbina transforma en potencia mecánica:

$$P_m = C_p P_{cm}$$

$$P_m = 0.35 * 110252.67$$

$$P_m = 38588.43 \text{ W} = 38.58 \text{ kW}$$

- El par mecánico producido por el eje del rotor es:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_{r2}} = \frac{38.58}{0.39} = 98.92 \text{ Nm}$$

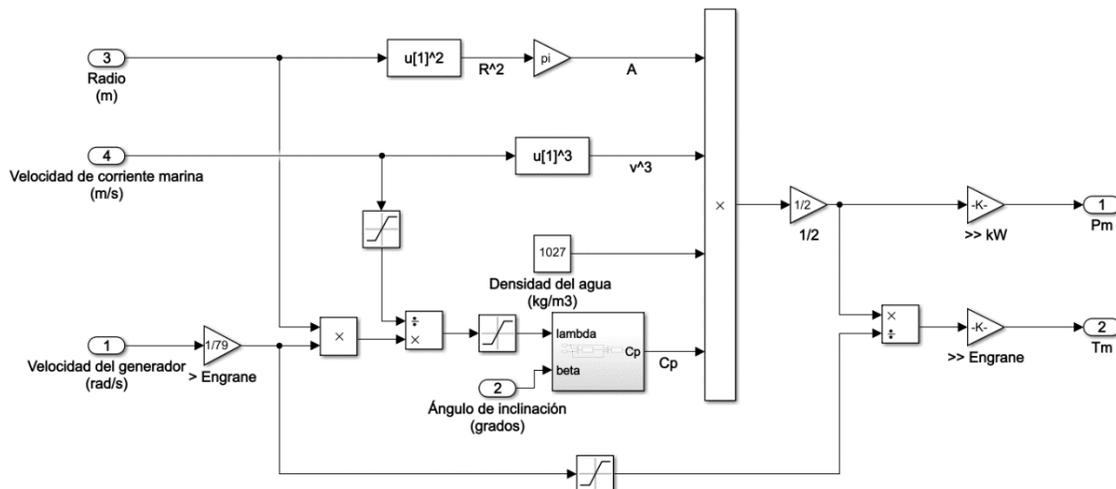


Figura 43. Modelo de la turbina para corrientes marinas.

Los cálculos que se presentaron anteriormente coinciden con los valores que se muestran en la siguiente figura, avalando el modelo de la turbina, **Figura 43**, que se conformó en el Simulink de MATLAB.

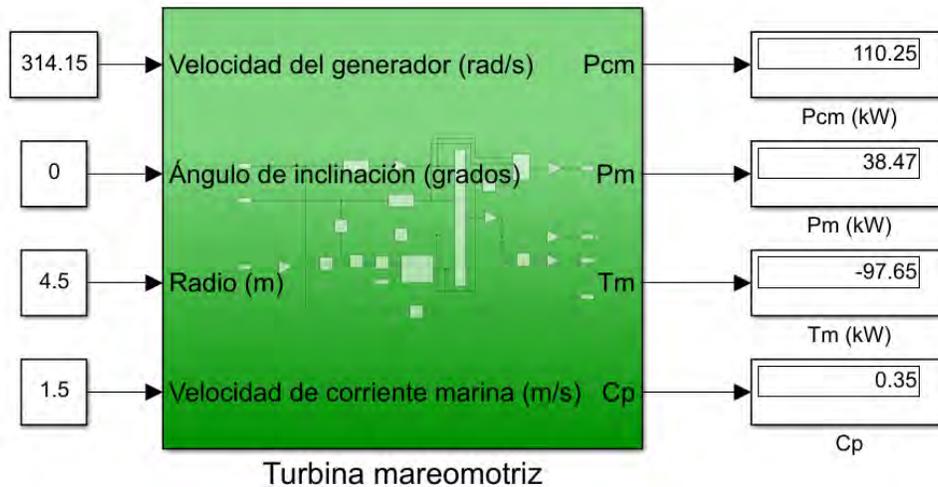


Figura 44. Bloque de la turbina para corrientes marinas.

5.2 Conjunto Turbina-Generador

Para el esquema de simulación que se presenta en la **Figura 45** se conecta al rotor de la turbina un generador eléctrico, permitiendo que la potencia mecánica transmitida por el eje de la turbina sea convertida en potencia eléctrica.

El bloque de la máquina síncrona de imanes permanentes de [77] ofrece varios modelos y a continuación se presentan los parámetros del modelo que se utilizó. Este modelo se seleccionó debido a que su potencia mecánica nominal es cercana a la potencia que entrega la turbina.

Tabla 10. Parámetros del modelo del generador.

PARÁMETROS	
Resistencia de fase del estator (R_s)	0.05 Ω
Inductancias de la armadura [L_d (H) L_q (H)]	[0.0007552 0.0008348]
Enlace de flujo (λ)	0.192
Pares de polos (p)	4
n_m	3000 rpm
Par mecánico (τ)	-97.96 Nm

A partir de estos datos se determina la velocidad de la máquina y su potencia mecánica nominal.

Velocidad de la máquina en rad/s:

$$\omega_m = 3000 \text{ rpm} \frac{2\pi}{60} = 314.15 \text{ rad/s}$$

Potencia mecánica nominal de la máquina:

$$P_m = \tau_m \omega_m$$

$$P_m = 97.96 * 314.15 = 30\,774.13 \text{ W}$$

$$P_m = 30.77 \text{ kW}$$

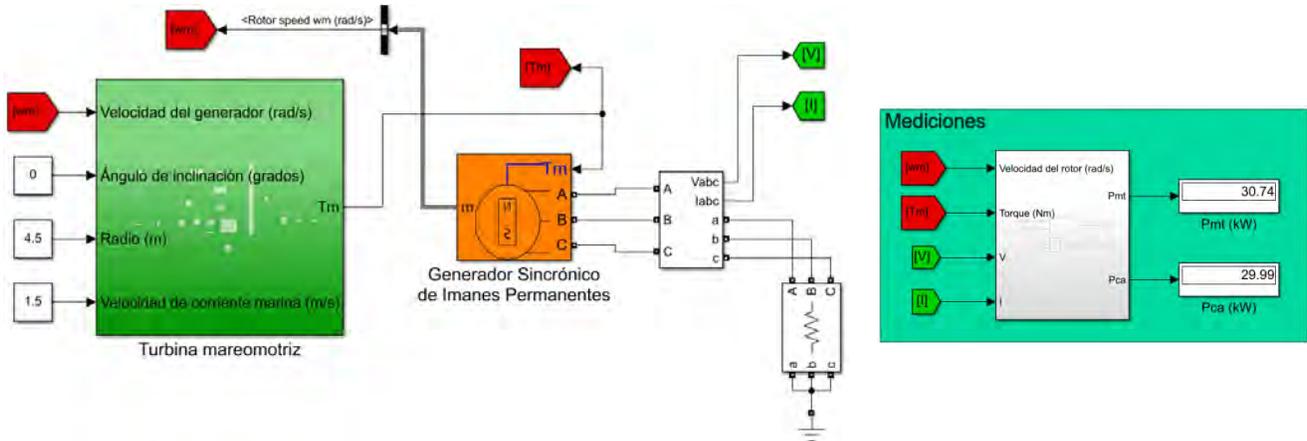


Figura 45. Esquema de simulación Turbina-Generador en Simulink de MATLAB.

En las mediciones de la simulación se observa la potencia mecánica que entrega la turbina P_{mt} , 30.74 kW , coincidiendo con el valor de la potencia mecánica nominal del generador; y como a partir de la misma se generan 29.99 kW de potencia eléctrica, demostrando que no toda la potencia mecánica que entra al generador síncrono se convierte en potencia eléctrica que sale de la máquina. Esta diferencia representa las pérdidas mecánicas, del núcleo y misceláneas de la máquina.

A continuación, se muestra el voltaje trifásico a la salida del generador el cual dependerá de la potencia mecánica que se le esté entregando. Observando la **Figura 47**, el voltaje presenta una alta distorsión armónica y su frecuencia es dependiente de la potencia mecánica de entrada, por lo que presentará variaciones.

Por estas razones la potencia activa a la salida del generador síncrono, no se podrá aprovechar en este punto, aunque esta sea una potencia útil; haciéndose necesario la utilización de los convertidores de electrónica de potencia para efectuar la conversión de energía eléctrica y poder entregar a la carga una potencia que cumpla con determinados requerimientos.

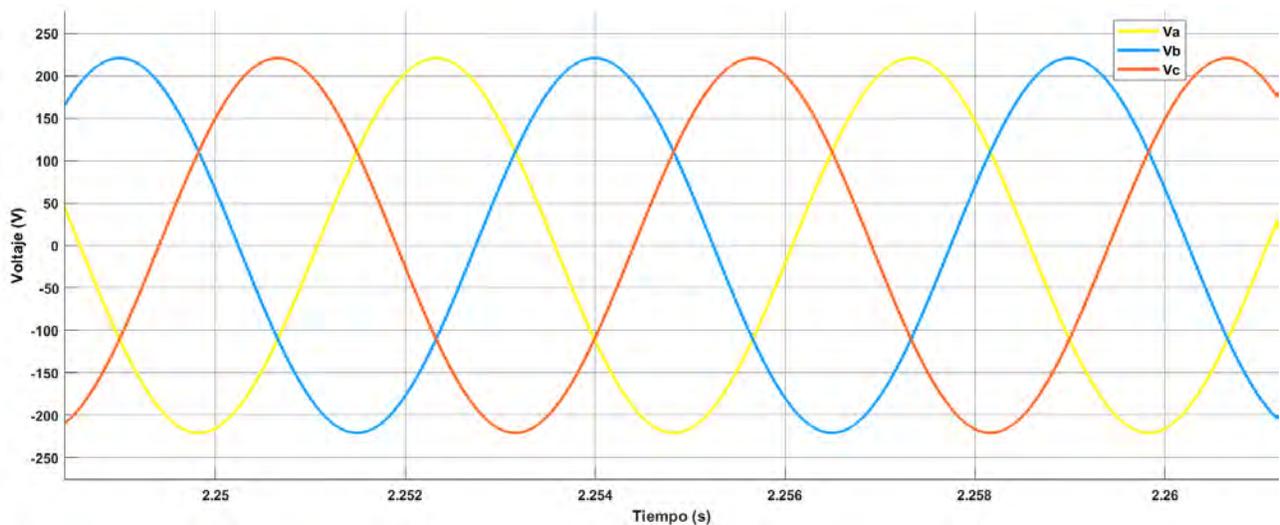


Figura 46. Formas de onda de los voltajes a la salida del generador síncrono.

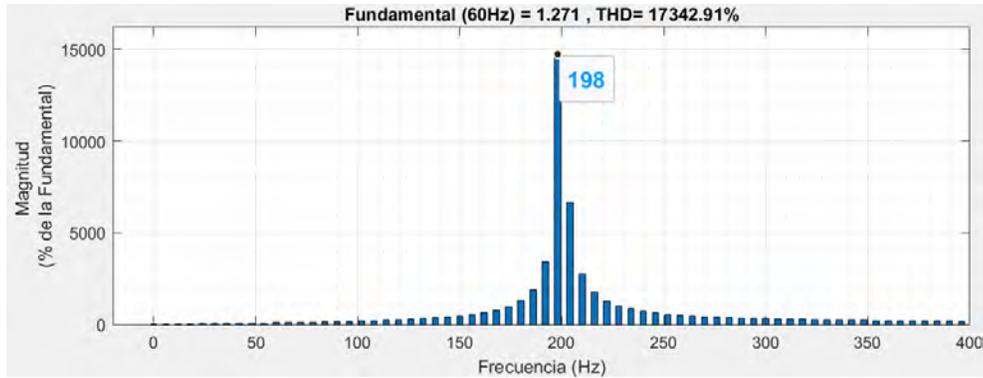


Figura 47. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del generador sincrónico.

5.3 Conjunto Turbina-Generador-Rectificador

En la Figura 48 se muestra la implementación del rectificador trifásico no controlado de onda completa. Este rectificador está formado exclusivamente por diodos, por lo que no necesita circuitos de mando. Se conecta a la salida del generador, para transformar el voltaje trifásico en un voltaje continuo de salida, como se muestra en la Figura 49.

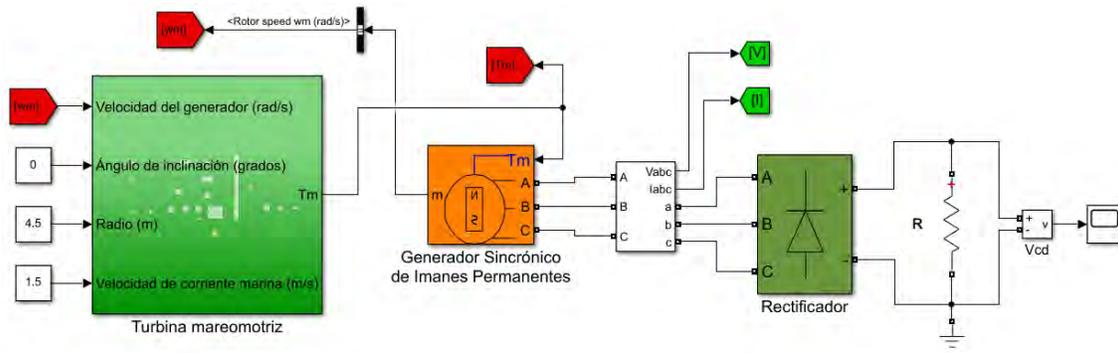


Figura 48. Esquema de simulación turbina-generador-rectificador.

A continuación, se muestra la forma de onda del voltaje a la salida del rectificador, observándose los rizados de pulsos presentes en dicho voltaje como resultado de las secuencias de conducción de los diodos.

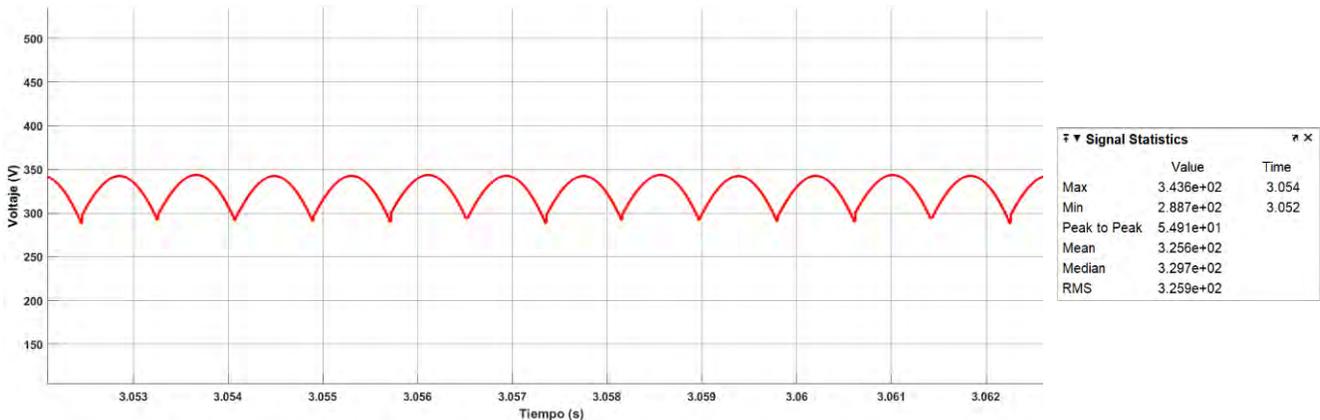


Figura 49. Forma de onda del voltaje a la salida del rectificador.

Se pueden utilizar filtros para suavizar el voltaje de CD de salida del rectificador y éstos se conocen como filtros de CD. Por lo común los filtros son del tipo L, C y LC.

Se conecta un capacitor, como se muestra en la **Figura 50**, de gran valor en paralelo a la carga $1000 \mu F$, $600 V_{CD} \pm 10\%$, $ESR 1 m\Omega$, modelo FFLR6Q0108KJE del fabricante KYOCERA AVX; su hoja de datos se encuentra en [78]. Este capacitor se conecta con el objetivo de atenuar el rizo en el voltaje de salida, es decir, reducir la variación de la tensión de salida, haciéndola más parecida a la corriente continua, como se muestra en la **Figura 51**.

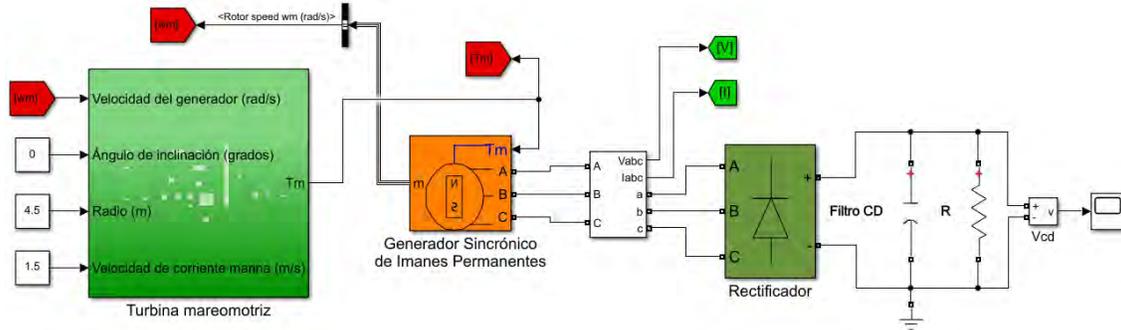


Figura 50. Esquema de simulación turbina-generador-rectificador con filtro a la salida.

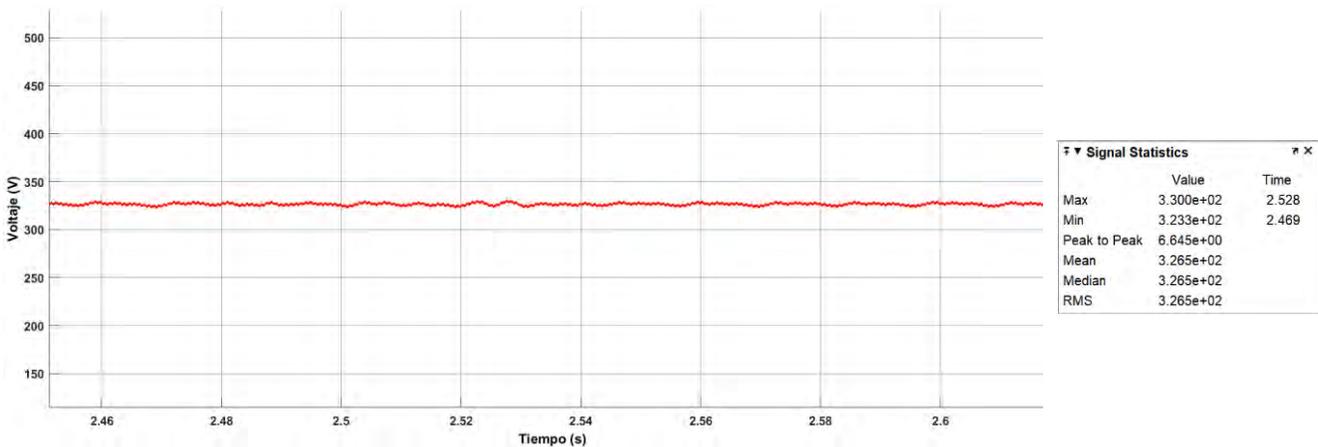


Figura 51. Forma de onda del voltaje a la salida del rectificador con filtro.

El filtro de CD cumple su objetivo de atenuar el rizo, pues reduce el voltaje pico a pico de $54.91 V$ a un valor de $6.64 V$.

5.4 Convertidor CD-CD elevador

Seguido de la etapa de rectificación se emplea un convertidor CD-CD elevador con el objetivo de elevar el nivel de tensión continua que proporciona el rectificador a otro nivel de tensión continua.

5.4.1 Cálculo de los parámetros del convertidor

Para el diseño del convertidor elevador se toman las propiedades del régimen permanente, donde la corriente en la bobina siempre es positiva y se definen las condiciones de operación de dicho convertidor.

Tabla 11. Parámetros del convertidor elevador.

PARÁMETROS		
Voltaje de entrada	V_{in}	325 V
Voltaje de salida	V_0	540 V
Potencia de salida	P_0	26 kW
Rizado de voltaje de salida	ΔV_0	1% de V_0
Frecuencia de conmutación	f_s	20 kHz

Como interruptor fue seleccionado un transistor IGBT debido a que trabaja a medianas potencias y a altas frecuencias de conmutación, siendo en este caso de 20 kHz. Una frecuencia de conmutación alta permite que se reduzca el tamaño de la bobina al mínimo necesario para producir corriente permanente y el tamaño del condensador al mínimo para limitar el rizado de salida.

Cálculo de los componentes del convertidor.

1. En primer lugar, se determina el ciclo de trabajo del interruptor:

$$D = 1 - \frac{V_{in}}{V_0}$$

$$D = 1 - \frac{325 V}{540 V}$$

$$D = 0.3981$$

2. A partir de la frecuencia de conmutación seleccionada se obtiene la inductancia mínima para corriente permanente:

$$L_{mín} = \frac{V_{in} * D}{\Delta i_L * f_s}$$

$$L_{mín} = \frac{325 * 0.3981}{32 * 20000} = 202.18 \mu H$$

- Un inductor real tiene un modelo con una resistencia de devanado en serie debida al material conductor, en este caso se toma de valor igual a 0.1 Ω.
- La corriente media en la bobina se calculará teniendo en cuenta que la potencia entregada por la fuente debe ser igual a la potencia absorbida por la resistencia de carga.
- La potencia de salida es $P_0 = \frac{V_0^2}{R_0}$ y la potencia de entrada $V_{in}I_{in} = V_{in}I_L$. Igualando la potencia de entrada y la potencia de salida se obtiene:

$$V_{in} * I_L = P_0$$

$$I_L = \frac{P_0}{V_{in}} = \frac{26000}{325} = 80 A$$

- El rizado de la corriente de la bobina se toma entre un 20 – 40 % de I_L .

$$\Delta i_L = 40\% \text{ de } I_L$$

$$\Delta i_L = 0.4 * I_L$$

$$\Delta i_L = 0.4 * 80 = 32 A$$

• **Corrientes máxima y mínima en la bobina**

$$I_{L_{m\acute{a}x}} = I_L + \frac{\Delta i_L}{2}$$

$$I_{L_{m\acute{a}x}} = 80 + \frac{32}{2}$$

$$I_{L_{m\acute{a}x}} = 96 \text{ A}$$

$$I_{L_{m\acute{i}n}} = I_L - \frac{\Delta i_L}{2}$$

$$I_{L_{m\acute{i}n}} = 80 - \frac{32}{2}$$

$$I_{L_{m\acute{i}n}} = 64 \text{ A}$$

3. El capacitor se calcula suponiendo que los factores de rizado son lo suficientemente pequeños para permitir una operación correcta, se propone que sea menor al 1% de $\frac{\Delta V_0}{V_0}$.

$$C = \frac{D}{R_0 f_S \left(\frac{\Delta V_0}{V_0}\right)}$$

$$C = \frac{0.3981}{11.21 * 20000 * 0.01} = 177.50 \mu F$$

- Se selecciona un capacitor de valor comercial de 180 μF , 800 $V_{CD} \pm 10\%$, ESR 1.3 $m\Omega$, modelo B25632B0187K800 del fabricante EPCOS - TDK Electronics; su hoja de datos se encuentra en [79].
- El valor de la resistencia R_0 se obtiene a partir del voltaje V_0 y la potencia P_0 a la salida del convertidor. Dicha potencia se establece como un valor cercano a la potencia eléctrica obtenida a la salida del generador sincrónico.

$$P_0 = \frac{V_0^2}{R_0}$$

$$R_0 = \frac{V_0^2}{P_0} = \frac{540^2}{26000} = 11.21 \Omega$$

4. **Parámetros del Interruptor:**

• **Corriente promedio en el interruptor**

$$I_Q = \frac{P_0 * D}{V_0 * (1 - D)}$$

$$I_Q = \frac{26000 * 0.3981}{540 * (1 - 0.3981)} = 31.85 \text{ A}$$

• **Corriente pico en el interruptor**

$$i_{pkQ} = \frac{P_0}{V_0 * (1 - D)} + \frac{V_{in} * D}{2 * L * f_S}$$

$$i_{pkQ} = \frac{26000}{540 * (1 - 0.3981)} + \frac{325 * 0.3981}{2 * 202.18 * 10^{-6} * 20000}$$

$$i_{pkQ} = 79.99 + 15.99 = 96 \text{ A}$$

• **Voltaje máximo en el interruptor**

$$V_{DSOFF} = V_0 = 540 \text{ V}$$

- Se selecciona, a partir de estos parámetros, un IGBT con las siguientes características: f_c (10 kHz – 50 kHz), V_{CE} 1200 V, I_C 150 A, R_{on} 0.019 Ω , modelo IKQ75N120CS6 del fabricante Infineon; su hoja de datos se encuentra en [80].

5. Parámetros del diodo:

- **Corriente promedio en el diodo**

$$I_D = \frac{P_0}{V_0} = \frac{26000}{540} = 48.14 \text{ A}$$

- **Corriente pico en el diodo**

$$i_{pkD} = \frac{P_0}{V_0 * (1 - D)} + \frac{V_{in} * D}{2 * L * f_s}$$

$$i_{pkD} = 96 \text{ A}$$

- **Voltaje máximo en el diodo**

$$V_{AKOFF} = V_0 = 540 \text{ V}$$

5.4.2 Conjunto Turbina-Generador-Rectificador-Convertidor CD-CD

En la **Figura 52** se muestra el esquema de simulación implementando el convertidor CD-CD elevador. A partir de los parámetros calculados anteriormente se diseña el convertidor y se simula. El bloque *Generador PWM (CD-CD)*, emitirá un pulso para el interruptor IGBT, **Figura 53**, teniendo como entrada al ciclo de servicio D y donde P emitirá el pulso, en este caso el *PWM* tendrá una frecuencia de conmutación de $f_s = 20 \text{ kHz}$, la cual es una señal utilizada para generar el pulso.

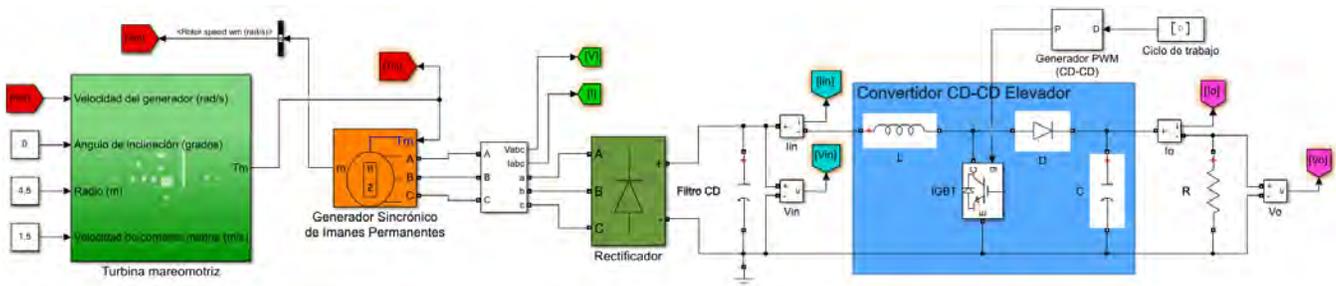


Figura 52. Esquema de simulación turbina-generador-rectificador-convertidor CD-CD.

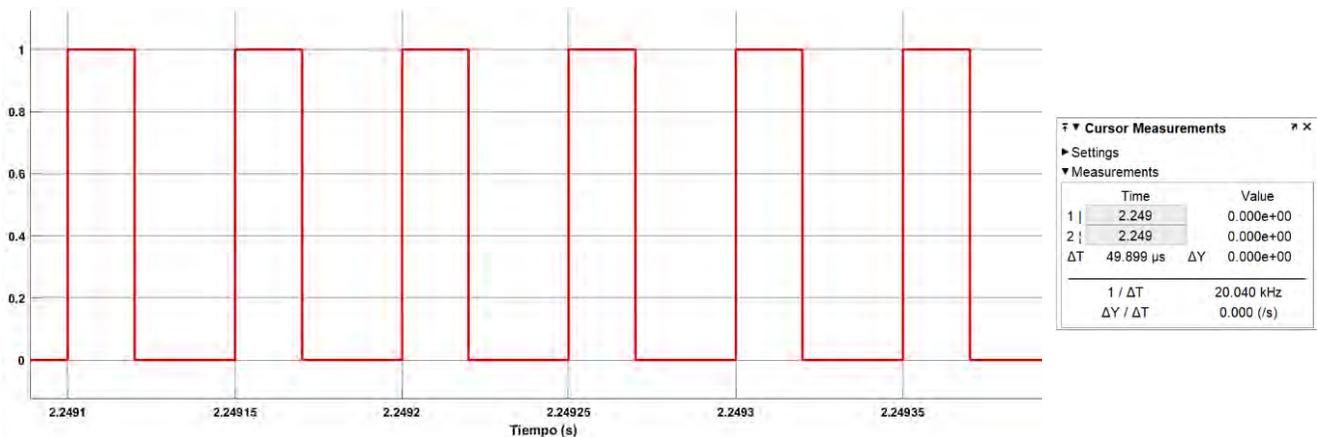


Figura 53. Pulso generado a la frecuencia de 20 kHz.

En la **Figura 54** se muestra la tensión V_{in} a la entrada del convertidor, que corresponde al voltaje a la salida del rectificador, se aprecia que se mantiene prácticamente constante en un valor de 325.6 V junto con la tensión V_o a la salida del convertidor elevador en 540.5 V ; siendo estas las tensiones definidas en los parámetros para el diseño del convertidor.

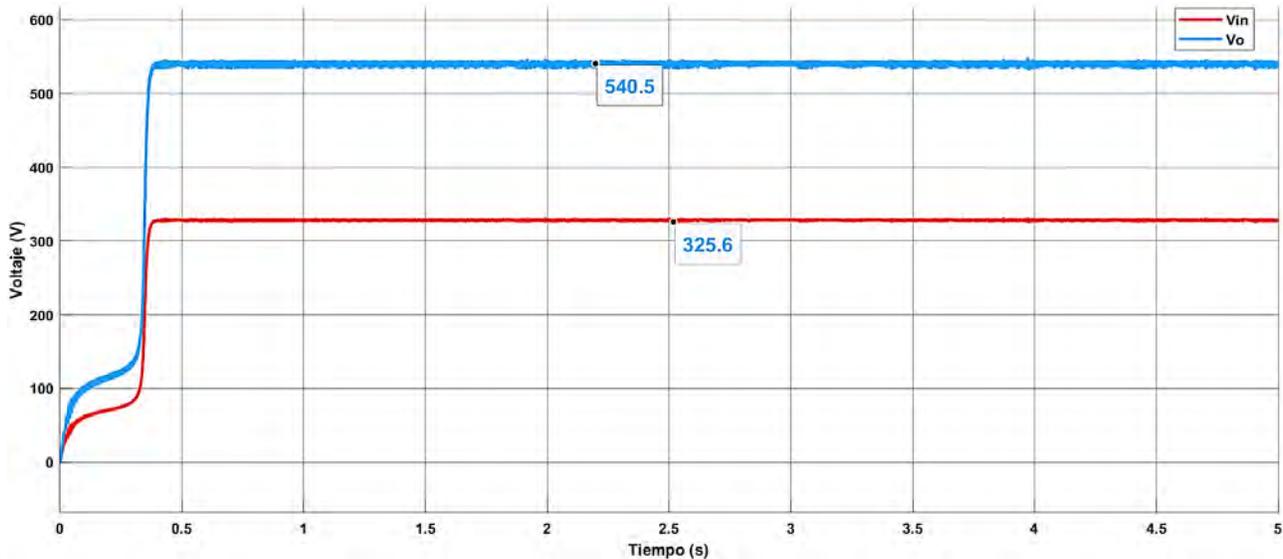


Figura 54. Voltaje de entrada y de salida del convertidor elevador.

En la **Figura 55** se compara la potencia mecánica que entrega la turbina, la potencia activa eléctrica a la salida del generador y la potencia activa entregada por el convertidor elevador. Los resultados indican que el generador está trabajando cerca de su capacidad nominal y que a la salida del convertidor se están generando aproximadamente 26 kW , demostrando que la mayoría de la potencia mecánica se transfiere a potencia CD. Es necesario destacar que los valores simulados resultan muy cercanos a los calculados, debido a que el circuito se está simulando con componentes ideales, por lo que no se están teniendo en cuenta las pérdidas en cada uno de los dispositivos que componen los convertidores.

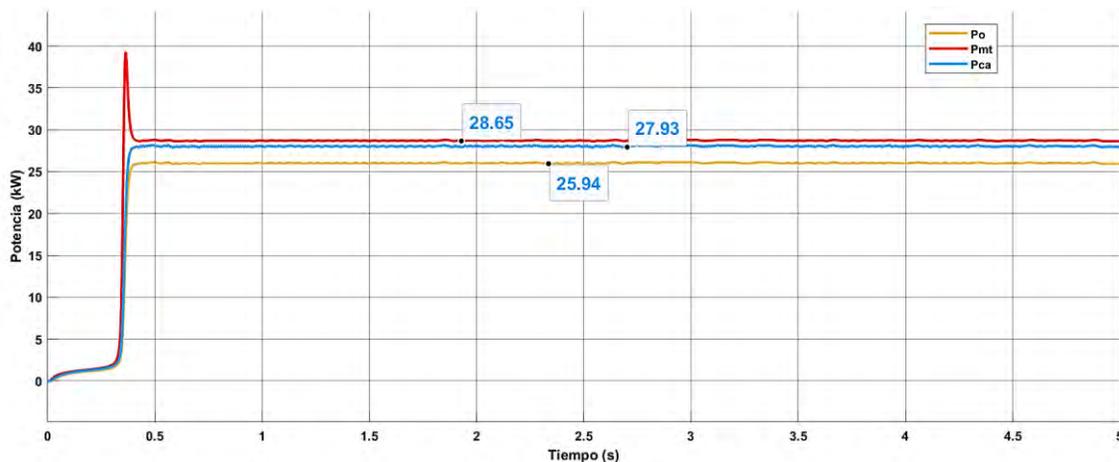


Figura 55. Potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} , potencia a la salida del generador P_{ca} y potencia a la salida del convertidor elevador P_o .

5.5 Convertidor CD-CA

En la **Figura 56** se presenta el inversor monofásico puente completo implementado con técnica de disparos SPWM y esquema de conmutación bipolar para convertir la corriente directa proveniente del Convertidor Elevador CD-CD a corriente alterna, con bajo contenido de armónicos y alta calidad en su forma de onda de salida, para suministrar energía eléctrica a zona residencial rural.

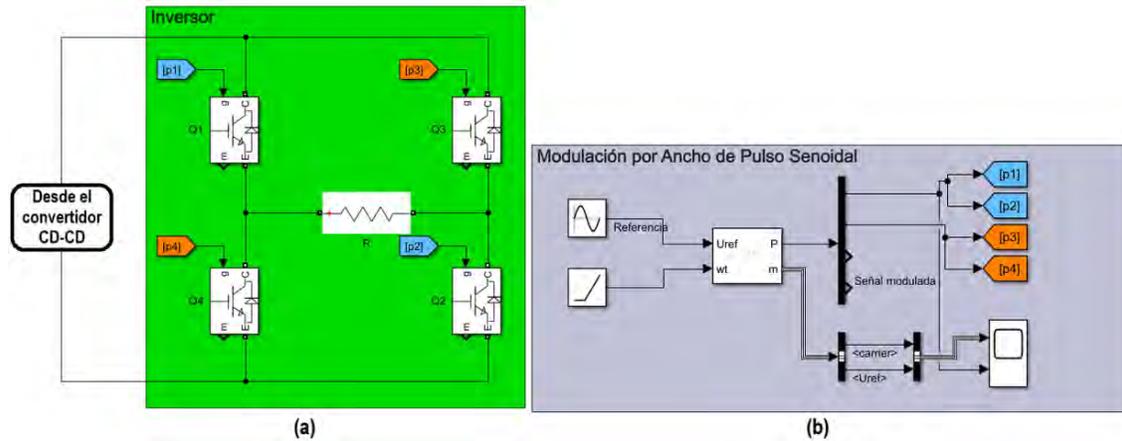


Figura 56. (a) Inversor monofásico puente completo, (b) Esquema SPWM.

Para generar las señales de control de compuerta de los interruptores del inversor (en este caso IGBTs) se requirieron dos señales; una señal de referencia, que en este caso es una senoide y una señal portadora, que es una onda triangular que controla la frecuencia de conmutación. La comparación de estas dos señales genera una señal modulada que contiene los pulsos de control de los interruptores, como se muestra en la siguiente figura.

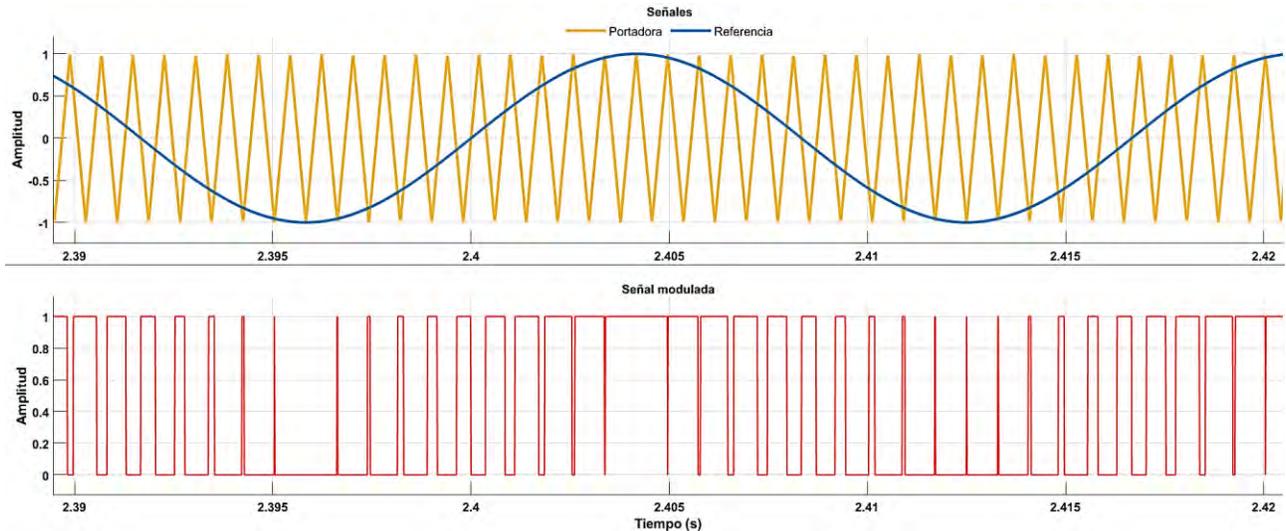


Figura 57. Modulación por ancho de pulso senoidal para un inversor monofásico.

La frecuencia de la señal de referencia es 60 Hz , la cual determina la frecuencia de la señal de salida del inversor, y la frecuencia de la señal portadora se elige en 1260 Hz , siendo esta última la que establece la frecuencia de conmutación de los interruptores. Esta elección se realiza con el objetivo,

primeramente, de obtener un índice de modulación de frecuencia $m_f = 21$ dando lugar a que dichas señales estén sincronizadas y no se generen subarmónicos y, por otra parte para que exista un equilibrio entre la eficiencia y la densidad de potencia, debido a que el incremento de la frecuencia de conmutación permite reducir el tamaño de los elementos del circuito, pero afecta la eficiencia del convertidor al incrementarse las pérdidas por conmutación en los semiconductores de potencia y también aumentan las frecuencias a las que se producen los armónicos.

Los interruptores seleccionados son IGBTs con las siguientes características: f_c (hasta 30 kHz), V_{CE} 600 V, I_C 160 A, R_{on} 0.014 Ω , modelo AIKQ100N60CT del fabricante Infineon; su hoja de datos se encuentra en [81].

La amplitud tanto de la señal senoidal como la triangular se establece en amplitud uno, obteniéndose un índice de modulación de amplitud $m_a = 1$, permitiendo que la amplitud de la frecuencia fundamental de la tensión de salida varíe linealmente con la relación de modulación de amplitud $V_{0_1} = m_a V_{CD}$. Además, se consigue que el PWM empuje los armónicos a un rango de alta frecuencia alrededor de la frecuencia de conmutación y sus múltiplos.

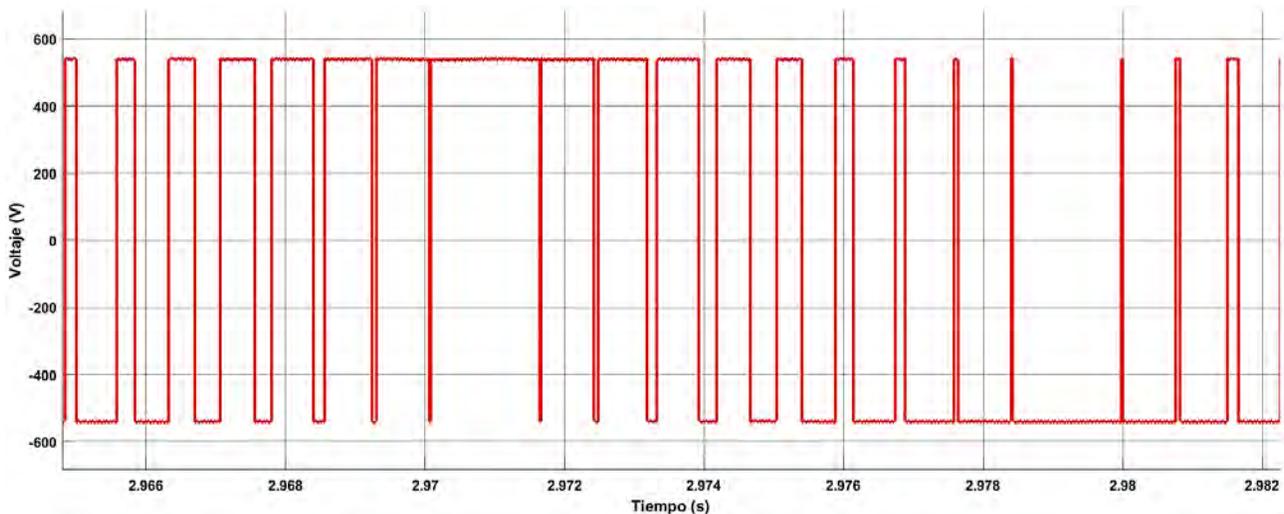


Figura 58. Voltaje a la salida del inversor monofásico con técnica SPWM.

Como se puede observar en la figura anterior el voltaje de salida del inversor no es una onda sinusoidal perfecta, haciendo que no cumpla con las características y requerimientos de la carga. En este caso la carga es de tipo residencial y para alimentar dicha carga se requiere generalmente una forma de onda que sea lo más similar posible a una senoidal; con una frecuencia adecuada, una tensión nominal y baja distorsión armónica total.

5.6 Filtro a la salida del inversor

La salida de tensión y corriente del inversor contendrá una gran cantidad de contenido armónico asociado a la conmutación de los IGBTs, el cual se debe eliminar para garantizar una buena calidad de la energía entregada. Para realizar esto, es necesario incluir filtros en serie y/o paralelo con el inversor, estos pueden ser pasivos, compuestos por resistencias, capacitores o inductores, así como activos, basados en dispositivos electrónicos como transistores, amplificadores operacionales, entre otros.

El filtro pasa bajas es un tipo de filtro de segundo orden diseñado para permitir el paso de señales de baja frecuencia mientras que atenúa o bloquea señales de frecuencias más altas, es decir, con este filtro se logra la eliminación de las componentes no deseadas y obtener una alta calidad en las formas de onda de salida. Sólo el valor de la componente fundamental será igual al voltaje de salida del inversor $V_0 = V_{01}$, proceso el cual se puede apreciar en la siguiente figura.

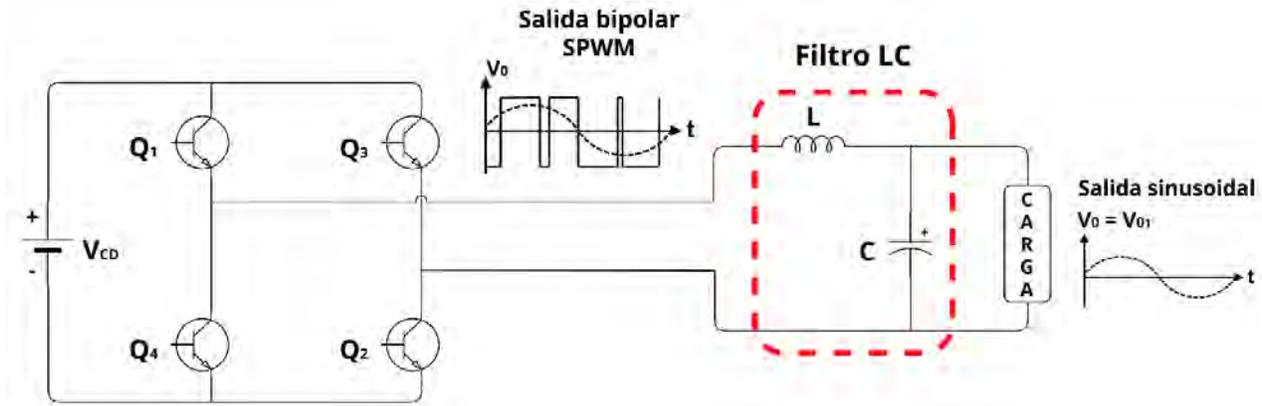


Figura 59. Inversor de puente completo con filtro LC.

5.6.1 Diseño del filtro LC

El diseño del filtro se concebirá a partir de determinado valor de capacitancia, inductancia y frecuencia de corte.

En este caso, se define f_{c2} como la frecuencia más alta y cercana a la frecuencia de conmutación de la onda portadora $f_{c_{tri}}$, esta sería la frecuencia límite para eliminar o mitigar los armónicos correspondientes a la señal triangular.

Por otra parte, se define f_{c1} como el mínimo valor que puede tomar la frecuencia de corte y es un criterio establecido por el diseñador, con el fin de asegurar una salida sinusoidal que cumpla con los parámetros de THD. Este valor se establece en al menos 10 veces menor a la frecuencia de conmutación de la onda portadora. Estos valores se ven reflejados en la Transformada Rápida de Fourier que se le aplica a la señal de voltaje a la salida del inversor.

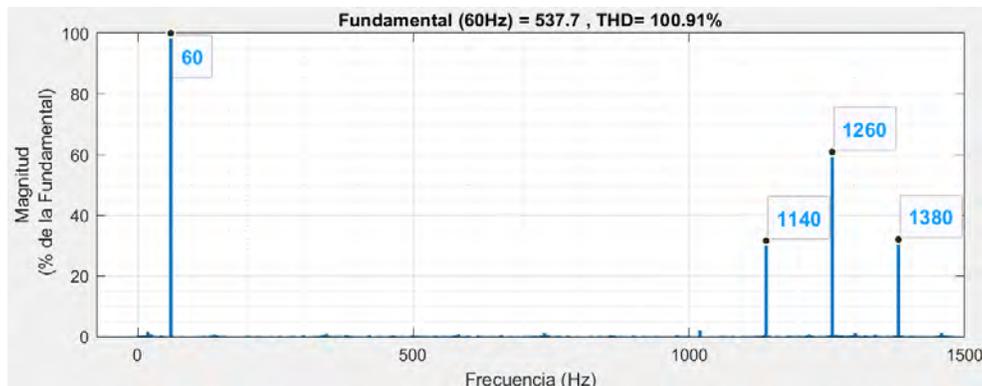


Figura 60. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del inversor sin filtro LC.

$$f_{c1} = \frac{f_{c_{tri}}}{10} = \frac{1260 \text{ Hz}}{10} = \mathbf{126 \text{ Hz}}$$

Teniendo la frecuencia de corte, se selecciona un condensador C_0 de valor comercial de $160 \mu F \pm 10\%$ $230 V_{CA}$ $ESR 0.6 m\Omega$, modelo 944L161K801ABI del fabricante Cornell Dubilier Electronics (CDE); su hoja de datos se encuentra en [82]. A partir del capacitor propuesto y la frecuencia de corte se calcula el valor del inductor L_0 , mediante el despeje de L en la ecuación (3.41):

$$L_0 = \frac{1}{C_0 f_{c1}^2 4\pi^2} = \frac{1}{160 * 10^{-6} * 126^2 * 4\pi^2}$$

$$L_0 = \mathbf{9.97 \text{ mH}}$$

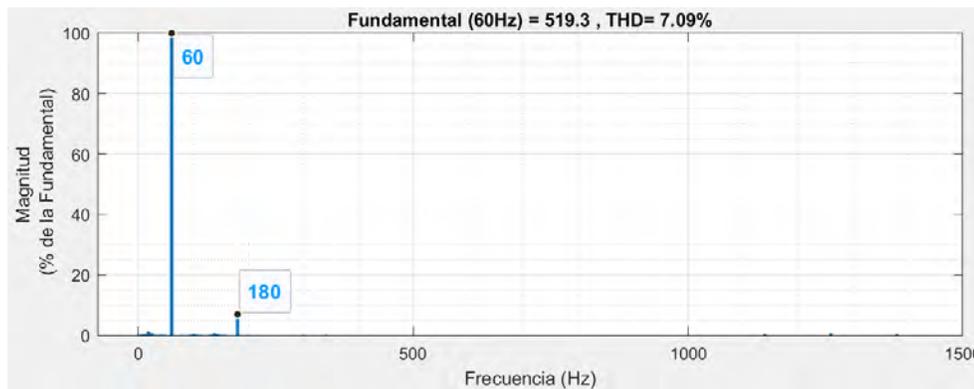


Figura 61. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del inversor con filtro LC.

En la **Figura 60** se puede observar la componente de la frecuencia fundamental 60 Hz y como aparecen los armónicos a partir de la frecuencia de conmutación 1260 Hz (armónico 21) y sus múltiplos 1140 Hz y 1380 Hz (armónico 19 y 23 respectivamente), lo que se debe a la técnica de modulación por ancho de pulso implementada. Luego de diseñar y colocar el filtro pasa bajas estos armónicos desaparecen por completo, permitiendo que la distorsión armónica total presente en la señal de voltaje de salida disminuya considerablemente desde un valor de 100.91% hasta el 7.09% , **Figura 61**, cumpliendo con el límite de distorsión en voltaje definido por la norma IEEE 519-2022, la cual establece que para un voltaje de bus en el punto de acoplamiento común $V \leq 1.0 \text{ kV}$, el $THD = 8 \%$. El efecto del filtro además de verse reflejado en la disminución del THD también mejora a su vez la calidad de esta señal de voltaje, haciendo que pase de una forma de onda cuadrada, **Figura 58**, a una forma de onda senoidal como se puede observar en la **Figura 62**.

Por otra parte, se puede apreciar en la **Figura 61** la aparición del armónico de orden 3 (frecuencia 180 Hz), de muy baja magnitud, lo que puede deberse a que el filtro LC entra en resonancia, es decir, la frecuencia aplicada al filtro se encuentra en una región de resonancia cerca de la frecuencia del armónico, permitiendo que este se amplifique.

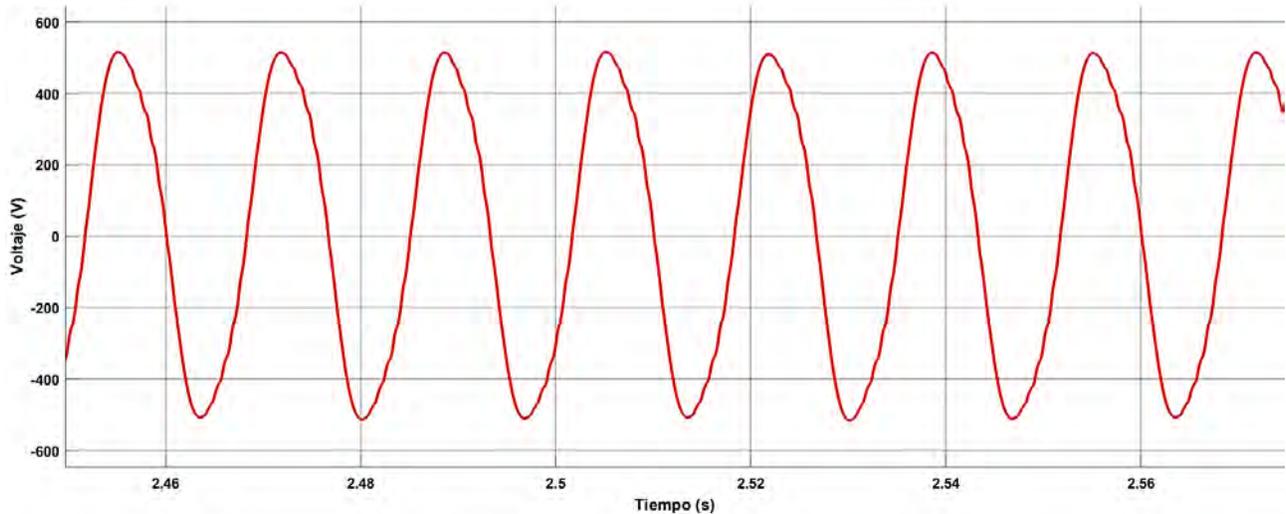


Figura 62. Voltaje a la salida del inversor monofásico con filtro LC.

5.7 Filtro a la salida del convertidor CD-CD

La variación de los pulsos del inversor incide sobre la señal de CD generada por el convertidor elevador, es decir, el inversor provoca un rizado en la señal a la salida del convertidor CD-CD, ya sea en voltaje o en corriente, lo que significa un voltaje o una corriente de salida para el convertidor CD-CD con un valor pico significativamente mayor al valor promedio, como se muestra en la **Figura 63**. Para reducir las consecuencias del efecto de rizado suelen aplicarse filtros capacitivos a la salida del convertidor, sin embargo, si el efecto de rizado es grande dichos filtros se verán igualmente afectados en la reducción de la vida útil del dispositivo.

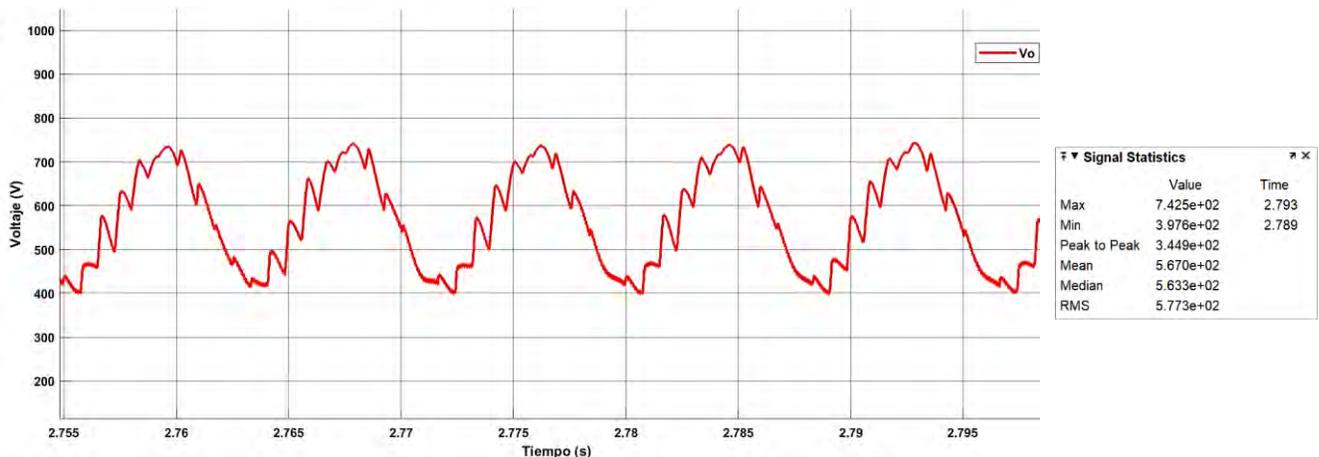


Figura 63. Voltaje a la salida del convertidor CD-CD elevador sin el filtro capacitivo.

Con el fin de reducir el rizado que se presenta en las señales a la salida del convertidor CD-CD elevador se determina el valor de un filtro capacitivo a partir de las impedancias presentes entre la carga y los terminales del convertidor. En la siguiente figura se muestra el circuito equivalente, a partir del cual, y efectuando una serie de arreglos de impedancia serie y paralelo se haya una impedancia equivalente total, y por consiguiente el valor del capacitor a implementar.

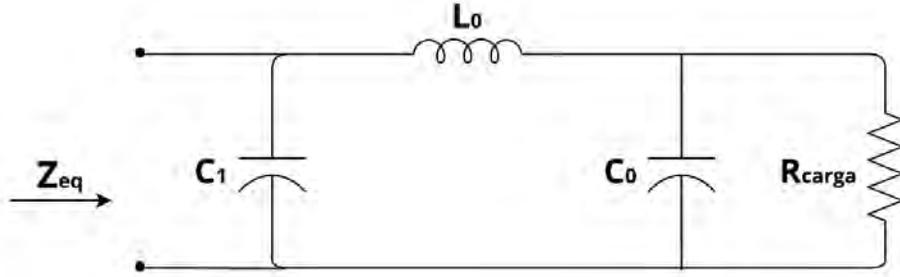


Figura 64. Circuito equivalente entre los terminales a la salida del convertidor CD-CD y la carga.

$$Z_{eq1} = R_{carga} || Z_{C0}$$

$$Z_{eq1} = \frac{R_{carga} * Z_{C0}}{R_{carga} + Z_{C0}}$$

$$Z_{eq2} = Z_{eq1} + Z_{L0}$$

$$Z_{eq2} = \frac{R_{carga} * Z_{C0}}{R_{carga} + Z_{C0}} + Z_{L0}$$

$$Z_{eq2} = \frac{R_{carga} * Z_{C0} + Z_{L0}(R_{carga} + Z_{C0})}{R_{carga} + Z_{C0}}$$

$$Z_{eqT} = Z_{eq2} || Z_{C1}$$

$$Z_{eqT} = \frac{Z_{eq2} * Z_{C1}}{Z_{eq2} + Z_{C1}}$$

$$Z_{eqT} = \frac{\frac{R_{carga} * Z_{C0} + Z_{L0}(R_{carga} + Z_{C0})}{R_{carga} + Z_{C0}} * Z_{C1}}{\frac{R_{carga} * Z_{C0} + Z_{L0}(R_{carga} + Z_{C0})}{R_{carga} + Z_{C0}} + Z_{C1}}$$

Para el cálculo de las impedancias se utilizan las siguientes fórmulas:

$$Z_C = jX_C$$

$$Z_C = \frac{1}{j\omega C} = \frac{1}{j2\pi fC}$$

$$Z_L = jX_L$$

$$Z_L = j\omega L = j2\pi fL$$

Donde:

Z_C y Z_L son las impedancias capacitiva e inductiva respectivamente en ohmios (Ω)

ω es la frecuencia angular en rad/s

f es la frecuencia en hertzios (Hz)

R es la resistencia en ohmios (Ω)

L es la inductancia en henrios (H)

C es la capacitancia en faradios (F)

j es la unidad imaginaria

A partir del valor de la resistencia de carga (R_{carga}), los valores del filtro pasa bajas (C_0 y L_0) y del capacitor del convertidor elevador (C_1) se determina una impedancia equivalente total.

$$Z_{eqT} = \frac{\frac{R_{carga} * Z_{C0} + Z_{L0}(R_{carga} + Z_{C0})}{R_{carga} + Z_{C0}} * Z_{C1}}{\frac{R_{carga} * Z_{C0} + Z_{L0}(R_{carga} + Z_{C0})}{R_{carga} + Z_{C0}} + Z_{C1}}$$

$$Z_{eqT} = \frac{R_{carga} * \frac{1}{j2\pi f C_0} + (j2\pi f L_0)(R_{carga} + \frac{1}{j2\pi f C_0})}{R_{carga} + \frac{1}{j2\pi f C_0}} * \frac{1}{j2\pi f C_1}$$

$$Z_{eqT} = \frac{R_{carga} * \frac{1}{j2\pi f C_0} + (j2\pi f L_0)(R_{carga} + \frac{1}{j2\pi f C_0})}{R_{carga} + \frac{1}{j2\pi f C_0}} + \frac{1}{j2\pi f C_1}$$

$$Z_{eqT} = 5.9544 - j1.2189\Omega$$

Este valor de impedancia representa la suma vectorial de la resistencia (R) y la reactancia (X), siendo esta última la diferencia entre la reactancia inductiva y la reactancia capacitiva, $X = (X_L - X_C)$. Dependiendo del valor de la energía y la reactancia se dice que el circuito presenta:

- Si $X > 0$, reactancia inductiva, ($X_L > X_C$)
- Si $X = 0$, no hay reactancia y la impedancia es puramente resistiva, ($X_L = X_C$)
- Si $X < 0$, reactancia capacitiva, ($X_C > X_L$)

El resultado arroja una reactancia capacitiva $X_C = 1.2189 \Omega$, y por consiguiente un valor de capacitancia de $2200 \mu F$, siendo este el filtro capacitivo conectado entre el convertidor CD-CD y el convertidor CD-CA. Se seleccionan cuatro capacitores de valor comercial de $560 \mu F$, $1.1 kV_{CD} \pm 10\%$, $ESR 1.5 m\Omega$, modelo C44UQGT6560M51K del fabricante KEMET; su hoja de datos se encuentra en [83]. La conexión en paralelo de los cuatro proporcionan una capacitancia de $2240 \mu F$ y una resistencia de serie equivalente de $0.375 m\Omega$.

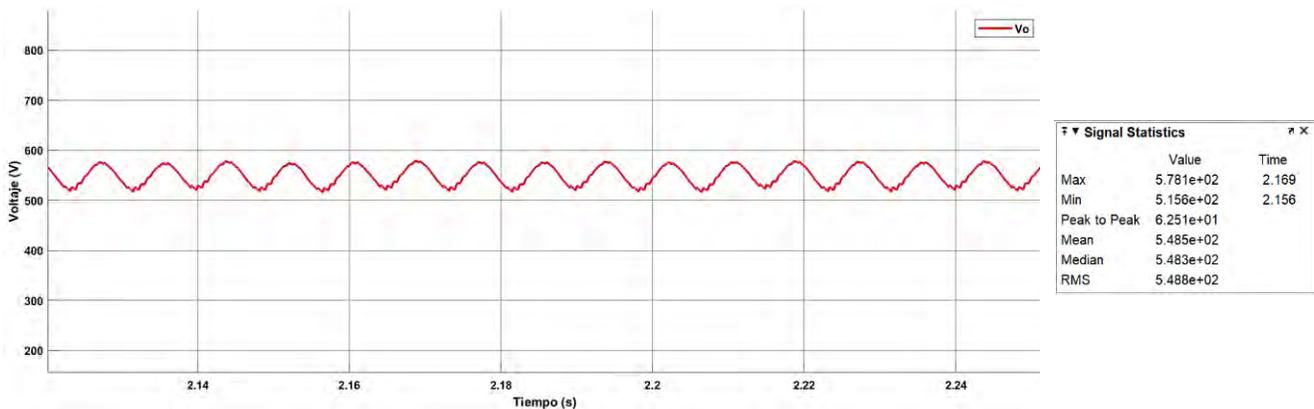


Figura 65. Voltaje a la salida del convertidor CD-CD elevador con el filtro capacitivo.

Al implementar un filtro capacitivo a la salida del convertidor CD-CD se reduce considerablemente el rizo de voltaje, lo que se demuestra a través del valor pico a pico del voltaje, el cual se reduce de $344.9 V$ a $62.52 V$, haciendo que la forma de onda sea lo más pura posible. Este filtro también permite que la distorsión armónica total presente en la señal de CA, **Figura 61**, disminuya aún más hasta el 1.60% y por otra parte atenúa la amplitud del armónico de orden 3, como se puede observar en la siguiente figura.

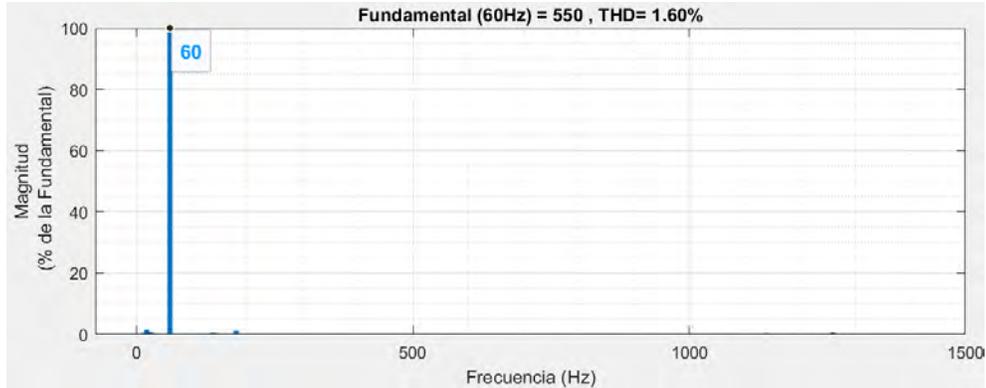


Figura 66. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del inversor con filtro LC y filtro capacitivo a la salida del convertidor CD-CD.

5.8 Estrategia de control MPPT

En este trabajo se implementa el seguidor de punto de máxima potencia, **Figura 67**, para extraer la máxima energía producida por la velocidad de la corriente marina. Su funcionamiento consiste en la búsqueda del valor óptimo del ciclo de trabajo D del convertidor CD-CD para extraer la máxima potencia activa referente a la velocidad de corriente marina establecida, provocando que el control opere en o cerca del punto de máxima potencia; para ello se utiliza el algoritmo perturbar y observar comúnmente usado debido a su simplicidad. Esta estrategia de control es considerada uno de los controles más importantes para mejorar la eficiencia de los sistemas de conversión de energía por energías renovables, en nuestro caso por corrientes marinas.

En el [Anexo C](#) se muestran las líneas de códigos implementadas que representan el algoritmo Perturbar y Observar mostrado en la **Figura 12b**.

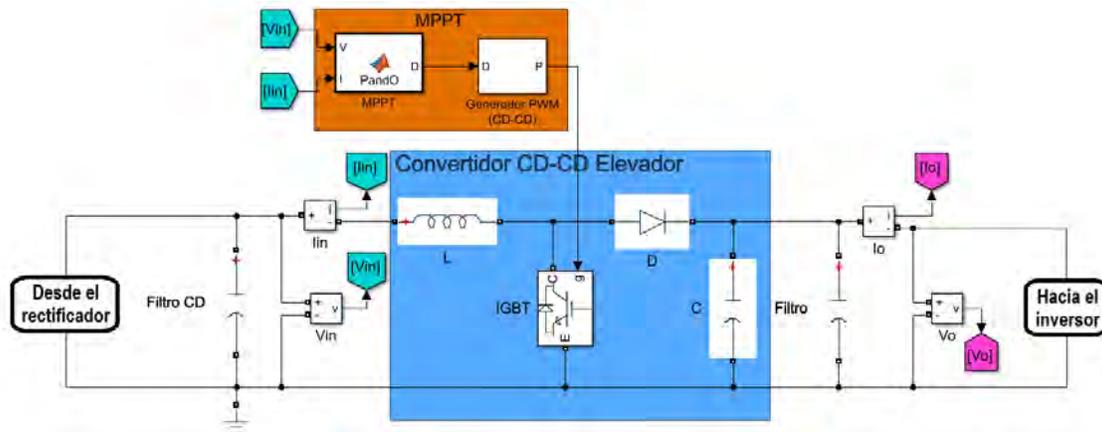


Figura 67. Estrategia de control MPPT implementada en el Convertidor CD-CD.

En un primer momento se simula el sistema con el ciclo de trabajo calculado anteriormente en los parámetros del convertidor CD-CD elevador, con un valor de 0.3981, y después se simula el sistema implementando el control MPPT, como se muestra continuación. Esta estrategia de control va variando el ciclo de trabajo hasta encontrar el valor óptimo, con el cual se extraerá la máxima potencia de la

turbina. Partiendo desde un valor inicial del ciclo de trabajo de 0.35 este va aumentando hasta llegar a su valor óptimo, y se puede apreciar en la **Figura 68**.

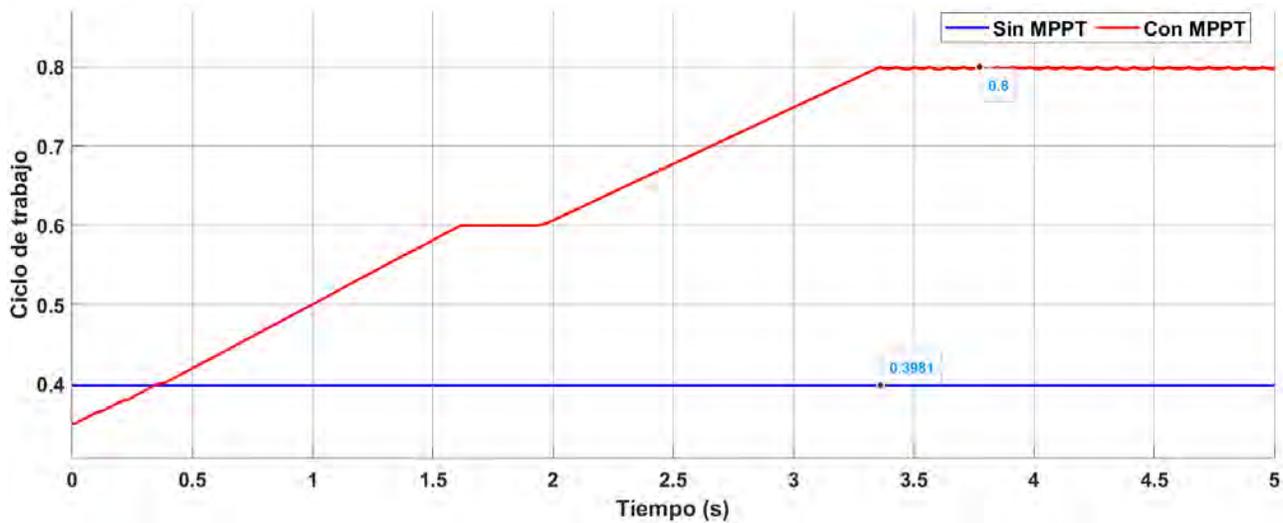


Figura 68. Comportamiento del ciclo de trabajo.

En las figuras que se presentan a continuación se realiza una comparativa de la potencia mecánica entregada por la turbina y la potencia activa a la salida del convertidor elevador. En la **Figura 69** estas potencias se mantienen invariantes debido al ciclo de trabajo que es constante, sin embargo, en la **Figura 70** existen dos instantes en que las potencias tienen un valor diferente, hasta alcanzar el valor máximo según el ciclo de trabajo óptimo.

En el caso en que el ciclo de trabajo es 0.3981, la turbina entrega 23.79 kW de potencia mecánica y el convertidor elevador está entregando 21.16 kW de potencia activa. Sin embargo, cuando el ciclo de trabajo alcanza su valor óptimo en 0.8 la turbina aumenta su potencia mecánica de salida a 30.67 kW, mientras que el convertidor pasa a entregar 24.01 kW de potencia activa. La diferencia que exhiben estos valores en su aumento demuestra que la estrategia de control funciona, permitiendo que se le entregue a la carga la mayor potencia posible a partir de la velocidad de corriente marina establecida.

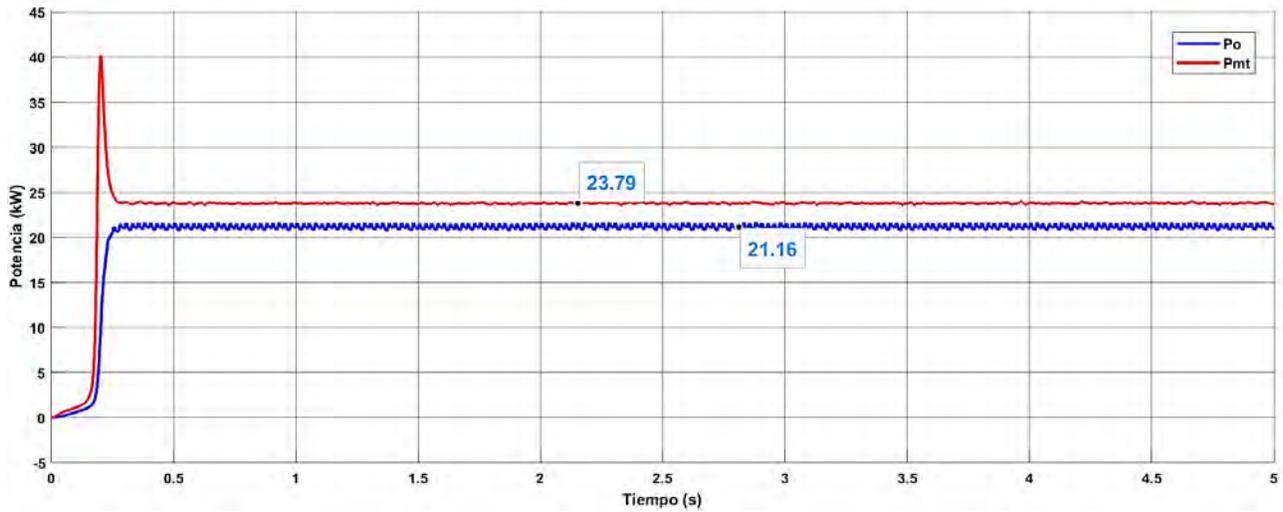


Figura 69. Potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} y potencia a la salida del convertidor elevador P_o sin el control MPPT.

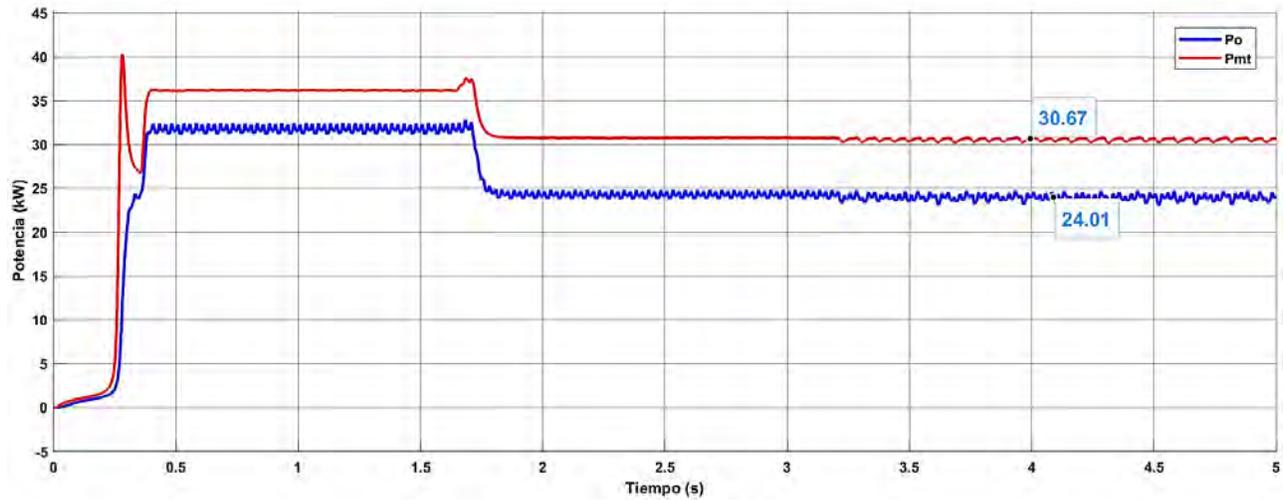


Figura 70. Potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} y potencia a la salida del convertidor elevador P_o con el control MPPT.

CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN DEL SISTEMA POR CORRIENTES MARINAS

6.1 Evaluación del sistema por corrientes marinas

Un sistema eléctrico eficiente y seguro requiere una cuidadosa evaluación de diversos parámetros para garantizar su funcionamiento óptimo y confiable. Estos parámetros son fundamentales para mantener la integridad del sistema y proteger tanto a los equipos como a los usuarios.

En primer lugar, se controla la frecuencia de la red para garantizar que se mantenga dentro de los límites aceptables, ya que desviaciones significativas pueden afectar el funcionamiento de los equipos eléctricos.

En términos de calidad de la energía, se evalúan los armónicos para prevenir problemas de distorsión en la forma de onda de voltaje y corriente, y proteger los equipos sensibles de daños.

En cuanto al uso efectivo de la energía se evalúa la eficiencia de cada uno de los bloques que conforman el sistema, para así determinar la energía de salida útil del sistema a partir de la energía de entrada requerida para operarlo.

En la **Figura 71** se muestra el sistema por corrientes marinas, con todos los bloques que lo conforman, los cuales fueron analizados individualmente en los puntos anteriores. A partir de los parámetros nominales establecidos se efectúa la operación en estado estable brindando información importante del funcionamiento del sistema. La simulación de este sistema se efectúa primeramente teniendo en cuenta que los componentes electrónicos que componen los bloques de electrónica de potencia son ideales; y en un segundo momento se simula el mismo sistema, **Figura 75**, pero con los valores reales de los componentes que se seleccionaron anteriormente según sus hojas de datos.

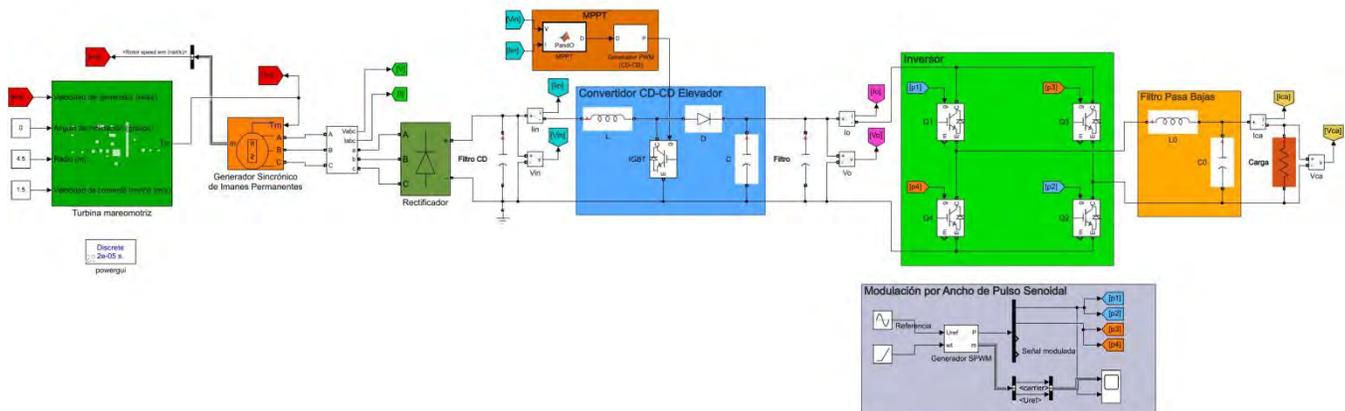


Figura 71. Sistema con componentes ideales implementado en Simulink de MATLAB.

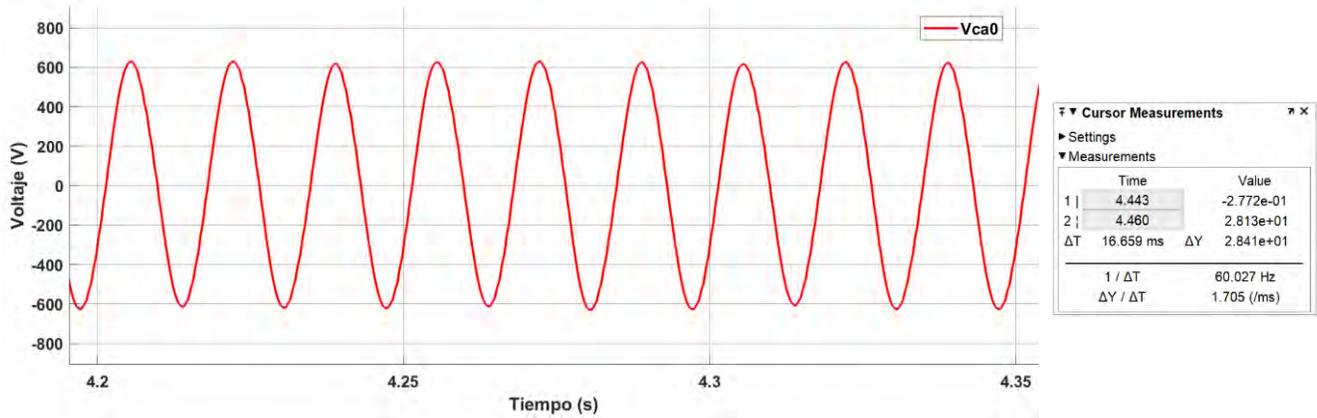


Figura 72. Voltaje a la salida del sistema con componentes ideales.

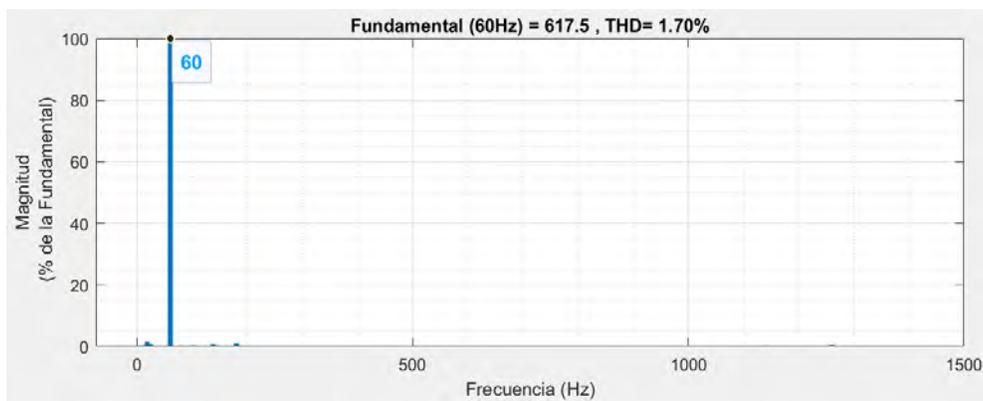


Figura 73. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del sistema.

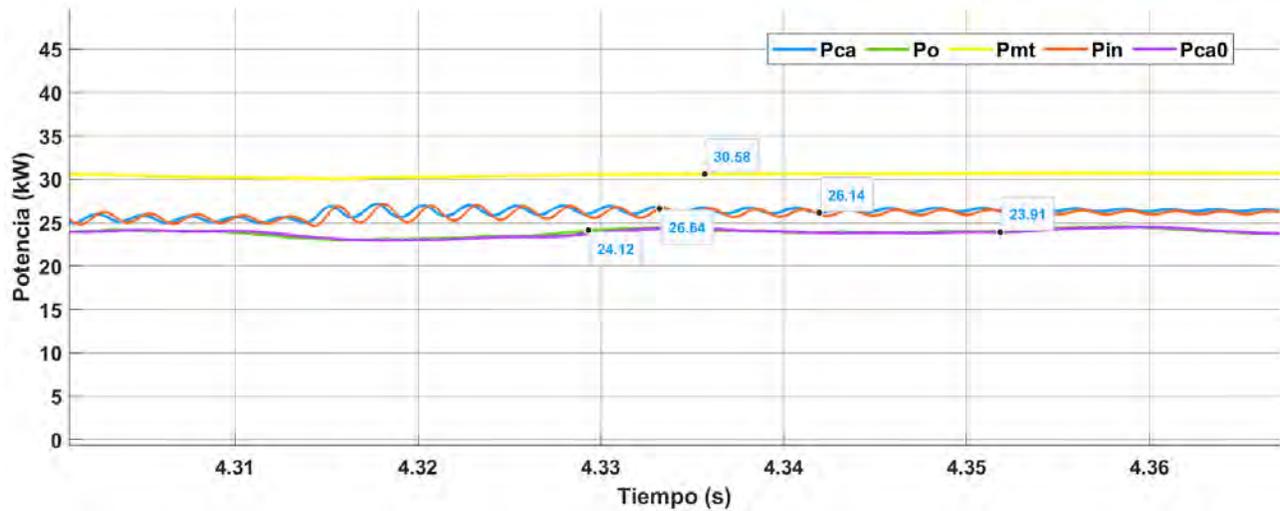


Figura 74. Potencias en distintos puntos del sistema con componentes ideales.

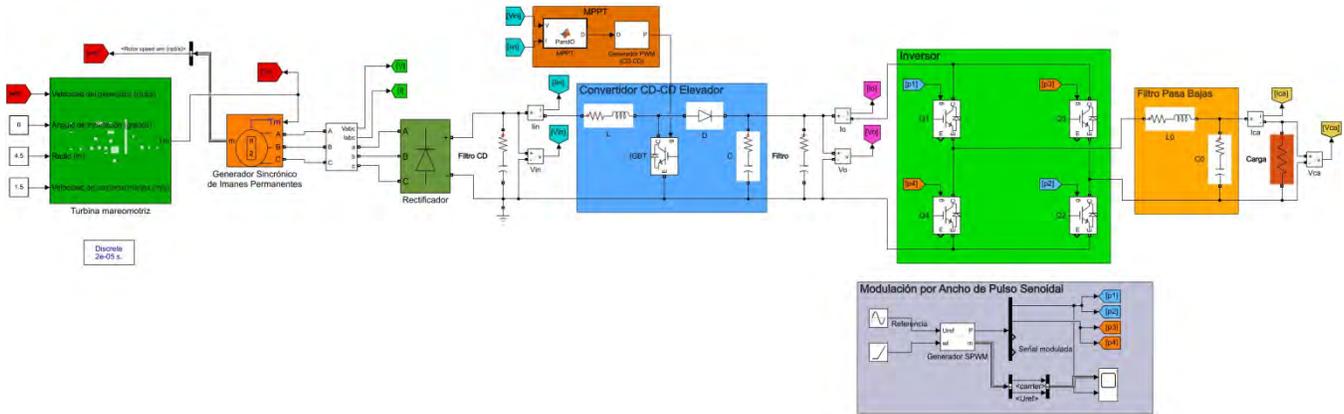


Figura 75. Sistema con componentes reales implementado en Simulink de MATLAB.

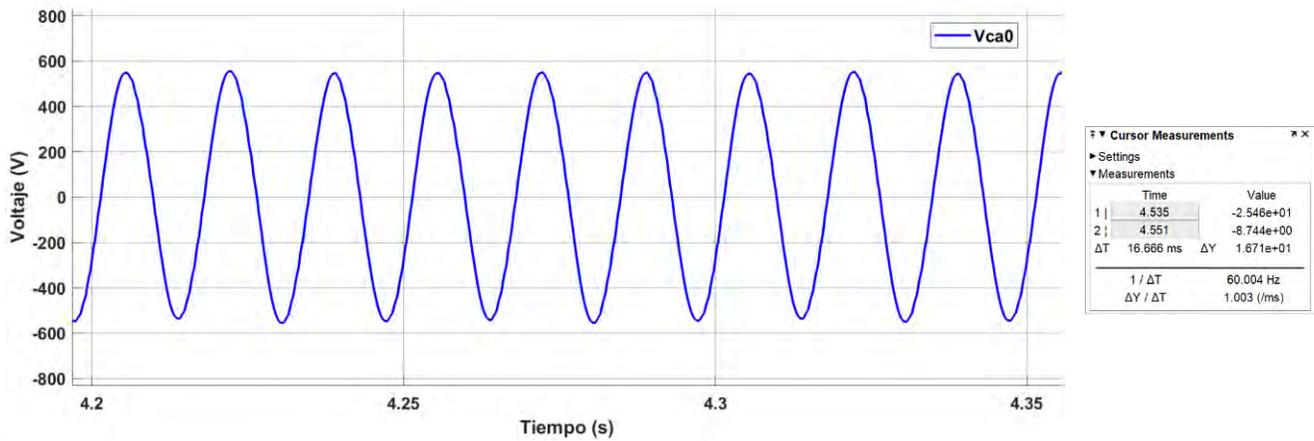


Figura 76. Voltaje a la salida del sistema con componentes reales.

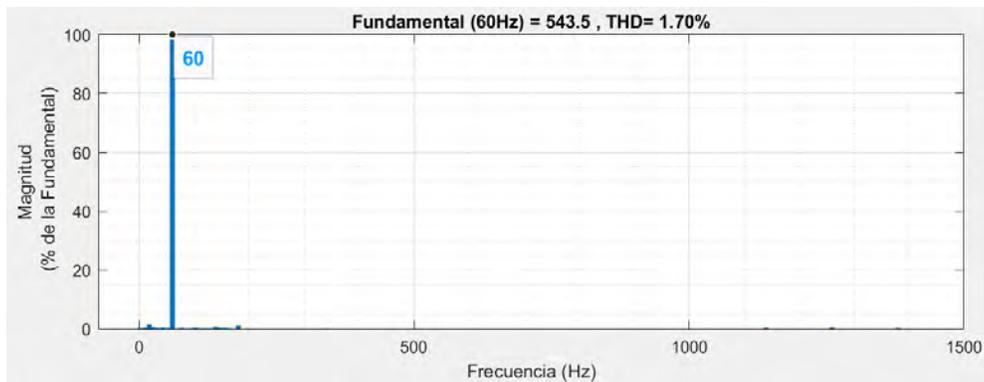


Figura 77. Análisis FFT a la señal de voltaje a la salida del sistema.

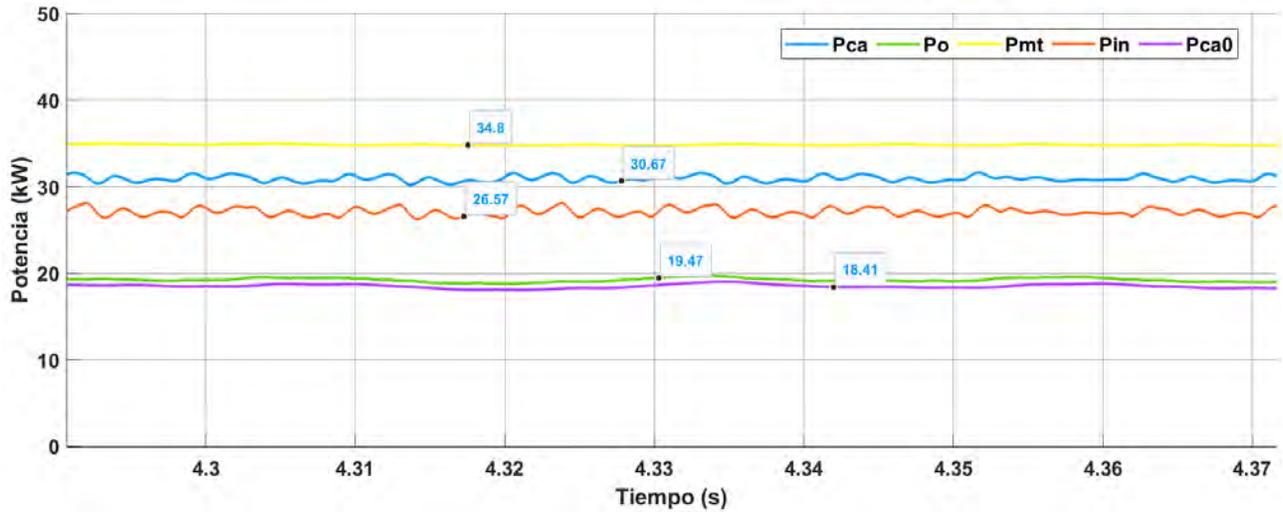


Figura 78. Potencias en distintos puntos del sistema con componentes reales.

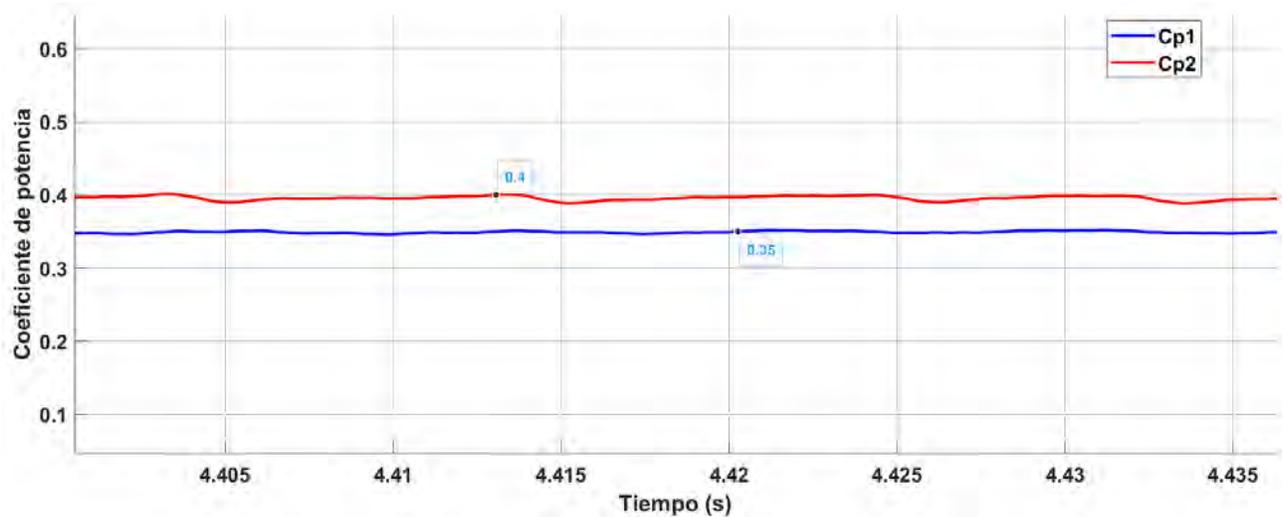


Figura 79. Coeficiente de potencia. C_{p1} - sistema con componentes ideales, C_{p2} - sistema con componentes reales.

Los resultados mostrados anteriormente: voltaje monofásico de corriente alterna a la salida del sistema (V_{ca0}), potencia mecánica a la entrada del generador (P_{mt}), potencia activa trifásica a la salida del generador (P_{ca}), potencia activa monofásica de CD a la entrada del convertidor elevador (P_{in}), potencia activa monofásica de CD a la salida del convertidor elevador (P_0) y potencia activa monofásica de CA que entrega el sistema (P_{ca0}); se resumen en la siguiente tabla permitiendo que se efectúe una comparación y evaluación del sistema por corrientes marinas completo.

Tabla 12. Parámetros a evaluar en el sistema por corrientes marinas.

	V _{ca0} (V)	Frecuencia (Hz)	THD (%)	P _{mt} (kW)	P _{ca} (kW)	P _{in} (kW)	P ₀ (kW)	P _{ca0} (kW)
Sistema con componentes ideales	617.50	60	1.70	30.58	26.64	26.14	24.12	23.91
Sistema con componentes reales	543.50	60	1.70	34.80	30.67	26.57	19.47	18.41

A partir de los valores de potencia representados en la **Tabla 12** se determina la eficiencia de los distintos bloques que conforman el sistema por corrientes marinas, exceptuando la turbina pues en su caso se evalúa el rendimiento. Las simulaciones para los dos casos mostrados se efectuaron con el mismo valor de la carga.

Para el caso de los convertidores electrónicos de potencia y del generador, la eficiencia se determina mediante la potencia de salida dividida por la potencia de entrada ($\frac{P_{salida}}{P_{entrada}}$). Por otra parte, en el caso de la turbina se determina su rendimiento a través de la ecuación (3.2).

Tabla 13. Eficiencia o rendimiento de los bloques del sistema por corrientes marinas.

	Turbina (C _p)	Generador (P _{ca} /P _{mt})	Convertidor CA – CD (P _{in} /P _{ca})	Convertidor CD – CD (P ₀ /P _{in})	Convertidor CD – CA (P _{ca0} /P ₀)
Sistema con componentes ideales	0.35	0.87	0.98	0.92	0.99
Sistema con componentes reales	0.40	0.88	0.86	0.73	0.94

Primeramente, se evalúa el rendimiento de la turbina a través del coeficiente de potencia (C_p), demostrando cuánta potencia mecánica pueden extraer las palas a partir de la potencia disponible en la corriente marina dentro del área del rotor.

La potencia de la corriente marina según los datos establecidos es:

$$P_{cm} = \frac{1}{2} \rho_{aguam} \pi R^2 v_{cm}^3$$

$$P_{cm} = \frac{1}{2} * 1\,027 * \pi * 4.5^2 * 1.5^3$$

$$P_{cm} = 110\,252.67\,W = \mathbf{110.25\,kW}$$

Siendo la potencia mecánica $P_{mt} = C_p P_{cm}$, resultaría que las palas de la turbina, en el mayor de los casos (C_p = 0.40), extraerían 44.1 kW de la energía cinética de la corriente marina. Sin embargo, solamente está entregando 34.80 kW, **Tabla 12**, disminución que es el resultado del acoplamiento mecánico que

permite transmitir el par mecánico del eje de la turbina (baja velocidad) al eje del generador (alta velocidad).

El límite de Betz es ($C_p \approx 0.593$), indicando que, es posible extraer tan sólo el 59.3% de la energía cinética del fluido. La turbina simulada presenta un coeficiente de potencia de 0.4, siendo este un valor admisible según la **Figura 13**, la cual muestra que puede alcanzarse valores de entre 0.40 y 0.48 de C_p .

En el generador sincrónico de imanes permanentes la evaluación de la eficiencia proporciona una medida de cuánta energía eléctrica útil se obtiene en comparación con la cantidad de energía mecánica suministrada al eje del mismo para su funcionamiento.

La eficiencia del generador eléctrico se ve afectado por diversos factores, como las pérdidas mecánicas en los rodamientos y los rozamientos, las pérdidas eléctricas en el devanado del estator y del rotor, y las pérdidas magnéticas en el núcleo del generador, es decir, cuanto más eficiente sea el generador en convertir la energía mecánica en energía eléctrica sin pérdidas significativas, mayor será su rendimiento.

En la **Tabla 13** los valores de eficiencia del generador presentan muy poca variación. En los dos casos la potencia mecánica a la entrada del generador es convertida en su mayoría en energía eléctrica, teniendo en cuenta que no toda la potencia mecánica puede ser transformada debido a todas las pérdidas que se presentan en la máquina. En el primer caso, la turbina está entregando 30.58 kW de potencia mecánica, mientras que el generador genera 26.64 kW de potencia eléctrica; sin embargo, en el segundo caso, la turbina está entregando más potencia mecánica (34.80 kW) y el generador aumenta su generación a 30.67 kW. Este aumento se debe a que en el segundo caso el sistema se simula con componentes reales ocasionando pérdidas de potencia en los bloques de electrónica de potencia, haciendo que el control MPPT extraiga más potencia de la turbina para compensar dichas pérdidas.

En el caso del rectificador trifásico no controlado de onda completa se observa diferencia en cuanto a su eficiencia, debido a la variación de la resistencia interna de los diodos, un pequeño valor de resistencia da como resultado una baja caída de tensión directa cuando están en conducción, lo que significa una pérdida de potencia mínima a través de los diodos, contribuyendo a una mayor eficiencia en la conversión de energía eléctrica.

El convertidor CD-CD elevador presenta baja eficiencia cuando los valores de sus componentes son reales, lo que se traduce en pérdidas. Estas pérdidas son el resultado de varios factores como:

- 1) *Pérdidas en el dispositivo semiconductor (transistor IGBT):* pérdidas de conducción producidas cuando el transistor está en estado activo y conduce corriente; y las pérdidas de conmutación durante el proceso de encendido y apagado del dispositivo.
- 2) *Pérdidas en el inductor:* pérdidas de núcleo y pérdidas de cobre. Las pérdidas de núcleo se deben a la histéresis magnética y las corrientes parásitas inducidas en el núcleo del inductor y las pérdidas de cobre son causadas por la resistencia eléctrica del alambre de cobre utilizado en los devanados del inductor.
- 3) *Pérdidas en el capacitor:* pérdidas debido a la resistencia de los materiales dieléctricos y las corrientes de fuga.

4) *Pérdidas de conmutación y conducción en el diodo*: las pérdidas de conducción se deben a que cuando el diodo está en estado de conducción, experimenta una caída de voltaje a través de sí mismo. Esta caída de voltaje provoca pérdidas de potencia debido a la resistencia interna del diodo. Las pérdidas de conmutación surgen cuando el diodo pasa de un estado de conducción a un estado de corte, o viceversa, experimentando pérdidas de potencia.

Respecto al inversor monofásico puente completo junto con el filtro LC conectado a su salida; cuando este circuito se simula con componentes ideales su eficiencia es casi del 100 %; sin embargo, cuando se le colocan los datos de resistencia según los componentes seleccionados la eficiencia disminuye hasta un 94 %. A pesar de que el inversor contiene cuatro dispositivos semiconductores los cuales tienen ciertas pérdidas inherentes debido a la conducción y la conmutación, estas pérdidas son menores debido a que estos dispositivos tienen una resistencia de conducción menor (0.014Ω) y a que conmutan a una frecuencia mucho más pequeña (1.26 kHz), en comparación con el convertidor CD-CD donde la resistencia de conducción del IGBT es de (0.019Ω) y su frecuencia de conmutación 20 kHz .

Por último, en base al sistema simulado con componentes reales, el voltaje entregado a la carga cumple con lo establecido por la “Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización)” en relación a la frecuencia de la red 60 Hz . Por otra parte, este voltaje presenta una distorsión armónica total de 1.79 %, valor que cumple con el límite de distorsión en voltaje definido por la norma IEEE 519-2022.

6.2 Protocolo de pruebas y/o análisis de resultados del sistema por corrientes marinas

Partiendo del diseño realizado en el [Capítulo 5](#) se simuló el sistema por corrientes marinas para el valor máximo de las velocidades promedias reportadas según los estudios en el Canal de Cozumel, [\[70\]](#). El sistema representado en la **Figura 81**, se simula para distintas velocidades de corriente marina, con el objetivo de observar el desempeño del mismo ante una variación de la corriente marina en su entrada.

El protocolo de pruebas considera el intervalo de velocidades marinas reportado por [\[72\]](#). Como punto de partida, se seleccionó una profundidad de emplazamiento para la turbina de 50 m , siendo esta la profundidad adecuada de acuerdo a [\[72, 73\]](#) que establece un rango de 25 m a 50 m . Posteriormente se seleccionaron dos rangos de tiempo de un mes cada uno, los cuales presentan valores extremos de las velocidades de corriente marina, el primero desde el *01 de marzo de 2010* al *01 de abril de 2010* y el segundo desde el *15 de septiembre de 2010* al *15 de octubre de 2010*; como se puede apreciar en la **Figura 80**.

En los intervalos seleccionados la corriente marina presenta una variación aproximadamente entre 1.1 m/s y 1.6 m/s según la escala de magnitud. Con estos escenarios se abarcan todas las posibilidades de variación de la velocidad presentes en el Canal de Cozumel.

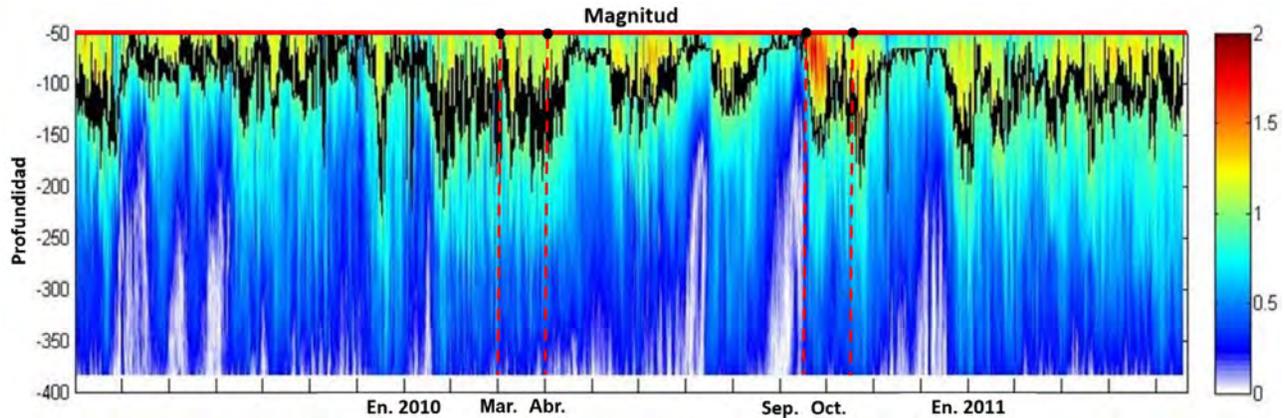


Figura 80. Comportamiento de la corriente de Cozumel en dependencia de la profundidad en el intervalo de tiempo de junio de 2009 a junio de 2011 [72].

6.2.1 Condiciones de operación del sistema por corrientes marinas

En las secciones pasadas el sistema por corrientes marinas se diseñó y simuló para el valor máximo de las velocidades promedio reportadas según los estudios en el Canal de Cozumel. A continuación, dicho sistema se simula con una excitación tipo escalón para representar la variación de la corriente marina en distintos escenarios de prueba, como se muestra en la **Figura 81**, con el objetivo de observar el desempeño del mismo ante una variabilidad de la corriente marina a su entrada.

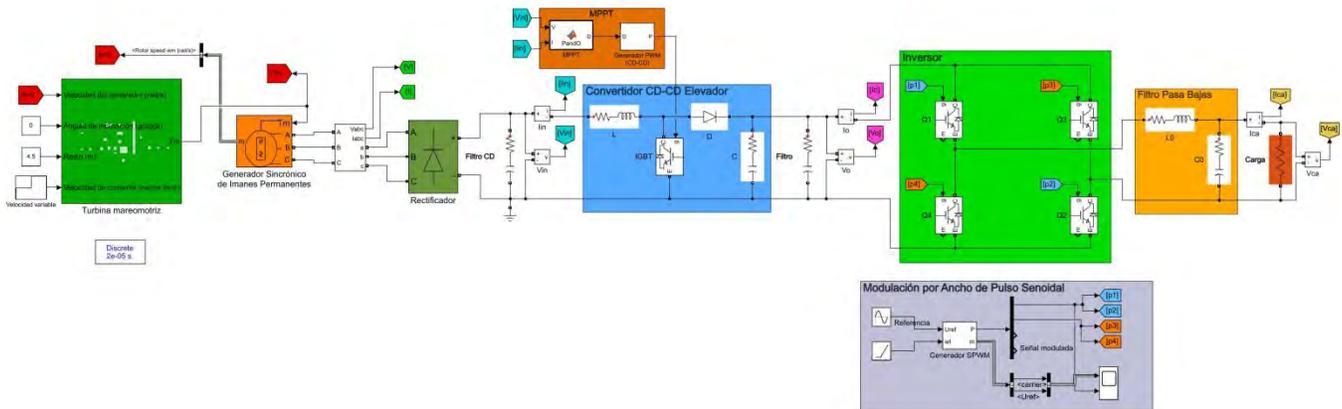


Figura 81. Sistema con entrada de corriente marina variable.

El sistema por corrientes marinas se simula en lazo abierto, es decir, se analiza el comportamiento del mismo sin retroalimentación, debido a que el sistema se aborda con las menos perturbaciones posibles, es decir, sin ruidos a la entrada.

En la **Figura 82** se muestra la variación del ciclo de trabajo del convertidor CD-CD elevador, causada por el algoritmo de control perturbar y observar, implementado por la estrategia de control MPPT. Partiendo desde un valor inicial de 0.3 que va aumentando hasta llegar a su valor óptimo de 0.8, con el cual se extraerá la máxima potencia de la turbina [37]. Los resultados que se analizan en cada uno de los escenarios de prueba son tomados cuando el ciclo de trabajo alcanza su valor óptimo, aproximadamente a los 3.2 s de simulación; momento en el cual el sistema se encuentra en estado estable.

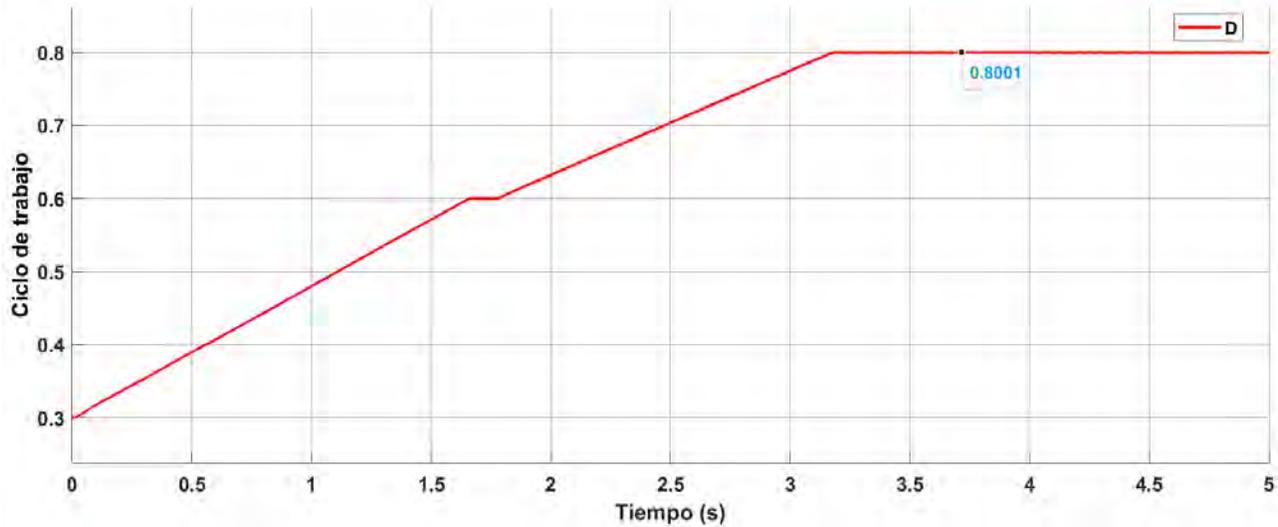


Figura 82. Comportamiento del ciclo de trabajo del convertidor CD-CD elevador.

6.2.2 Escenario de prueba 1

Para el escenario de prueba número uno el sistema por corrientes marinas se simula para tres velocidades distintas de corriente marina 1.1 m/s , 1.2 m/s y 1.3 m/s y un tiempo de simulación de 15 s como se muestra en la siguiente figura.

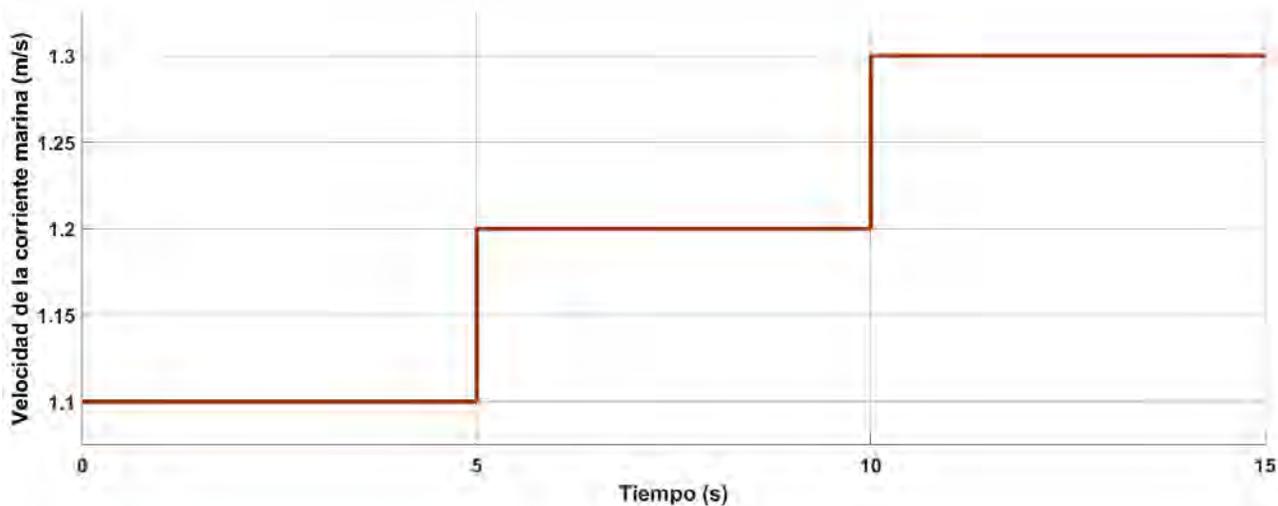


Figura 83. Comportamiento de la velocidad de la corriente marina con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 1.

En la **Figura 84** se presenta el comportamiento del coeficiente de potencia de la turbina C_p ante la variación de la velocidad de la corriente marina. Se puede observar en dicha figura como va aumentando el C_p a medida que aumenta la velocidad del fluido, indicando cuánta potencia mecánica puede entregar la turbina a partir de la potencia de la corriente marina.

Lo expuesto anteriormente se describe en la **Figura 85** donde se exponen, para cada velocidad de corriente marina, las distintas potencias de dicha corriente y la potencia mecánica que transforma la turbina, dando como resultado el rendimiento de la turbina.

Los coeficientes de potencia son admisibles según el límite de Betz ($C_p \approx 0.593$), indicando que, es posible extraer tan sólo el 59.3% de la energía cinética del fluido. Por otra parte, según la **Figura 13**, este modelo de turbina puede alcanzar valores de C_p entre 0.40 y 0.48.

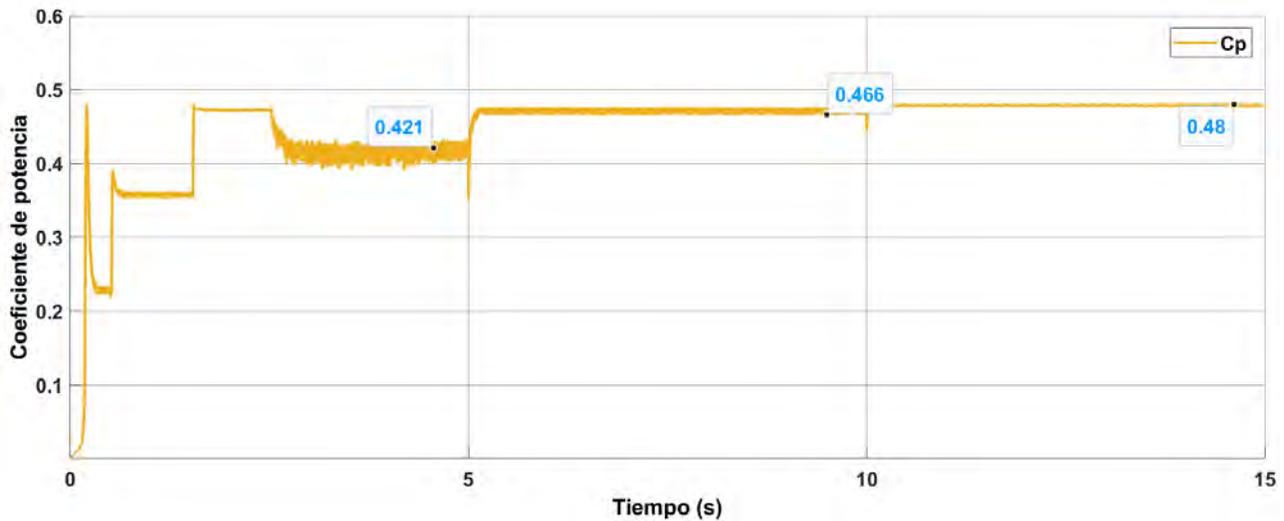


Figura 84. Comportamiento del coeficiente de potencia de la turbina con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 1.

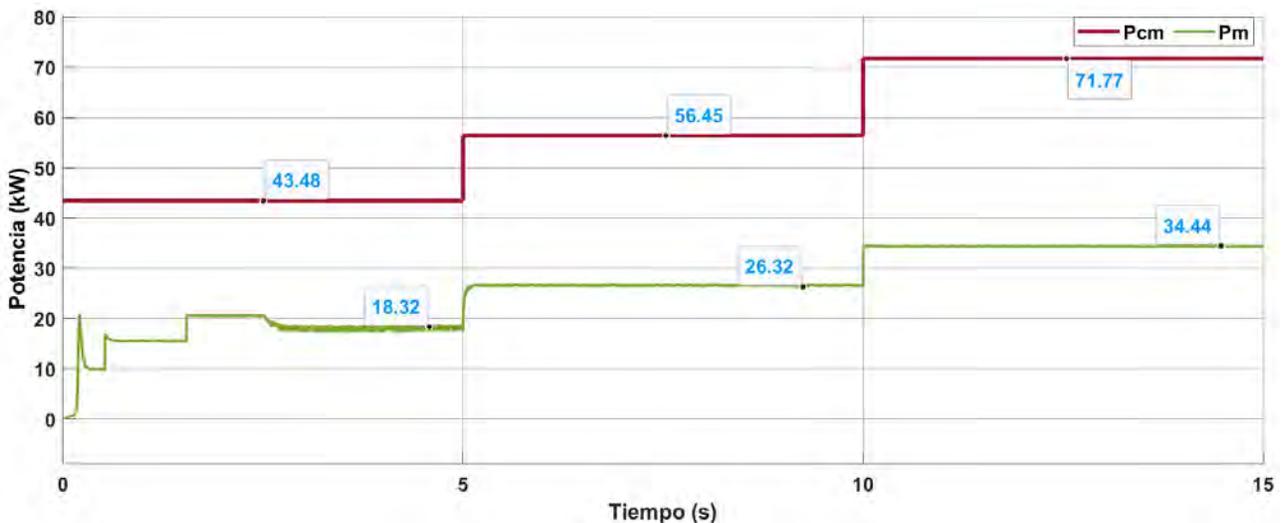


Figura 85. Comportamiento de la potencia de la corriente marina P_{cm} y la potencia mecánica de la turbina P_m con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 1.

En la **Figura 86** se muestra el comportamiento de la potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} , potencia a la salida del generador P_{ca} y el de la potencia a la salida del sistema P_{ca_0} ante la variación de la velocidad de la corriente marina.

El comportamiento de estas potencias son el resultado del desempeño de la turbina al transformar la energía cinética contenida en las corrientes marinas en potencia mecánica. A medida que incrementa la velocidad del flujo aumenta la potencia mecánica que le entrega la turbina al generador y por consiguiente la potencia eléctrica que este genera y la entregada a la carga.

La pequeña variabilidad de la corriente marina permite que existan menos fluctuaciones en la producción de energía, observándose así en la potencia a la salida del sistema P_{ca0} . Por otra parte, esta pequeña variabilidad permite una mejor predicción de la producción de energía, lo que facilita la integración de la energía generada por corrientes marinas en la red eléctrica y la planificación de la generación de energía a largo plazo.

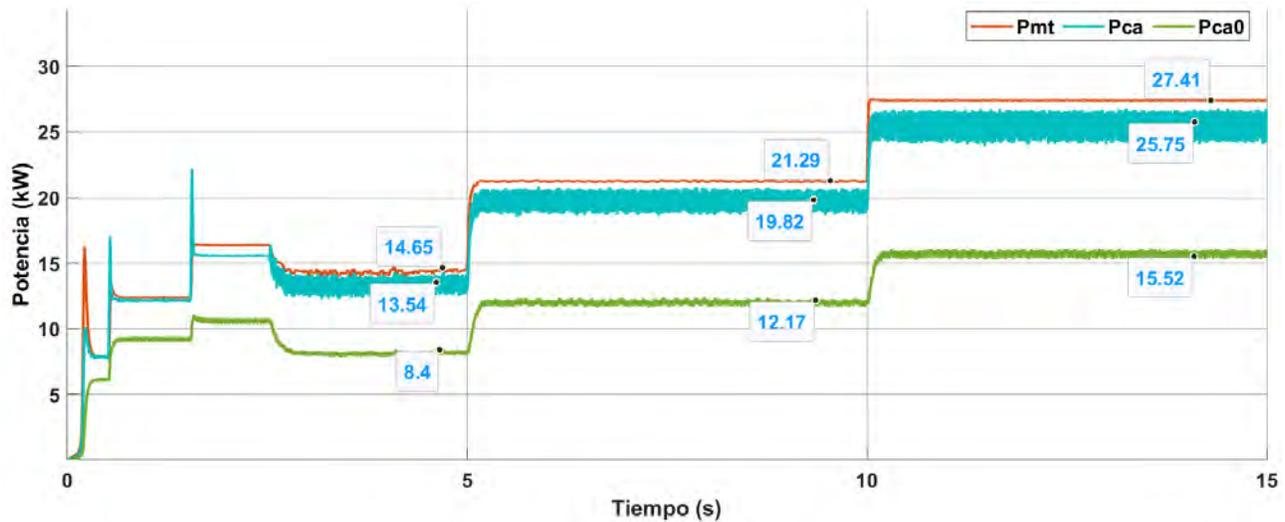


Figura 86. Comportamiento de la potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} , potencia a la salida del generador P_{ca} y potencia a la salida del sistema P_{ca0} con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 1.

6.2.3 Escenario de prueba 2

Para el escenario de prueba número dos el sistema por corrientes marinas se simula para tres velocidades distintas de corriente marina 1.4 m/s , 1.5 m/s y 1.6 m/s y un tiempo de simulación de 15 s como se muestra en la siguiente figura.

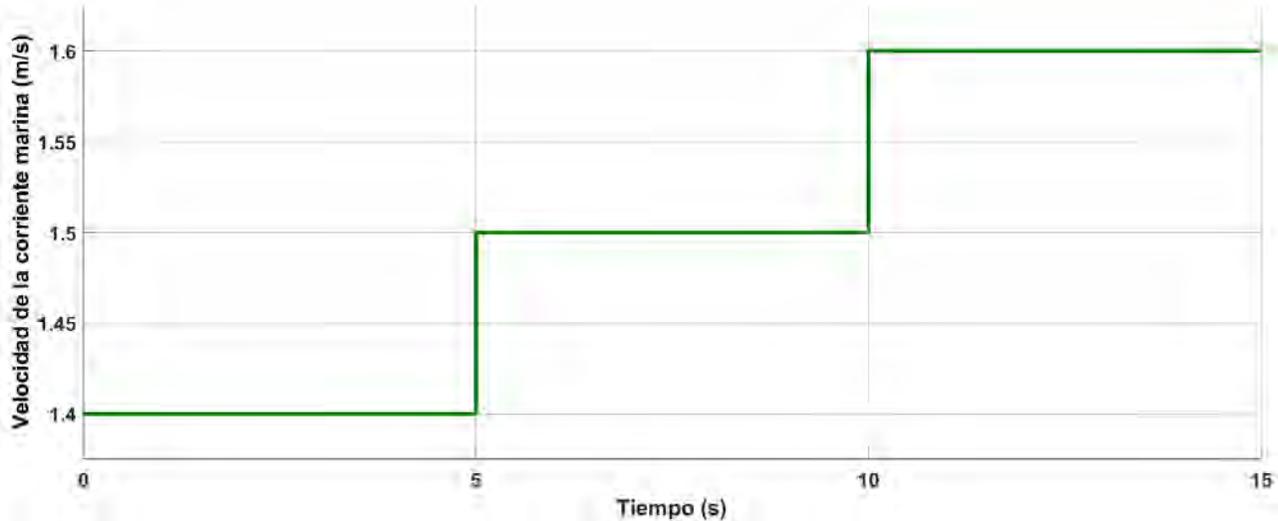


Figura 87. Comportamiento de la velocidad de la corriente marina con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 2.

En la **Figura 88** se presenta el comportamiento del coeficiente de potencia de la turbina C_p ante la variación de la velocidad de la corriente marina. En la **Figura 84** el C_p incrementa su valor a medida que aumenta la velocidad de la corriente marina, algo que no sucede en la **Figura 88**. Se puede pensar que un aumento de la velocidad del fluido representa un aumento en el C_p , y no es así, pues el coeficiente de potencia es un indicador de cuánta potencia mecánica puede entregar la turbina a partir de la potencia de la corriente marina. La disminución del C_p se debe a que el sistema se simula bajo las mismas condiciones en la salida, es decir, con la misma carga, entonces al aumentar la velocidad del flujo a la entrada del mismo la turbina puede generar más potencia mecánica pero no sucede así porque la capacidad del generador para suministrar energía eléctrica está influenciada por la demanda de la carga conectada a él, pero a su vez va en correspondencia con su potencia nominal.

Los valores presentados en la **Figura 89** justifican lo anteriormente expuesto, donde se exponen, para cada velocidad de corriente marina, las distintas potencias de dicha corriente y la potencia mecánica que transforma la turbina, dando como resultado el rendimiento de la turbina. Para el caso en que la velocidad del fluido es 1.6 m/s la potencia total de la corriente marina es 133.80 kW , de mayor valor que la potencia cuando la velocidad de la corriente es de 1.5 m/s , en este caso 110.30 kW . Por otra parte, la potencia mecánica que transforma la turbina es 48.18 kW para el primer caso, mientras que para el segundo caso es 45.22 kW , dando como resultado un coeficiente de potencia de 0.36 y 0.41 respectivamente.

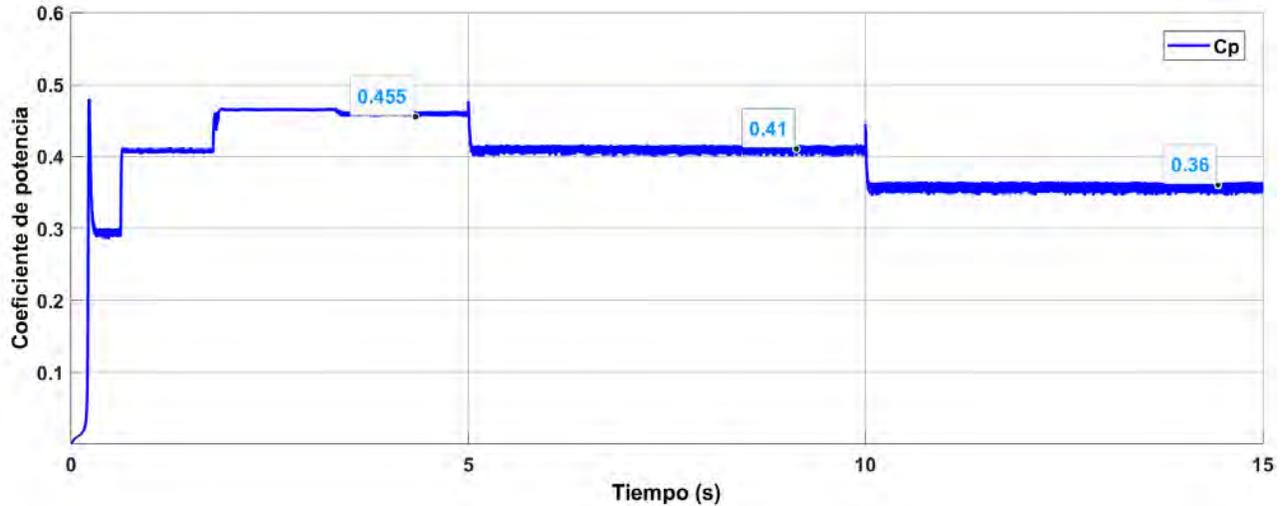


Figura 88. Comportamiento del coeficiente de potencia de la turbina con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 2.

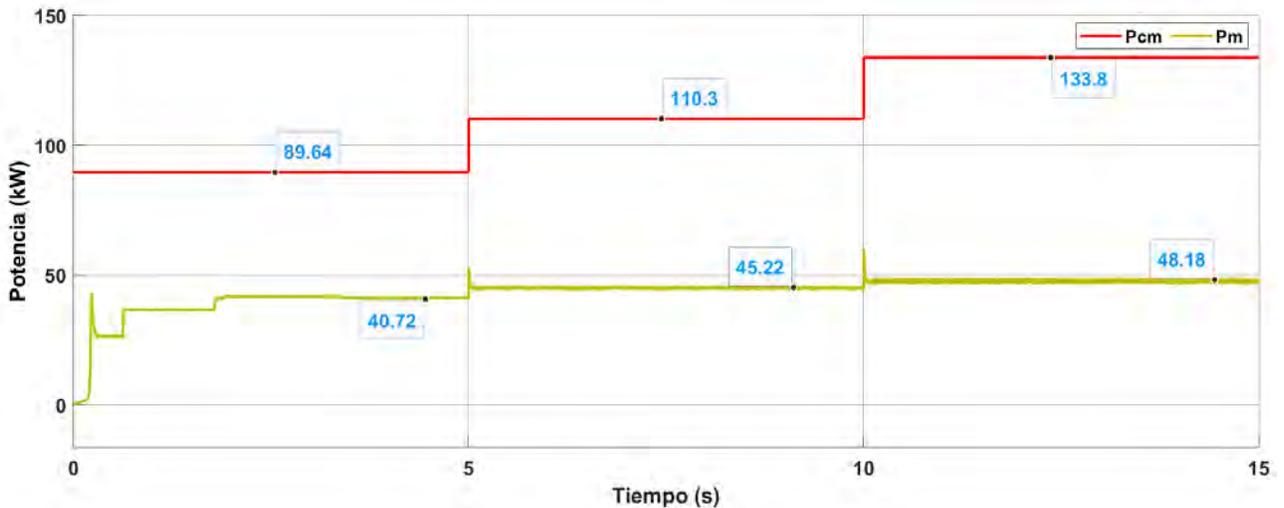


Figura 89. Comportamiento de la potencia de la corriente marina P_{cm} y la potencia mecánica de la turbina P_m con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 2.

En la **Figura 90** se muestra el comportamiento de la potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} , potencia a la salida del generador P_{ca} y el de la potencia a la salida del sistema P_{ca0} ante la variación de la velocidad de la corriente marina.

El comportamiento de estas potencias son el resultado del desempeño de la turbina para corrientes marinas al transformar la energía cinética contenida en la corriente marina en potencia mecánica. A medida que incrementa la velocidad del flujo aumenta la potencia mecánica que le entrega la turbina al generador y por consiguiente la potencia eléctrica que este genera y la entregada a la carga.

Al igual como se observó en la **Figura 86** la pequeña variabilidad de la corriente marina permite que existan menos fluctuaciones en la producción de energía, observándose así en la potencia a la salida del sistema P_{ca0} . Por otra parte, esta pequeña variabilidad permite una mejor predicción de la producción

de energía, lo que facilita la integración de la energía generada por corrientes marinas en la red eléctrica y la planificación de la generación de energía a largo plazo.

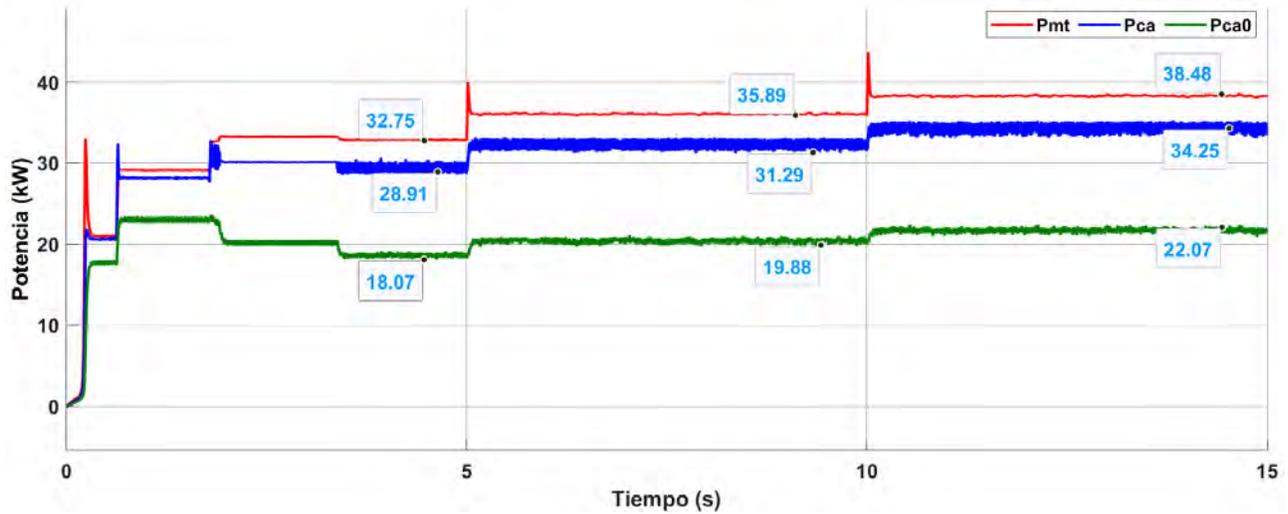


Figura 90. Comportamiento de la potencia mecánica a la entrada del generador P_{mt} , potencia a la salida del generador P_{ca} y potencia a la salida del sistema P_{ca0} con una excitación tipo escalón en el escenario de prueba 2.

En la **Tabla 14** se presentan de manera resumida los valores de la potencia total de la corriente marina (P_{cm}), la potencia mecánica generada por la turbina (P_m) y la potencia activa monofásica de CA que entrega el sistema (P_{ca0}).

Tabla 14. Potencias entregadas por el sistema ante la variación de v_{cm} .

v_{cm} (m/s)	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
P_{cm} (kW)	43.48	56.45	71.77	89.64	110.30	133.80
P_m (kW)	18.32	26.32	34.44	40.72	45.22	48.18
C_p	0.42	0.46	0.48	0.45	0.41	0.36
P_{ca0} (kW)	8.40	12.17	15.52	18.07	19.88	22.07

La **Figura 91** muestra gráficamente el comportamiento de las potencias más relevantes del sistema, dicha figura es obtenida a partir de la **Tabla 14**.

La gráfica muestra cómo la potencia total de la corriente marina P_{cm} , la potencia mecánica de la turbina P_m y la potencia a la salida del sistema P_{ca0} aumentan a medida que la velocidad de la corriente marina incrementa, lo que sugiere que hay una relación directa entre la velocidad de la corriente marina y la potencia generada.

La potencia total de la corriente marina P_{cm} , representada por la línea azul, aumenta de 43.48 kW a 1.1 m/s hasta 133.80 kW a 1.6 m/s , indicando que la energía disponible en la corriente marina

incrementa considerablemente con la velocidad, debido a la relación cúbica con la velocidad del fluido, lo que se demuestra en la ecuación (3.1).

La potencia mecánica de la turbina P_m , representada por la línea naranja, aumenta de 18.32 kW a 1.1 m/s hasta 48.18 kW a 1.6 m/s, incremento menos pronunciado que P_{cm} , lo que indica el rendimiento de la turbina en convertir la energía de la corriente marina en energía mecánica.

La potencia a la salida del sistema P_{ca0} , representada por la línea verde, aumenta de 8.40 kW a 1.1 m/s hasta 22.07 kW a 1.6 m/s, siendo este aumento el menor de los tres, reflejando en parte las pérdidas adicionales en el sistema de generación eléctrica después de la conversión mecánica y por otra parte que el sistema se simula bajo las mismas condiciones en la salida, es decir, con la misma carga limitando la entrega de potencia eléctrica.

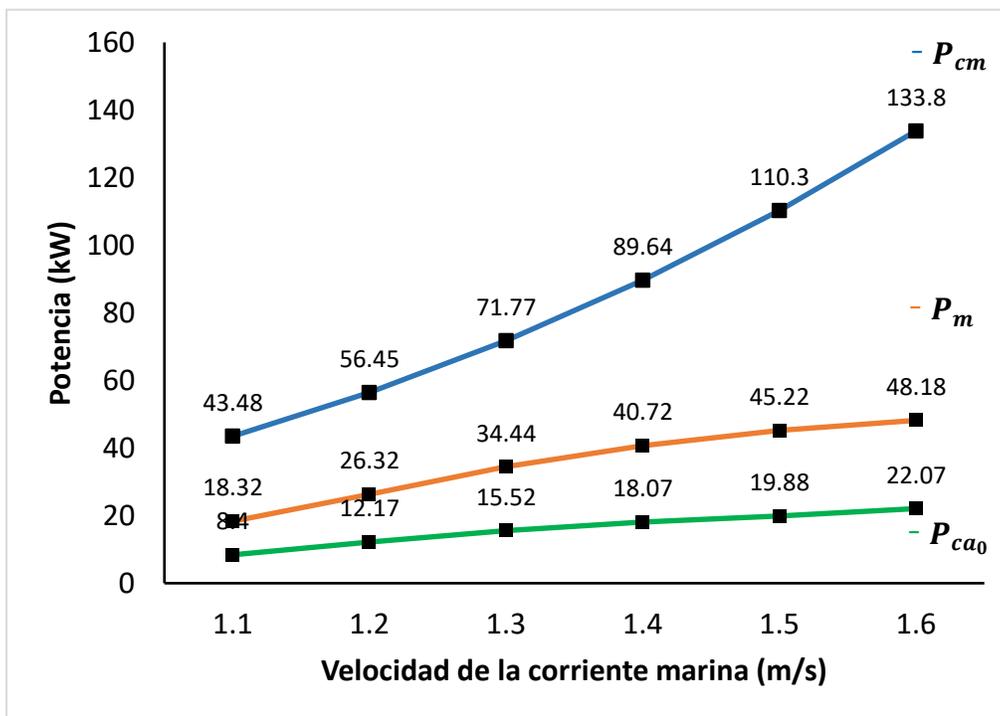


Figura 91. Potencias entregadas por el sistema ante la variación de v_{cm} .

Partiendo de que el consumo de energía eléctrica de una vivienda prototipo ubicada en la localidad de Pueblo Nuevo, Isla Cozumel es de 4.18 kW aproximadamente, y que hasta el año 2020 había 6 viviendas particulares habitadas, donde el 50 % de estas viviendas tenían electricidad; se puede comentar que el sistema por corrientes marinas simulado cubriría el consumo de aproximadamente 2 viviendas como mínimo para una velocidad de la corriente marina de 1.1 m/s y como máximo cubriría el consumo de 5 viviendas para una velocidad de la corriente marina de 1.6 m/s. Esto permitiría que una parte de las viviendas estarían conectadas a la red eléctrica y la otra parte a una fuente de energía renovable.



CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

7.1 Conclusión general

El presente trabajo aborda el proceso de generación de energía eléctrica a partir de corrientes marinas. Se ha llevado a cabo un análisis, desde la operación de la turbina hasta la entrega de energía eléctrica a una carga, asegurando el funcionamiento del sistema y comprendiendo cada uno de sus componentes.

Es conveniente mencionar que un sistema de generación de este tipo no se limita a un solo elemento, si no que abarca múltiples unidades de generación que trabajan en conjunto, lo que representa un desafío multidisciplinario. El estudio de cada bloque del sistema de manera independiente permitió comprender cómo funciona el sistema en su conjunto y las interacciones entre dichos bloques.

En este estudio se examinó de forma simplificada cada bloque y las variables eléctricas y mecánicas más representativas de cada uno de ellos, como son: voltaje, potencia, torque, coeficiente de rendimiento, eficiencia, velocidad, entre otras, bajo las condiciones de operación del sitio de estudio seleccionado, lo que subraya la importancia de comprender las características del entorno marino para la implementación de un sistema de generación a partir de corrientes marinas.

En términos de calidad de la energía eléctrica el sistema simulado entrega un nivel de voltaje que cumple con los requisitos de frecuencia y THD establecidos por las normas NOM-001-SEDE-2012 e IEEE 519-2022 que consiste en forma resumida en un THD de voltaje menor al 8 %. Por otra parte, en cuanto al uso efectivo de la energía eléctrica los bloques que componen el sistema, presentan diferencias en cuanto a sus eficiencias, es decir, la simulación arroja bloques con valores de eficiencia de 0.86 y 0.94, como es el caso del rectificador y el inversor, y bloques con una baja eficiencia, 0.73, como el convertidor CD-CD elevador.

Se enfatiza el hecho de que los convertidores de electrónica de potencia trabajan en su totalidad con estrategias de conmutación dura (hard switching), siendo esta conmutación más simple pero menos eficiente; existiendo la posibilidad de aplicar estrategias de conmutación suave (soft switching) con las cuales se podría lograr mayores eficiencias, pero requiere de una implementación más compleja y costosa.

7.2 Trabajos futuros

Se espera que este trabajo sea una herramienta útil para futuros proyectos en el ámbito de la ingeniería eléctrica/electrónica, facilitando el diseño y análisis para especialistas y nuevas generaciones interesadas en promover la integración de fuentes de energía renovable, específicamente en la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de las corrientes marinas.

Algunos de los trabajos futuros que se pueden desarrollar a partir de este tema de tesis son:

- El sistema por corrientes marinas se modeló y simuló en lazo abierto, es decir, se analizó el comportamiento del sistema sin retroalimentación. Simular dicho sistema en lazo cerrado reflejaría de manera más precisa el comportamiento del sistema en condiciones reales, permitiendo una evaluación más precisa de cómo el sistema responderá a cambios en las condiciones ambientales y de operación.

- La implementación de convertidores de electrónica de potencia con estrategia de conmutación suave podría lograr mayores eficiencias en el sistema, lo que implica que dicho sistema experimentaría menores pérdidas, por lo que más energía se está utilizando efectivamente para realizar un trabajo útil.
- En el sistema por corrientes marinas simulado se tuvo en cuenta una sola turbina, y a partir de la cual se conoció la potencia eléctrica que generaba el sistema. Sería beneficioso saber cuánta potencia eléctrica se puede generar con una granja de turbinas y la relación costo/beneficio de un sistema de este tipo.
- En la planificación de proyectos de generación de energía sostenible se deben considerar aspectos sociales, económicos, técnicos y ambientales a fin de determinar los beneficios e inconvenientes que implique el proyecto. Un análisis en cuanto a la relación costo/beneficio de este tipo de sistema sería ideal para evaluar la factibilidad y el potencial de éxito del proyecto antes de su ejecución.

ANEXOS

Anexo A. Dispositivos semiconductores de potencia

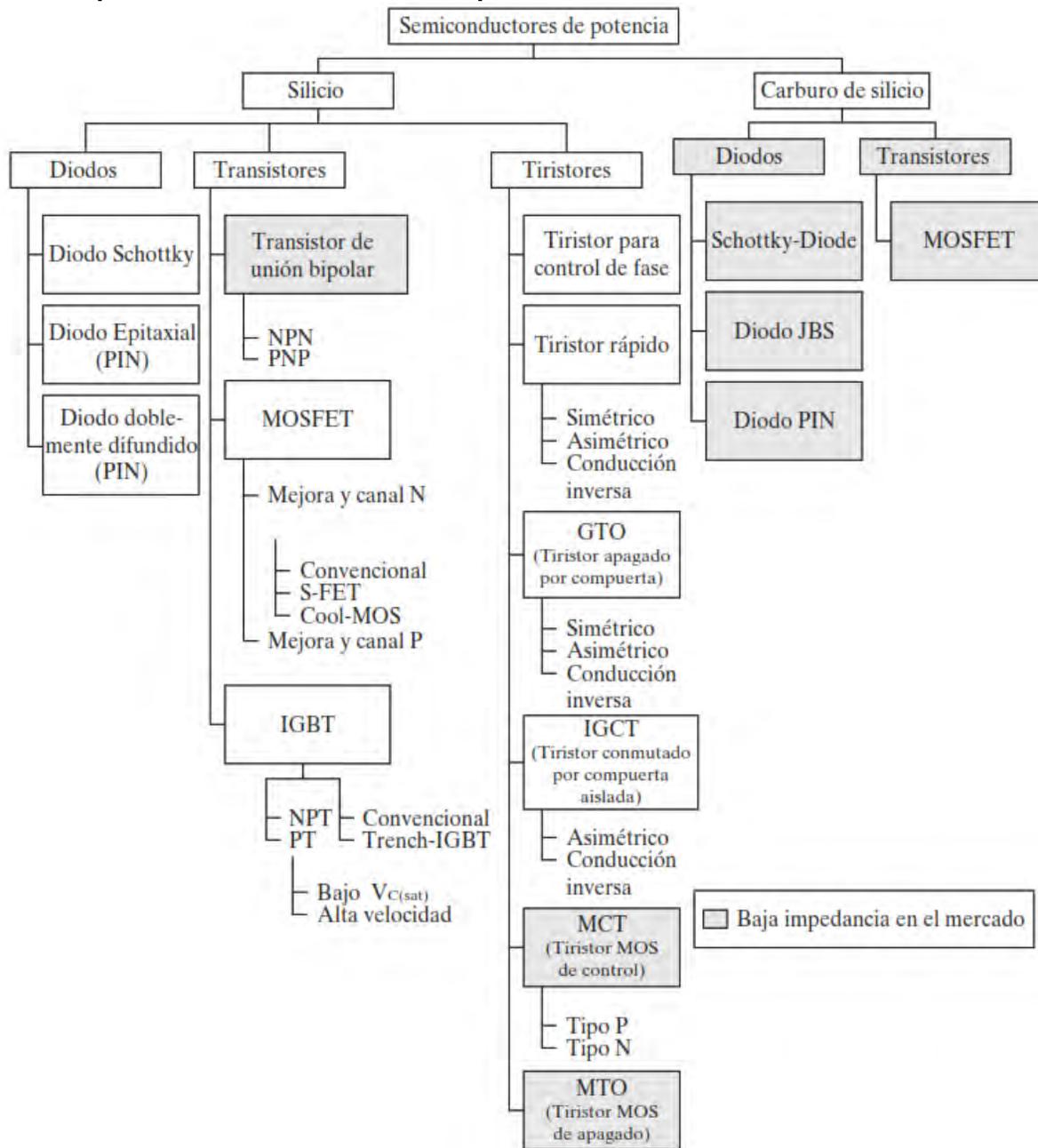


Figura A.1. Clasificación de los semiconductores de potencia [64].

Tabla A.1. Comparación de transistores de potencia [64].

Tipo de interruptor	Variable de control de base/compuerta	Característica de control	Frecuencia de conmutación	Caída de voltaje en estado de encendido	Capacidad máxima de voltaje V_s	Capacidad máxima de corriente I_s	Ventajas	Limitaciones
MOSFET	Voltaje	Continuo	Muy alta	Alta	1 kV $S_s = V_s I_s$ = 0.1 MVA	150 A $S_s = V_s I_s$ = 0.1 MVA	Más alta velocidad de conmutación Baja pérdida por conmutación Circuito simple de control de compuerta Pequeña potencia de compuerta Coeficiente de temperatura negativo en la corriente de drenaje y facilita la operación en paralelo	Alta caída en estado de encendido, hasta de 10 V Baja capacidad de voltaje en estado de apagado Dispositivo de voltaje unipolar
COOLMOS	Voltaje	Continuo	Muy alta	Baja	1 kV	100 A	Bajos requerimientos de control de compuerta y baja caída de potencia en estado de encendido	Dispositivo de baja potencia Bajas capacidades de voltaje y corriente
BJT	Corriente	Continuo	Mediana 20 kHz	Baja	1.5 kV $S_s = V_s I_s$ = 1.5 MVA	1 kA $S_s = V_s I_s$ = 1.5 MVA	Interruptor simple Baja caída en estado de encendido Más alta capacidad de voltaje en estado de encendido Alta pérdida por conmutación	Dispositivo controlado por voltaje, requiere una alta corriente de base para encenderse y mantener la corriente en estado de encendido Pérdida de potencia de control de base Tiempo de recuperación de carga y lenta velocidad de conmutación Región de segunda ruptura Altas pérdidas por conmutación
IGBT	Voltaje	Continuo	Alta	Mediana	3.5 kV $S_s = V_s I_s$ = 1.5 MVA	2 kA $S_s = V_s I_s$ = 1.5 MVA	Bajo voltaje en estado de encendido Pequeña potencia de compuerta	Dispositivo de voltaje unipolar Baja capacidad de voltaje en estado de apagado
SIT	Voltaje	Continuo	Muy alta	Alta			Alta capacidad de voltaje	Dispositivo de voltaje unipolar Más alta caída de voltaje en estado de encendido Bajas capacidades de corriente

Tabla A.2. Opciones de dispositivos para diferentes niveles de potencia [64].

Opciones	Baja potencia	Mediana potencia	Alta potencia
Rango de potencia	Hasta 2 kW	2 a 500 kW	Más de 500 kW
Topologías usuales de convertidor	ca-cd, cd-cd	ca-cd, cd-cd, cd-ca	ca-cd, cd-ca
Semiconductores de potencia típicos	MOSFET	MOSFET, IGBT	Tiristor, IGBT, IGCT
Tendencia de la tecnología	Alta densidad de potencia Alta eficiencia	Volumen y pesos pequeños Bajo costo y alta eficiencia	Alta potencia nominal del convertidor Potencia de alta calidad y estabilidad
Aplicaciones típicas	Dispositivos de baja potencia Electrodomésticos	Vehículos eléctricos Techos fotovoltaicos	Energía renovable Transporte Distribución de potencia Industria

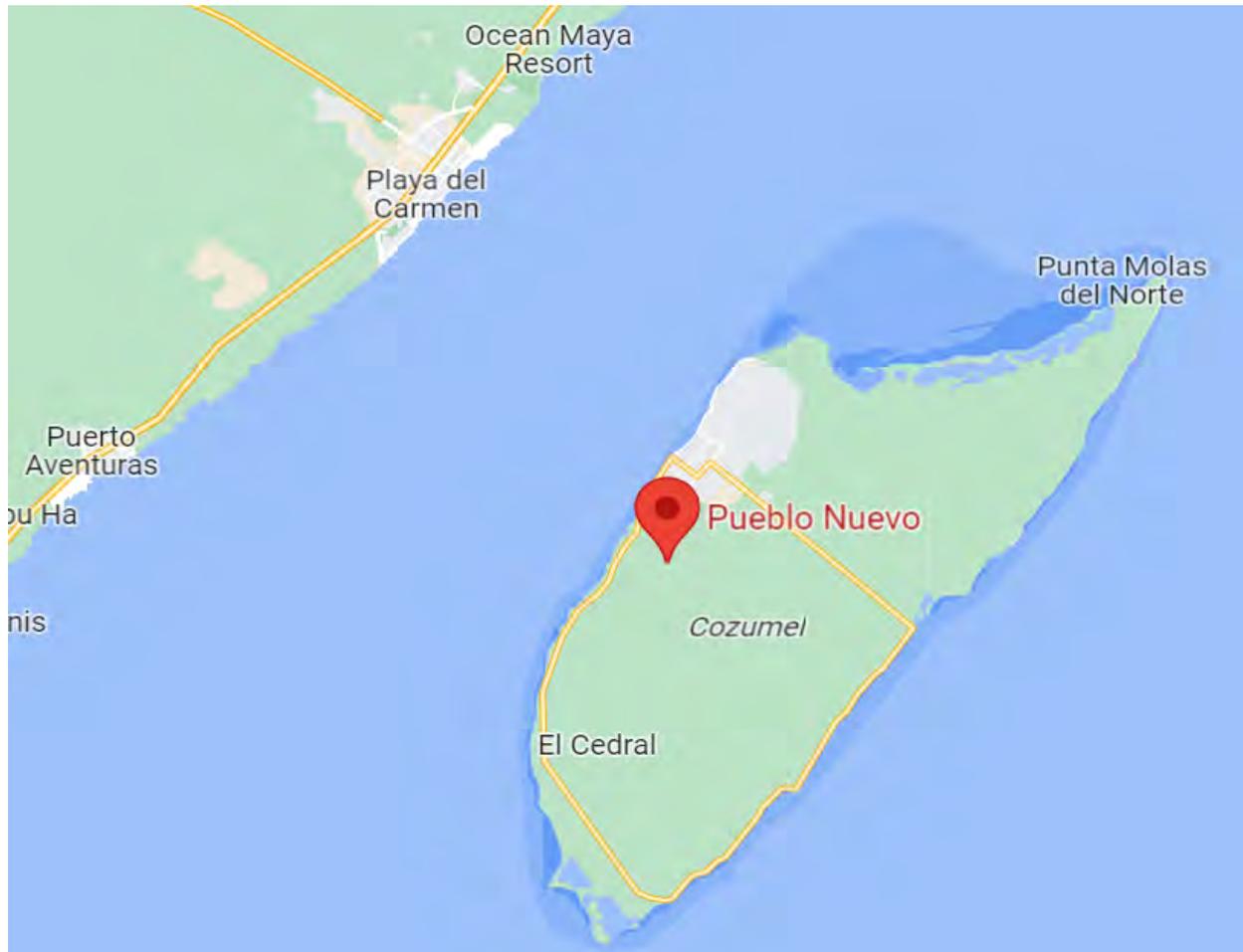
Anexo B. Ubicación de Pueblo Nuevo en la Isla Cozumel.

Figura B.1. Pueblo Nuevo ubicado en la Isla Cozumel.

Anexo C. Códigos de MATLAB del algoritmo Perturbar y Observar.

```

% Estrategia de control MPPT
% Algoritmo Perturbar y Observar

function D = PandO(V,I)

persistent Dprev Pprev Vprev

if isempty(Dprev)
    Dprev = 0.3;
    Vprev = 100;
    Pprev = 500;
end

deltaD = 8e-6

% Calcula la potencia medida a la entrada del convertidor CD-CD
P = V * I;

% Aumento o disminución del ciclo de trabajo en función de las condiciones
if (P-Pprev) ~= 0
    if (P-Pprev) > 0
        if (V-Vprev) > 0
            D = Dprev - deltaD
        else
            D = Dprev + deltaD
        end
    else
        if (V-Vprev) > 0
            D = Dprev + deltaD
        else
            D = Dprev - deltaD
        end
    end
else
    D = Dprev
end

% Actualizar valores internos
Dprev = D
Vprev = V
Pprev = P

```

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. E. P. LLC. "La panorama de las energías renovables en México." <https://mexicoenergyllc.com.mx/es/blogs/mexico-energy-insights/an-overview-of-renewable-energy-in-mexico> (accessed 2024).
- [2] G. P. Vanegas *et al.*, "El Futuro de las Energías Marinas en México," *Tópicos de Agenda para la Sostenibilidad de Costas y Mares Mexicanos*, p. 255, 2019.
- [3] M. T. Graciá Ribes, "Estudio de las diferentes formas de conseguir energía con el mar y su aplicabilidad en el litoral español," pp. 13-20, 2014.
- [4] M. A. Ormaza, "La energía renovable procedente de las olas," ed, 2012, pp. 1-14.
- [5] C. V. M. Labriola and C. E. Peralta, "Análisis de sistema de convertidores fluido-dinámicos de energía renovable para la Patagonia Austral de Argentina," *Informes Científicos Técnicos-UNPA*, vol. 4, no. 1, pp. 128-143, 2012.
- [6] L. Torres Caparrós, "Estudio de las corrientes marinas con la profundidad," pp. 38-64, 2015.
- [7] M. J. Suárez-López, R. Espina-Valdés, V. M. Fernández Pacheco, A. Navarro Manso, E. Blanco-Marigorta, and E. Álvarez-Álvarez, "A Review of Software Tools to Study the Energetic Potential of Tidal Currents," *Energies*, vol. 12, no. 9, p. 1673, 2019. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/9/1673>.
- [8] T. A. Adcock, S. Draper, G. T. Houlsby, A. G. Borthwick, and S. 희. oğluSena, "The available power from tidal stream turbines in the Pentland Firth," *Proceedings of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 469, no. 2157, p. 20130072, 2013.
- [9] P. Breeze, *Power generation technologies*. Newnes, 2019.
- [10] A. Bahaj and L. E. Myers, "Fundamentals applicable to the utilisation of marine current turbines for energy production," *Renewable energy*, vol. 28, no. 14, pp. 2205-2211, 2003.
- [11] O. E. Systems. "Evolución de la energía mareomotriz en 2023." <https://www.ocean-energy-systems.org/publications/oes-brochures/> (accessed 2024).
- [12] R. P. Minute, "Vertical Axis Tidal Current Turbine: Advantages and Challenges Review," *Science and Engineering*, vol. 3, 2016.
- [13] M. Khan, G. Bhuyan, M. Iqbal, and J. Quaiocoe, "Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review," *Applied energy*, vol. 86, no. 10, pp. 1823-1835, 2009.
- [14] Q. Peng, F. Bo, L. Hao, T. Xiange, S. Yulin, and Z. Dahai, "Review on configuration and control methods of tidal current turbines," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 108, pp. 125-139, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.051>.
- [15] J. Osa Amilibia and I. Aio, "Selection of the Electrical Generator for a Wave Energy Converter," in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10) Granada (Spain), 23rd to 25th March, 2010*, pp. 125-134.
- [16] J. A. Baroudi, V. Dinavahi, and A. M. Knight, "A review of power converter topologies for wind generators," *Renewable energy*, vol. 32, no. 14, pp. 2369-2385, 2007.
- [17] S. Benelghali, M. Benbouzid, and J.-F. Charpentier, "DFIG versus PMSG for marine current turbine applications," 2012.
- [18] H. H. Aly, "Dynamic modeling and control of the tidal current turbine using DFIG and DDPMSG for power system stability analysis," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 83, pp. 525-540, 2016.

- [19] H. T. Pham, J. M. Bourgeot, and M. Benbouzid, "Fault-tolerant finite control set-model predictive control for marine current turbine applications," *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 4, pp. 415-421, 2018.
- [20] A. J. Hernández Salazar, "Análisis y diseño de un convertidor electrónico de potencia para su uso en generadores eólicos y drives," pp. 5-14, 2011.
- [21] L. Valdivia Díaz, "Modelos de red de un sistema de generación por corrientes marinas," pp. 2-71, 2022.
- [22] F. Iov, M. Ciobotaru, and F. Blaabjerg, "Power electronics control of wind energy in distributed power systems," in *2008 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, 2008: IEEE, pp. XXIX-XLIV.
- [23] E. Muljadi, V. Gevorgian, A. Wright, J. Donegan, C. Marnagh, and J. McEntee, "Electrical power conversion of river and tidal power generator," in *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, 2016: IEEE, pp. 1-6.
- [24] M. Jamil, R. Gupta, and M. Singh, "A review of power converter topology used with PMSG based wind power generation," in *2012 IEEE Fifth Power India Conference*, 2012: IEEE, pp. 1-6.
- [25] S. Kumar Bisoyi, R. Jarial, and R. Gupta, "A review of the state of the art of generators and power electronics converter topologies for wind energy conversion system," *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, vol. 3, no. 3, pp. 283-291, 2013.
- [26] M. R. Islam, Y. Guo, and J. Zhu, "Power converters for wind turbines: Current and future development," *Materials and processes for energy: communicating current research and technological developments*, pp. 559-571, 2013.
- [27] P. E. Wiernes, M. G. Molina, and P. E. Mercado, "Modelado, simulación y análisis de una turbina eólica con generador sincrónico de imán permanente multipolo conectado a la red eléctrica," *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 13, 2009.
- [28] M. Diallo, S. Youssef, H. Gualous, M. Camara, and B. Dakyo, "Permanent magnet synchronous generator for tidal turbine application in Raz Blanchard—Modeling and control strategy," in *2014 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition*, 2014: IEEE, pp. 377-381.
- [29] K.-H. Kim, T. L. Van, D.-C. Lee, S.-H. Song, and E.-H. Kim, "Maximum output power tracking control in variable-speed wind turbine systems considering rotor inertial power," *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 60, no. 8, pp. 3207-3217, 2012.
- [30] M. Hannan, K. Parvin, Y. K. Kit, K. P. Jern, and M. Hoque, "Particle swarm optimization based fuzzy logic mppt inverter controller for grid connected wind turbine," *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 9, no. 1, pp. 164-174, 2019.
- [31] R. Reghu, V. Venkataraman, and A. Vidyapeetham, "PMSG Based Standalone Wind Electric Conversion System with MPPT," 11, 2019.
- [32] G. Hua and Y. Geng, "A novel control strategy of MPPT taking dynamics of wind turbine into account," in *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 2006: IEEE, pp. 1-6.
- [33] K.-H. Kim, D.-C. Lee, and J.-M. Kim, "Fast tracking control for maximum output power in wind turbine systems," in *2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2010: IEEE, pp. 1-5.
- [34] S. M. Barakati, M. Kazerani, and J. D. Aplevich, "Maximum power tracking control for a wind turbine system including a matrix converter," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 3, pp. 705-713, 2009.

- [35] R. Cárdenas and R. Peña, "Sensorless vector control of induction machines for variable-speed wind energy applications," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 1, pp. 196-205, 2004.
- [36] D. Kumar and K. Chatterjee, "A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 55, pp. 957-970, 2016.
- [37] A. Hassan, M. Sayed, and E. Mohamed, "Mppt Control Technique for Variable Speed Small Scale Wind Turbine Based Permanent magnet synchronous Generator," 12 2014.
- [38] J. Ahmed and Z. Salam, "An improved perturb and observe (P&O) maximum power point tracking (MPPT) algorithm for higher efficiency," *Applied Energy*, vol. 150, pp. 97-108, 2015.
- [39] M. A. A. M. Zainuri, M. A. M. Radzi, A. Che Soh, and N. A. Rahim, "Development of adaptive perturb and observe-fuzzy control maximum power point tracking for photovoltaic boost dc–dc converter," *IET Renewable Power Generation*, vol. 8, no. 2, pp. 183-194, 2014.
- [40] E. Koutroulis and K. Kalaitzakis, "Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications," *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 53, no. 2, pp. 486-494, 2006.
- [41] A. M. M. Herrera, "Simulación Herramienta para el estudio de sistemas reales," *Revista Científica Ingeniería y Desarrollo*, no. 6, pp. 104-112, 1999.
- [42] H. Hernández Luelmo, "Estudio comparativo de software para diseño, simulación y fabricación de placas de circuito impreso," 2021.
- [43] L. Matlab, "MATLAB & Simulink," ed: The MathWorks, Inc Natick (MA, USA, 2016.
- [44] M. L. González, "LTspice: Análisis de circuitos y dispositivos electrónicos," 2018.
- [45] I. N. d. E. y. G. (INEGI). "PRIMERA ENCUESTA NACIONAL SOBRE CONSUMO DE ENERGÉTICOS EN VIVIENDAS PARTICULARES (ENCEVI)." <https://www.inegi.org.mx/programas/encevi/2018/> (accessed 2023).
- [46] S. Benelghali, M. E. H. Benbouzid, J. F. Charpentier, T. Ahmed-Ali, and I. Munteanu, "Experimental validation of a marine current turbine simulator: Application to a permanent magnet synchronous generator-based system second-order sliding mode control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 118-126, 2010.
- [47] S. E. B. Elghali, R. Balme, K. Le Saux, M. E. H. Benbouzid, J. F. Charpentier, and F. Hauville, "A simulation model for the evaluation of the electrical power potential harnessed by a marine current turbine," *IEEE Journal of Oceanic Engineering*, vol. 32, no. 4, pp. 786-797, 2007.
- [48] N. Turner, A. Owen, and M. Hossain, "Modeling tidal turbines," in *OCEANS 2008*, 2008: IEEE, pp. 1-6.
- [49] Y. Li, B. J. Lence, and S. M. Calisal, "Modeling tidal turbine farm with vertical axis tidal current turbines," in *2007 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, 2007: IEEE, pp. 697-702.
- [50] D. R. L. Flores, "ANÁLISIS, SIMULACIÓN, DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN CONTROLADOR PARA EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA (MPPT) EN UN AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA (SWT) EN APLICACIONES AISLADAS A LA RED ELÉCTRICA," 2012.
- [51] M. Hilmy, M. Orabi, M. E. Ahmed, M. El-Nemr, and M. Youssef, "A less sensor control method for standalone small wind energy using permanent magnet synchronous generator," in *2011 Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2011: IEEE, pp. 1968-1974.

- [52] *Simulink de Matlab, Library: Simscape / Electrical / Specialized Power Systems / Renewables / Wind Generation*. (2019).
- [53] O. Carranza Castillo, "Estudio de técnicas de control de rectificadores Boost Trifásicos con filtro LCL para reducción de la distorsión armónica en corriente, aplicadas al procesado eficiente de energía en aerogeneradores síncronos de imanes permanentes operando a velocidad variable," Universidad Politécnica de Valencia, 2012.
- [54] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*, primera edición en español por McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE MEXICO, S. A. de C. V. ed. 1996.
- [55] S. J. Chapman, *Máquinas eléctricas*, 5ta ed. McGRAW-HILL/INTERAMERICANA S.A. DE C.V, 2012, p. 502.
- [56] A. Salazar Vélez, "Modelado y simulación de un generador síncrono de imán permanente: caso de estudio generador a gasolina de 800W," Tesis Maestría, Fact. Ingeniería y arquitectura, Dpto. Eléctrica ..., 2015.
- [57] E. Clarke, *Circuit Analysis of A-C Power Systems: Symmetrical and Related Components* (no. v. 1). Wiley, 1943.
- [58] C. L. Fortescue, "Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 37, no. 2, pp. 1027-1140, 1918.
- [59] R. H. Park, "Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 48, no. 3, pp. 716-727, 1929.
- [60] J. Martínez and G. Nájera, "Modelado y Simulación de Parques Eólicos Integrados a los Sistemas Eléctricos de Potencia," *Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero Eléctrico Electrónico no publicado, Universidad Nacional Autónoma de México, México*, 2017.
- [61] M. M. Canteli, "Regulación, control y protección de máquinas eléctricas," 2019. [Online]. Available: <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/2264/course/section/2183/convertidores.pdf>.
- [62] D. W. Hart, *Electrónica de potencia*. Prentice Hall Madrid, España, 2001.
- [63] M. Arifujjaman, "Modeling, simulation and control of grid connected Permanent Magnet Generator (PMG)-based small wind energy conversion system," in *2010 IEEE Electrical Power & Energy Conference*, 2010: IEEE, pp. 1-6.
- [64] M. H. Rashid, *Electrónica de Potencia*, 4 ed. Pearson Educación, 2015, p. 684.
- [65] D. J. A. Roffiel, "Introducción a la Electrónica de Potencia y los convertidores CD/CD " Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, 2023.
- [66] M. H. Rashid, *Power electronics handbook*. Butterworth-Heinemann Fourth Edition, 2018.
- [67] F. L. Luo and H. Ye, *Advanced DC/AC Inverters: Applications in Renewable Energy*. CRC Press, 2013.
- [68] D. A. Porrás Fernández, "Estrategia de Control para VSI con Filtro LC de Dos Etapas," Universidad Nacional del Sur, 2019.
- [69] "IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems," *IEEE Std 519-2022 (Revision of IEEE Std 519-2014)*, pp. 1-31, 2022, doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9848440.
- [70] "Centro Mexicano de Innovación en Energía – Océano." <https://www.cemieoceano.mx/infografias.html> (accessed 2023).
- [71] J. C. Alcérrecá-Huerta *et al.*, "Energy yield assessment from ocean currents in the insular shelf of Cozumel Island," *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 7, no. 5, p. 147, 2019.

- [72] I. M. Tapia. "Centro Mexicano de Innovación en Energía – Océano." <https://www.cemieoceanomx/infografias.html> (accessed 2023).
- [73] A. Iyer, S. Couch, G. Harrison, and A. Wallace, "Variability and phasing of tidal current energy around the United Kingdom," *Renewable Energy*, vol. 51, pp. 343-357, 2013.
- [74] GEBCO. "Carta Batimétrica Internacional de Mar Caribe y Golfo de México." <https://www.gebco.net/about-us/committees-and-groups/scrum/ibcca/index-s.html> (accessed 2023).
- [75] CIGoM. "Batimetría del Golfo de México y del Mar Caribe." <https://atlasigom.cicese.mx/dataset/batimetria> (accessed).
- [76] "Pueblo Nuevo (Cozumel, Quintana Roo)." <https://mexico.pueblosamerica.com/i/pueblo-nuevo-61/> (accessed 2024).
- [77] T. MathWorks, "Simulink de Matlab, Library: Simscape / Electrical / Specialized Power Systems / Fundamental Blocks / Machines," ed, 2020.
- [78] K. AVX. "FFLR6Q0108KJE." <https://www.digikey.com.mx/es/products/detail/kyocera-avx/FFLR6Q0108KJE/13580193?s=N4lgjCBcoEwAwBYCcVQGMoDMCGAbAzgKYA0IA9IANrhY0AEArQGlgC6pADgC5QgCqAOwCWXPkYASoWz4ArgCdCIAL6I4ADhioQGSDgIlyVcHQC2oqBan8bTj0i9hYydLmKVy5UA> (accessed 2024).
- [79] E.-T. Electronics. "B25632B0187K800." <https://www.digikey.com.mx/es/products/detail/epcos-tdk-electronics/B25632B0187K800/12326448> (accessed 2024).
- [80] Infineon. "IKQ75N120CS6." <https://www.infineon.com/cms/en/product/power/igbt/igbt-discretes/ikq75n120cs6/> (accessed 2024).
- [81] Infineon. "AIKQ100N60CT." <https://www.infineon.com/cms/en/product/power/igbt/automotive-qualified-igbts/automotive-igbt-discretes/aikq100n60ct/> (accessed 2024).
- [82] CDE. "944L161K801ABI." <https://www.digikey.com.mx/es/products/detail/cornell-dubilier-knowles/944L161K801ABI/17936235> (accessed 2024).
- [83] KEMET. "C44UQGT6560M51K." <https://www.digikey.com.mx/es/products/detail/kemet/C44UQGT6560M51K/10673983?s=N4lgjCBcpgTAnAZiqAxIAZgQwDYGcBTAGhAHsoBtEAdmrHgA4QBdEqBwBcoQBIDgJwCWAOWDmIAL4IYABgAs8FCHSRs%2BYmUogArADYZAAgCtAMRbsukEAFVhgjgHkMAWQJY8AV34FJ0mQ1qIFTVCEnJIKjAAOm0DAFsHAAs4vHMQTm5beydXdy8fCUKqA> (accessed 2024).