



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

**OPTIMIZACIÓN EN DIMENSIONAMIENTO Y
CONTROL ENERGÉTICO DE SISTEMAS
HÍBRIDOS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN
ECUADOR**

Wilian Paul Arévalo Cordero

Los directores de la Tesis:

Fdo. Dr. Francisco Jurado Melguizo
Profesor titular de Universidad

Fdo. Dr. Juan Carlos Lata García
Catedrático de Universidad



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

OPTIMIZACIÓN EN DIMENSIONAMIENTO Y CONTROL ENERGÉTICO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR

Wilian Paul Arévalo Cordero

El acto de defensa y lectura de Tesis se celebra el 10 de febrero de 2021 en la Universidad de Jaén, ante el siguiente Tribunal evaluador quién decide otorgar la calificación de:

Sobresaliente "cum laude"

Tribunal

Presidente

Juan Leonardo Espinoza

Secretario

Antonio Cano Ortega

Vocal

Andrea A. Eras Almeida

Agradecimientos

*“Para trascender en la vida, para ser de verdad,
hay que ampliar horizontes, hay que cambiar de lugar”
María Zambrano*

En primer lugar, le agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizaje.

En segundo lugar, quiero agradecer a mi director de Tesis, Francisco Jurado Melguizo por su dedicación, ayuda y sabios consejos, a mi codirector Juan Carlos Lata por su experiencia compartida y a mis colegas de investigación Antonio Cano, Marcos Tostado y Javier Benavides que, gracias a su ayuda, compromiso y paciencia, han hecho posible que llegue hasta aquí.

Además, quiero agradecer a aquellas instituciones que me han abierto las puertas en este largo camino, a la Universidad de Cuenca por brindarme apoyo mediante su laboratorio de microredes, que me ha permitido encaminar objetivamente en este proyecto. Quiero mostrar mis respetos también a la institución que acoge este proyecto, la Universidad de Jaén, por recibirme como un alumno más, facilitarme diversas herramientas de investigación a pesar de la distancia.

Estaré siempre eternamente agradecido con mis padres Mariana y Bolívar, por educarme como persona y permitirme el lujo de poder instruirme sin que el aspecto económico fuese un problema, a mis hermanos Edwin, Vero y Álvaro y sobre todo a mi novia Taty, quienes han sido los que han soportado mis ausencias y frustraciones durante todo este tiempo de estudios.

Resumen

La creciente demanda de energía eléctrica referida como factor clave en el desarrollo de la sociedad actual, junto con una industria basada principalmente en hidrocarburos, impulsan el desarrollo de nuevas tecnologías renovables que podrían encaminar a un desarrollo sostenible. Por lo tanto, la presente Tesis tiene como objetivo analizar la factibilidad de sistemas híbridos compuestos por energías renovables, su optimización y control energético en el Ecuador.

En base a ello, en este documento se han realizado varios estudios donde se analiza el impacto de sistemas híbridos renovables (HRES) compuesto por energía fotovoltaica (PV), turbinas hidrocinéticas (HKT), turbinas eólicas (WT), baterías y gasificadores de biomasa (GB). Las simulaciones de los HRES, en algunos casos se realiza utilizando herramientas computacionales como HOMER Pro y Matlab Simulink. Los resultados demuestran que, al utilizar sistemas renovables conformados por más de una fuente energética son más eficientes con respecto a sistemas con una sola fuente renovable.

Esta Tesis también presenta una comparativa entre tres sistemas alternativos para impulsar a un tranvía ubicado en Cuenca - Ecuador. Cada sistema estudia la combinación efectiva de supercondensadores (SC), baterías de iones de litio (LIB) y celdas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC) a bordo. El primer sistema trata de la gestión energética de las fuentes renovables (PV/HKT/GB) en conjunto con SC y PEMFC simuladas en HOMER Pro, el segundo sistema utiliza baterías de ion litio como respaldo al sistema anterior mencionado (PV/HKT/GB/SC/PEMFC/LIB). Mientras que el tercer sistema no cuenta con fuentes renovables ya que utiliza energía de la red desde un único punto de carga para abastecer al tranvía, este sistema está formado por (SC/PEMFC/LIB/red eléctrica) haciendo que el tranvía sea completamente autónomo. El análisis energético y económico se basa en la capacidad de cada sistema para abastecer la carga y los recursos utilizados. Los resultados muestran que los nuevos sistemas de control propuestos son siempre capaces de suministrar la potencia que necesita el tranvía durante todo su recorrido.

Otro bloque analizado en esta Tesis son los sistemas multienergéticos que, recientemente han sido protagonistas de un creciente interés en este campo. Este tipo de redes involucran diferentes vectores de energía y los trata en su conjunto. Los casos más típicos contemplan subsistemas eléctricos, de gas natural e hidrógeno. Se han realizado múltiples esfuerzos para modelar este tipo de redes para problemas de gestión energética. La sección final de esta Tesis tiene como objetivo desarrollar un modelo de microrredes (MG) completo pero manejable y multienergético, que permita representar con precisión la interacción entre los subsistemas eléctricos, de gas natural e hidrógeno. Los resultados muestran que el modelo desarrollado es capaz de representar con precisión el comportamiento operativo de las microrredes multienergéticas, que pueden ser valiosas para múltiples herramientas de investigación y educación aplicadas en estaciones de servicio híbridas.

Abstract/Summary

The growing electrical demand considered a key factor in the development of today's society, together with an industry based mainly on hydrocarbons, are driving the development of new renewable technologies that could lead to sustainable development. Therefore, this thesis aims to analyze the feasibility of hybrid systems composed of renewable energies, their optimization and energy control in Ecuador.

Based on, several studies have been done where the impact of off-grid renewable hybrid systems (HRES) composed of photovoltaic energy (PV), hydrokinetic turbines (HKT), wind turbines (WT), batteries and biomass gasifiers (GB). The simulations of HRES have been done using computational tools such as HOMER Pro and Matlab Simulink. The results have shown that, by using renewable systems made up of more than one energy source simultaneously, the system is more efficient and promising.

This work also presents a comparison of three alternative systems to supply the traction power of a tramway in Cuenca - Ecuador. Each system studies the effective combination of supercapacitors (SC), lithium-ion batteries (LIB), and proton exchange membrane fuel cells (PEMFC) on board. The first system deals with the energy management of renewable sources (PV/HKT/GB) in conjunction with SC and PEMFC simulated in HOMER Pro, the second system uses lithium ion batteries as a backup to the above mentioned system (PV/HKT/GB/SC/PEMFC/LIB). While the third system does not consist of renewable sources, using energy from the grid in a single charging point to supply the tramway (SC/PEMFC/LIB/electrical grid) making the tramway completely autonomous. The energy and economic analyzes are based on the capacity of each system to supply the load and the resources used. The results show that the new proposed control systems are always capable of supplying the tramway on its round trip.

Another block analyzed in this thesis is the multi-energy systems that, recently, there has been a growing interest in this field. This type of network involves different energy vectors and treats them as a whole. The most typical cases contemplate electrical, natural gas and hydrogen subsystems. Multiple efforts have been made to model this type of network for energy management problems. The final section of this thesis aims to develop a complete but manageable, but multi-energetic, microgrid model (MG) that allows to accurately represent the interaction between the electrical, natural gas and hydrogen subsystems. The results show that the developed model is capable of accurately representing the operational behavior of multi-energy microgrids, which can be valuable for multiple research and education tools applied to hybrid refueling stations.

Dedicatoria

A mi familia y seres queridos

Ascendientes y descendientes

Consanguíneos y afines

Presentes y ausentes

A todos los que compartimos una meta tras varios objetivos

Porque sin caídas ni tropiezos, el éxito no es grato

Contenido general de la Tesis

Capítulo 1	1
1.1. Introducción al sector eléctrico	3
1.1.1. Matriz de energía eléctrica en América Latina y el Mundo	4
1.1.2. Marcos regulatorios y planes energéticos vigentes	6
1.1.3. Acuerdo de París	6
1.1.4. Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7)	7
1.1.5. Objetivos regionales en América Latina y el Caribe	7
1.1.6. Plan maestro de electricidad en Ecuador 2016 – 2025	8
1.1.7. Plan nacional de eficiencia energética (PLANEE) en Ecuador 2016-2035	9
1.2. Fuentes de Energía Renovable	9
1.2.1. Sistemas renovables conectados a la red	10
1.2.2. Sistemas renovables aislados	10
1.3. Sistemas Híbridos Renovables	12
1.3.1. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico (PV-WT)	12
1.3.2. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico – almacenamiento por baterías (PV-WT-BAT)	13
1.3.3. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico – diesel – almacenamiento por baterías (PV-WT-DG-BAT)	13
1.3.4. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico – almacenamiento hidráulico por bombeo (PV-WT-PH)	14
1.3.5. Turbinas hidrocíntrica en sistemas eléctricos híbridos	15
1.3.6. Hidrogeno en sistemas híbridos renovables	15
1.4. Objetivo de la Tesis	16
Capítulo 2	22
2.1. Introducción	24
2.2. Evolución en la optimización de sistemas híbridos	24
2.2.1. Técnicas de optimización clásicas	24
2.2.1.1. Técnicas probabilísticas	24
2.2.1.2. Técnicas iterativas	25
2.2.1.3. Técnicas analíticas	26
2.2.1.4. Técnicas numéricas	27
2.2.2. Técnicas de optimización modernas	28
2.2.2.1. Optimización de Enjambre de Partículas (PSO)	29
2.2.2.2. Algoritmo Genético (GA)	30
2.2.2.3. Redes Neuronales de Propagación hacia Atrás (BPNN)	30
2.2.2.4. Método de Montecarlo	30
2.2.3. Herramientas computacionales	31
Tabla 2.5 Softwares de optimización más utilizados en la literatura	32
2.2.4. Indicadores utilizados en optimización de sistemas híbridos	33
2.2.5. Retos en optimización de sistemas híbridos	33

2.3. Conclusiones del Capítulo	34
Referencias.....	34
Capítulo 3	44
3.1. Introducción	46
3.2. Representación matemática de los componentes de un sistema híbrido renovable	46
3.2.1. Modelo de un panel solar fotovoltaico (PV)	46
3.2.1.1. Modelo ideal de una celda fotovoltaica	47
3.2.1.2. Modelo real de una celda fotovoltaica de un diodo	48
3.2.1.3. Modelo real de una celda fotovoltaica de doble diodo	48
3.2.1.4. Determinación de la corriente de saturación del diodo	49
3.2.1.5. Determinación del factor de idealidad del diodo	49
3.2.1.6. Determinación de la corriente I_{pv}	49
3.2.1.7. Determinación de los valores de R_s y R_{sh}	50
3.2.2. Modelo Matemático de una Turbina Eólica (WT)	50
3.2.2.1. Modelo matemático de un aerogenerador basado en ecuaciones fundamentales.....	50
3.2.2.1.1. Impacto de la distribución de la velocidad de viento	51
3.2.2.1.2. Impacto de la altura de la torre y la rugosidad del terreno.....	51
3.2.2.1.3. Impacto de la curva de potencia de la turbina eólica.....	52
3.2.2.2. Modelo Matemático de un Aerogenerador basado en Técnicas de Interpolación por Splines cúbicos.....	52
3.2.3. Modelo Matemático de una Turbina Hidrocinética (HKT).....	54
3.2.3.1. Impacto de la profundidad del canal o río.....	55
3.2.3.2. Impacto de la curva de potencia	55
3.2.4. Modelo Matemático de un Gasificador de Biomasa (GB)	56
3.2.4.1. Proceso de Pirolicación.....	57
3.2.4.2. Proceso de Gasificación	58
3.2.4.3. Proceso de Generación de Energía Eléctrica	58
3.2.5. Modelo Matemático de un Generador Diesel (DG)	59
3.2.6. Modelo Matemático del Sistema de Almacenamiento Energético por Baterías (BAT)	62
3.2.7. Modelo Matemático de un Supercapacitor (SC)	67
3.2.8. Modelo Matemático de un Sistema de Generación de Electricidad y Almacenamiento Energético en base a Hidrógeno.....	69
3.2.8.1. Modelo matemático de una celda de combustible (FC)	69
3.2.8.2. Modelo matemático de un electrolizador (ELZ)	71
3.2.8.3. Modelo matemático de un tanque de hidrógeno (H2tank)	71
3.3. Conclusiones del Capítulo.....	72
Referencias.....	72
Capítulo 4	77
Capítulo 5	79
Capítulo 6	83
Capítulo 7	86

Capítulo 8	88
Conclusiones y líneas futuras de investigación.....	88
2.1. Conclusiones y aportaciones de la Tesis	89
2.2. Líneas de investigación futuras	91
2.3. Curriculum Vitae	93
2.4. Contribuciones.....	94

Lista de símbolos/nomenclatura

Símbolo	Descripción	Unidades
I_{pv}	Fotocorriente generada por la celda solar	A
I_d	Corriente de difusión en regiones PN que atraviesa por el diodo	A
I_{sh}	Corriente shunt o en paralelo	A
I_{cel}	Corriente de salida de la celda solar	A
R_s	Resistencia en serie	Ohm
V_d	Voltaje del diodo	V
V_T	Voltaje térmico de la celda solar	V
I_s	Corriente de saturación inversa del diodo	A
η	Factor de idealidad del diodo	s/u
I_{cel}	Corriente de salida de una celda solar	A
V	Voltaje de entrada de una celda solar	V
I_{s1}	Corriente de saturación inversa del diodo # 1	A
I_{s2}	Corriente de saturación inversa del diodo # 2	A
η_1	Factor de idealidad del diodo # 1	A
η_2	Factor de idealidad del diodo # 2	A
K_v	Coefficiente de voltaje/temperatura de circuito abierto	V/K
K_i	Coefficiente de corriente/temperatura de cortocircuito	A/K
Δ_T	Diferencia entre la temperatura actual y la nominal	K
$I_{pv,STC}$	Fotocorriente generada en condiciones estándar	A
C_p	Coefficiente de potencia o eficiencia de la turbina eólica	s/u
$\eta_{m,WT}$	Eficiencia de la transmisión mecánica de una turbina eólica	s/u
η_{WT}	Eficiencia del generador eléctrico conectado a la turbina eólica	s/u
k_{Wb}	Parámetro de forma de la distribución de Weibull	s/u
c_{Wb}	Parámetro de escala de la distribución de Weibull	m/s
v_1	Velocidad del viento a la altura 1	m/s
v_2	Velocidad del viento a la altura 2	m/s
h_1	Altura #1 de la turbina eólica	m
h_2	Altura #2 de la turbina eólica	m
n_s	Número de funciones de interpolación por splines cúbicos	s/u
a, b, c	Coefficientes del polinomio de funciones de interpolación spline cúbica	s/u
v_c	Velocidad inicial de una turbina eólica	m/s

Símbolo	Descripción	Unidades
v_r	Velocidad nominal de una turbina eólica	m/s
v_f	Velocidad de corte de una turbina eólica	m/s
P_r	Potencia media de una turbina eólica	kW
P_e, P_{WT}	Potencia eléctrica de una turbina eólica	kW
P_{HKT}	Potencia eléctrica de una turbina hidrocínética	kW
P_{roth}	Potencia mecánica extraída de una turbina hidrocínética	kW
η_{th}	Eficiencia de la transmisión mecánica de una turbina hidrocínética	s/u
η_{gh}	Eficiencia del generador eléctrico conectado a una turbina hidrocínética	s/u
ρ_h	Densidad del agua	kg/m ³
A_{ph}	Area proyectada frontal del rotor de una turbina hidrocínética	m ²
V_h	Velocidad del agua	m/s
C_{ph}	Coefficiente de potencia de una turbina hidrocínética	s/u
λ_h	Relación de la velocidad de la punta de la turbina hidrocínética	rad
ω_h	Velocidad angular de la turbina hidrocínética	rad/s
D_h	Diámetro del rotor de la turbina hidrocínética	m
R_e	Número de Reynolds	s/u
μ	Viscosidad absoluta del agua	Pa.s
C_{mh}	Coefficiente de momento de una turbina hidrocínética	s/u
T_h	Par del motor eléctrico conectado a la turbina hidrocínética	Nm
$(V_{hprom,a})$	Velocidad de río en el punto $y_{h,a}$	m/s
$(V_{hprom,b})$	Velocidad de río en el punto $y_{h,b}$	m/s
$\frac{1}{m_h}$	Rugosidad del lecho del río	μ m
$Y_{j,F}$	Rendimiento del i-ésimo producto seco sin cenizas F	s/u
$Y_{a,F}$	Contenido de cenizas del combustible	g
$Y_{M,K}$	Base de combustible sin pretratamiento	s/u
$Y_{ch,F}$	Cantidad de biomasa seca sin cenizas	kg
$Y_{V,F}$	Cantidad de productos volátiles	kg
$Y_{M,F}$	Contenido de humedad en el combustible	V/V
$Y_{tar,F}$	Cantidad de alquitrán sin ceniza	kg
$Y_{H2O,F}$	Cantidad de agua pirolítica	m ³
$Y_{G,F}$	Cantidad de gas pirolítico	m ³
$Y_{C_xH_y,F}$	Hidrocarburos ligeros agrupados sin metano	gal.
$Y_{CH_4,F}$	Cantidad de metano	m ³

Símbolo	Descripción	Unidades
$Y_{CO,F}$	Cantidad de monóxido de carbono	mg/m ³
$Y_{H_2,F}$	Cantidad de hidrógeno	g/ml
y	Número de átomos de hidrógeno por cada átomo de carbono en el char	Z
z	Número de átomos de oxígeno por cada átomo de carbono en el char	Z
x_1, \dots, x_6	Número de moles en los productos de gasificación	mol
E_{gb}	Energía eléctrica generada por un gasificador de biomasa	kWh
HHV_{gas}	Poder calórico superior del gas	MJ/kg
$\eta_{gas-engine}$	Eficiencia del generador eléctrico conectado al gasificador	s/u
$m\dot{H}_2$	Masa total de hidrógeno recolectado	g
m_{CO}	Masa total de monóxido de carbono recolectado	g
m_{CH_4}	Masa total de gas metano recolectado	g
E_{DG}	Energía eléctrica de salida de un generador diesel	kWh
P_{DG}	Potencia eléctrica de salida de un generador diesel	kW
η_{DG}	Eficiencia del generador diesel	s/u
t_{DG}	Tiempo de operación del generador diesel	h
F	Consumo de combustible del generador diesel	l/h
F_0	Coefficiente de intersección de la curva de combustible	l/h/kW
Y_{DG}	Capacidad del generador diesel	kW
F_1	Pendiente de la curva de combustible del generador diesel	u/h/kW
$m_{fuel,DG}$	Caudal másico del combustible de entrada al generador diesel	kg/h
$LHV_{fuel,DG}$	Poder calorífico inferior del combustible del generador diesel	MJ/kg
$\rho_{fuel,DG}$	Densidad del combustible del generador diesel	kg/m ³
p_{DG}	Relación entre la potencia y capacidad del generador diesel	s/u
q_1 y q_2	Carga disponible y la carga estática en una batería de plomo ácido	C
$h_{1,LAB}$ y $h_{2,LAB}$	Niveles de los tanques 1 y 2 del modelo cinético de una batería de plomo ácido	m
k_{bat}	Constante de velocidad	s/u
c_{bat}	Relación del tanque con almacenamiento energético disponible y el tamaño de ambos tanques	s/u
$Q_{m\acute{a}x}$	Cantidad máxima de energía	kWh
Q_1	Energía disponible al inicio del intervalo de tiempo	kWh
Q	Cantidad total de energía disponible	kWh
$P_{N,VRF}$	Potencia nominal de la batería de vanadio redox	kW
$R_{reaction}$	Pérdidas por corrientes parásitas en una batería de vanadio redox	Ohm

Símbolo	Descripción	Unidades
$R_{resistive}$	Pérdidas por resistencias internas en una batería de vanadio redox	Ohm
R_{fixed}	Pérdidas en las bombas representativas una batería de vanadio redox	Ohm
$V_{stack, VRF}$	Voltaje en una batería de vanadio redox	V
$V_{equilibrium}$	Diferencia de potencial estándar de cada celda de una batería de vanadio redox	V
k_{VRF}	Constante que afecta al funcionamiento de la batería de vanadio redox	s/u
Q_{LIB}	Capacidad nominal de la batería de ion litio	Ah
C_{LIB}	Factor ajustable	s/u
$I_{C, LIB}$	Corriente de carga de una batería de ion litio	A
$I_{D, LIB}$	Corriente de descarga de una batería de ion litio	A
$R_{1, LIB}$ y $R_{2, LIB}$	Resistencias internas de una batería de ion litio	Ohm
$t_{C, LIB}$	Tiempo de carga de una batería de ion litio	h
$t_{D, LIB}$	Tiempo de descarga de una batería de ion litio	h
$a_1 \dots a_{31}$	Coefficientes polinómicos	s/u
$C_{1, SC}$	Capacitancia delo bloque de respuesta rápida de un supercapacitor	F
$C_{0, SC}$	Capacitancia constante	F
$C_{V, SC}$	Parámetro constante	F/V
$V_{1, SC}$	Voltaje en la región de rápida respuesta de un supercapacitor	V
$N_{S, SC}$	Número de celdas en serie de un superacpacitor	s/u
$N_{P, SC}$	Número de celdas en paralelo de un superacpacitor	s/u
U_{SC}	Voltaje en cada celda de un superacpacitor	V
$Q_{1, SC}$	Carga instantánea de un supercapacitor	Ah
$V_{2, SC}$	Voltaje en la región de respuesta lenta de un supercapacitor	V
E_{FC}	Eficiencia termodinámica de una celda de combustible	s/u
η_{act}	Voltaje de activación de una celda de combustible	V
η_{ohmic}	Potencial óhmico de una celda de combustible	V
η_{diff}	Diferencia de potencial de difusión de una celda de combustible	V
I_{FC}	Corriente eléctrica generada por una celda de combustible	A
LHV_{H_2}	Poder calorífico inferior del hidrógeno	MJ/kg
$\xi_1 \dots \xi_4$	Coefficientes semi-empíricos para el cálculo de la activación del potencial de la celda de combustible	s/u
$C_{O_2}^*$	Concentración de oxígeno en el cátodo de una celda de combustible	Kg
T_{FC}	Temperatura de la celda de combustible	K
i_{FC}	Densidad de corriente en una celda de combustible	A/cm ²
$R_{FC}^{internal}$	Resistencia interna de cada celda de combustible individual	Ohm

Símbolo	Descripción	Unidades
P_{FC}	Potencia eléctrica de salida de una celda de combustible	kW
$m_{H_2,ELZ}$	Flujo másico del combustible producido por un electrolizador	kg/s
γ_{Htank}	Coefficiente politrófico en un tanque de hidrógeno	s/u
$T_{in,comp}$	Temperatura de entrada de un compresor	K
η_{comp}	Eficiencia de un compresor	s/u
η_{tank}	Eficiencia de un tanque de hidrógeno	s/u
P_1 y P_2	Presiones de entrada y salida del tanque de hidrógeno	Mpa
R_{comp}	Radio del compresor	m
R_{Htank}	Radio del tanque de hidrógeno	M
$P_0(t)$	Potencia de salida del inversor	kW
$P_i(t)$	Potencia de entrada del inversor	kW
C_{ta}	Costo total anualizado	\$
CRF	Factor de recuperación de capital	\$
C_{cap}	Costo capital	\$
C_{rep}	Costo de reemplazo	\$
$C_{O\&M}$	Costo de operación y mantenimiento	\$
n_p	Tiempo de vida del proyecto	Años
i_p	Interés anual	s/u
i'_p	Tasa de interés	s/u
f_p	Tasa de inflación anual	s/u
E_{sp}	Energía total durante un año	kWh/año
Q_d	Consumo de diesel de un vehículo de transporte de biomasa	l
D_f	Distancia recorrida por el vehículo de transporte	km
Q_{td}	Costo por transporte de una tonelada de biomasa	\$/ton
C_t	Costo medio de transporte de biomasa	\$/ton
C_d	Costo del litro de diesel que consume un vehículo de transporte	\$/l
C_{tb}	Costo de biomasa transportada hasta el lugar	\$/ton
P_{load}	Potencia de la carga o demanda	kW
E_{PH}	Energía producida por una central de bombeo	kWh
P_{PV}	Potencia de salida de un sistema fotovoltaico	kW
P_{bat}	Potencia de salida de una batería	kW
P_{inv}	Potencia de salida de un inversor o convertidor	kW
P_{GB}	Potencia de salida de un gasificador de biomasa	kW
$V_{reservorio}$	Volumen de un reservorio de agua	m ³

Símbolo	Descripción	Unidades
h_{presa}	Altura de una presa o dique	m
η_{PH}	Eficiencia de un sistema de almacenamiento por bombeo	s.u.
P_{tram}	Potencia eléctrica del tranvía	kW
P_{grid}	Potencia de la red eléctrica	kW
P_{red}	Potencia de las fuentes renovables	kW
$P_t^{EG,buy} / P_t^{EG,sell}$	Energía comprada/vendida de/a la red eléctrica en el momento t	kW
P_t^{RES}	Potencia suministrada por las RES en el momento t	kW
$\overline{P_t^{RES}}$	Capacidad de las RES en el tiempo t	kW
$P_t^{ESS,ch} / P_t^{ESS,dis}$	Energía intercambiada por el ESS con el MG en modo de carga/descarga en el momento t	kW
E_t^{ESS}	Energía almacenada en el ESS en el momento t	kWh
P_t^{G2P}	Energía suministrada por la unidad G2P en el momento t	kW
P_t^{P2H}	Potencia de entrada de la unidad P2G (proceso de electrólisis) en el momento t	kW
$P_t^{Load,i}$	Carga eléctrica en el momento t con tarifa i	kW
$P_t^{EVs,i}$	Consumo de energía de los vehículos eléctricos en el momento t en modo de carga i	kW
$G_t^{NG,buy} / G_t^{NG,sell}$	NG comprado/vendido de/a la red de NG en el momento t	m ³
G_t^{G2P}	Entrada de la unidad G2P en el momento t	m ³
$G_t^{Co,in} / G_t^{Co,out}$	Entrada/Salida del compresor NG en el momento	m ³
$G_t^{NGSS,in} / G_t^{NGSS,out}$	Entrada/salida de NGSS en el momento t	m ³
G_t^{H2G}	Gas natural suministrado por la unidad P2G (proceso de metanización) en el momento t	m ³
$G_t^{NGVs,i}$	Gas natural suministrado a los NGV en el momento t en modo de carga i	m ³
$G_t^{Load,i}$	Demanda de gas natural en el momento t con tarifa i	m ³
H_t^{P2H}	Hidrógeno producido por P2G (proceso de electrólisis) en el momento t	m ³
$H_t^{HSS,in} / H_t^{HSS,out}$	Entrada/salida de HSS en el momento t	m ³
H_t^{H2G}	Entrada de la unidad P2G (proceso de metanización) en el momento t	m ³
$H_t^{HVs,i}$	Hidrógeno suministrado a los HVs en el momento t en modo de carga i	m ³
I_t^i	Estado de compromiso de la unidad despachable i en el momento t	Binario
$\overline{P_{EG,buy}} / \overline{P_{EG,sell}}$	Capacidad de la red eléctrica para comprar/vender electricidad	kW
$\overline{E_{ESS}}$	Capacidad de ESS	kWh
G_i^{G2P} / P_i^{G2P}	i th punto de la curva de generación de la unidad G2P para la representación por partes	m ³ /kW
$\overline{P_{P2H}} / \overline{P_{P2H}}$	Capacidad máxima/mínima de la unidad P2G (proceso de electrólisis)	kW
$\overline{G_{NG,buy}} / \overline{G_{NG,sell}}$	Capacidad de la red de GN para comprar / vender gas	m ³
$\overline{G_{Co}}$	Capacidad de entrada/salida del compresor NG	m ³

Símbolo	Descripción	Unidades
$\overline{G_{NGSS,in}}/\overline{G_{NGSS,out}}$	Capacidad de entrada/salida de la NGSS	m ³
$\overline{G_{NGSS}}$	Capacidad del NGSS	m ³
$\overline{H_{HSS,in}}/\overline{H_{HSS,out}}$	Capacidad de entrada/salida del HSS	m ³
$\overline{H_{HSS}}$	Capacidad del HSS	m ³
$\overline{H_{H2G}}/\underline{H_{H2G}}$	Capacidad máxima/ mínima de la unidad P2G (proceso de metanización)	m ³
RU_{EG}/RD_{EG}	Límites de rampa ascendente/descendente de la red eléctrica	kW
RU_{G2P}/RD_{G2P}	Límites de rampa ascendente/descendente de la unidad G2P	m ³
RU_{NG}/RD_{NG}	Límites de rampa ascendente/descendente de la red NG	m ³
RU_{P2H}/RD_{P2H}	Límites de rampa ascendente/descendente de la unidad P2G (proceso de electrólisis)	kW
RU_{H2G}/RD_{H2G}	Límites de rampa ascendente/descendente de la unidad P2G (proceso de metanización)	m ³
η_{tr}	Eficiencia del transformador de acoplamiento a la MG	pu
η_{RES}	Eficiencia de las fuentes renovables	pu
$\eta_{ESS,ch}/\eta_{ESS,dis}$	Eficiencia ESS en modo de carga/descarga	pu
η_{G2P}	Eficiencia de la unidad G2P	pu
η_{Co}	Eficiencia del compresor de gas natural	pu
η_{Conv}	Eficiencia del convertidor	pu
η_{P2H}	Eficiencia del sistema P2G (proceso de electrólisis)	pu
DOD_{ESS}	Profundidad de descarga del ESS	pu
DOD_{NGSS}	Profundidad de descarga del NGSS	pu
DOD_{HSS}	Profundidad de descarga del HSS	pu
$E_{ESS,0}$	Carga inicial del ESS	kWh
$G_{NGSS,0}$	Carga inicial del NGSS	m ³
$H_{HSS,0}$	Carga inicial del HSS	m ³
CF_{CH_4}	Factor de compresibilidad NG	pu
CF_{H_2}	Factor de compresibilidad del hidrógeno	pu
$e2P$	Relación energía-potencia	h
$\Delta\tau$	Intervalo de tiempo	h
HHV_{H_2}	Alto poder calorífico del hidrógeno gaseoso	kWh/m ³
$\phi_{H_2 \rightarrow CH_4}$	Factor de conversión $H_2 \rightarrow CH_4$	pu
$\lambda_t^{EG,buy}/\lambda_t^{EG,sell}$	Costo de la energía eléctrica comprada/vendida de/a la red en el momento t	\$/kWh
λ_t^i	Precio de la energía eléctrica con tarifa i o modo de carga EV i en el momento t	\$/kWh
$\mu_t^{NG,buy}/\mu_t^{NG,sell}$	Costo del gas natural eléctrico comprado/vendido de/a la red en el momento t	\$/m ³
μ_t^i	Precio del gas natural con tarifa i o modo de carga de GNV i en el momento t	\$/m ³

Símbolo	Descripción	Unidades
v_t^i	Precio del modo de carga HV i en el momento t	\$/m ³
i, j, k, m, n	Índices de diferentes tarifas o modos de carga de vehículos	s.u.
T	Índice del último paso del período de evaluación	s.u.

Terminología y Abreviaturas

ODS 7	Objetivo de desarrollo sostenible 7
ALC	América Latina y el Caribe
OLADE	Organización latinoamericana de energía
ENERLAC	Revista de energía eléctrica de Latinoamérica y el Caribe
SNI	Sistema nacional interconectado
PLANEE	Plan nacional de eficiencia energética
Hidro	Central hidroeléctrica
PV	Sistema fotovoltaico
WT	Turbina eólica
PH	Sistema de almacenamiento por bombeo
GB	Gasificador de biomasa
HKT	Turbina hidrocínética
BAT	Baterías
DG	Generador diesel
H2	Hidrógeno
FC	Celda de combustible
SC	Supercapacitor
LAB	Baterías de plomo ácido
Li-Ion, LIB	Baterías de ion litio
VRF	Baterías de flujo de vanadio redox
ELZ	Electrolizador
H2tank, HYDT	Tanque de hidrógeno
GA	Algoritmo genético
PSO	Optimización por enjambre de partículas
AHP	Proceso jerárquico analítico
MILP	Programación de enteros mixtos
BOILP	Entero bi-objetivo lineal
TH	Turbina hidráulica
ET	Energía térmica
CM	Aire comprimido
GEO	Energía geotérmica
CS	Colector solar
IA	Inteligencia artificial

FLC	Controlador de lógica difusa optimizado
ACO	Optimización de colonia de hormigas
ABC	Colonia de abejas artificial
HS	Búsqueda armónica
BPNN	Redes neuronales de propagación hacia atrás
ANFIS	Sistemas de inferencia neuro difuso adaptativo
EMD	Descomposición en modo empírico
ARIMA	Media móvil integrada auto regresiva
SARIMA	Media móvil integrada autorregresiva estacional
BC	Búsqueda del Cuco
MPSO	Optimización de enjambre de partículas multi-objetivo
ARS	Algoritmo de recocido simulado
ABSO	Optimización eficiente del enjambre de abejas artificiales
AIS	Sistema inmunológico artificial
WOS	Web de la ciencia
HOMER	Optimización híbrida de múltiples recursos energéticos
NPC	Costo actual neto
COE	Costo energético
O&M	Operación y mantenimiento
MT	Microturbina
SOC	Estado de carga
PR	Potencia renovable
PL	Potencia de carga
PEMFC	Celda de combustible de intercambio de protones
SDO	Simulink design optimization
ESS	Sistema de almacenamiento energético
CC	Control ciclo de carga
LF	Control por seguimiento de carga
CD	Control por ciclo combinado
HRES	Sistema híbrido compuesto por fuentes renovables
MG	Microred
RES	Fuentes de energía renovable
EV	Vehículo eléctrico
G2P	Gas a potencia

NGV	Vehículo a gas natural
NGSS	Almacenamiento de gas natural
P2G	Potencia a gas
P2H	Potencia a hidrógeno (electrólisis)
H2G	Hidrógeno a gas (metanización)
HSS	Almacenamiento de hidrógeno
HV	Vehículo de hidrógeno

Índice de Figuras

Figura 1.1. Generación de energía eléctrica en América latina y el mundo, año 2018, en (%).....	4
Figura 1.2. Generación eléctrica total por fuente y región, en 2018 (TWh).....	5
Figura 1.3. Evolución de la capacidad renovable instalada en Ecuador, en (MW) acumulados.....	5
Figura 1.4. Planes energéticos en vigor desde el punto de vista local e internacional.....	6
Figura 1.5 Evolución de la capacidad renovable instalada a nivel global en los últimos 10 años, en (GW) acumulados.....	9
Figura 1.6 Capacidad energética instalada de sistemas renovables conectados a la red eléctrica en la última década, en (GW) acumulados.....	10
Figura 1.7 Capacidad energética instalada de sistemas renovables aislados en la última década, en (MW) acumulados.....	11
Figura 1.8 Costo nivelado de electricidad y factor de capacidad promedio de fuentes renovables en sistemas eléctricos aislados, durante los últimos años.....	11
Figura 1.9 Proporciones de distintos tipos de sistemas híbridos de energías renovables.....	12
Figura 1.10 Sistema híbrido renovable PV-WT típico, (a) fuera de la red, (b) conectado a red.....	13
Figura 1.11 Sistema híbrido renovable PV-WT-BAT típico, (a) fuera de la red, (b) conectado a red.....	13
Figura 1.12 Sistema híbrido renovable PV-WT-DG-BAT fuera de red típico.....	14
Figura 1.13 Esquema de un sistema híbrido renovable PV-WT-PH, (a) fuera de red, (b) conectado a la red eléctrica.....	14
Figura 1.14 Turbina hidrocínética dentro de un sistema eléctrico híbrido fuera de la red.....	15
Figura 1.15 Sistema híbrido renovable fuera de la red con almacenamiento de hidrógeno.....	16
Figura 2.1 Estudios de optimización de sistemas híbridos basados en Inteligencia Artificial.....	29
Figura 2.2 Flujograma de la operación de una herramienta computacional, optimización de sistemas híbridos renovables.....	31
Figura 3.1 Circuito equivalente de una celda solar, (a) modelo ideal, (b) modelo de un diodo, (c) modelo de doble diodo.....	46
Figura 3.2 Curvas características de un sistema fotovoltaico considerando dos valores distintos de temperatura, curva I-V superior, curva P-V inferior.....	47
Figura 3.3 Modelo de un sistema fotovoltaico implementado en Matlab – Simulink.....	50
Figura 3.4 Distribución de Weibull, impacto de la distribución de la velocidad de viento.....	51
Figura 3.5 Variación de la velocidad de viento con respecto a la altura de la torre.....	52
Figura 3.6 Curva de potencia de una turbina eólica FL-50, curva proporcionada por el fabricante vs curva aproximada mediante Splines cúbicos.....	53
Figura 3.7 Modelo de una turbina eólica implementado en Matlab - Simulink.....	53
Figura 3.8 Curva de potencia HKT, turbina Smart Stream de Smart Hydro Power.....	56
Figura 3.9 Modelo de una turbina hidrocínética implementado en Matlab - Simulink.....	56
Figura 3.10 Proceso de generación de energía eléctrica mediante un gasificador de biomasa.....	57
Figura 3.11 Modelo de un gasificador de biomasa implementado en Matlab - Simulink.....	59
Figura 3.12 Curva de combustible de un generador diesel.....	61
Figura 3.13 Curva de eficiencia de un generador diesel.....	61
Figura 3.14 Modelo de un generador diesel implementado en Matlab - Simulink.....	62
Figura 3.15 Circuito equivalente de una batería de plomo ácido.....	62
Figura 3.16 Modelo equivalente cinético de una batería de plomo ácido.....	63
Figura 3.17 Modelo de una batería de plomo ácido en Matlab - Simulink.....	64
Figura 3.18 Principio de funcionamiento de una batería de flujo de vanadio redox.....	64
Figura 3.19 Circuito equivalente de una batería de flujo de vanadio redox.....	65
Figura 3.20 Circuito equivalente de una batería de ion litio.....	66
Figura 3.21 Modelo equivalente de un sistema de almacenamiento por baterías en Matlab - Simulink.....	67
Figura 3.22 Circuito equivalente de un supercapacitor.....	68
Figura 3.23 Modelo equivalente de un supercapacitor implementado en Matlab - Simulink.....	69
Figura 3.24 Diagrama esquemático del funcionamiento de una celda de combustible.....	70
Figura 3.25 Modelo de una celda de combustible PEMFC en Matlab – Simulink.....	72

Índice de Tablas

Tabla 1.1	Centrales Eléctricas construidas en Ecuador durante el periodo 2006 - 2019.....	8
Tabla 2.1	Optimización de sistemas híbridos renovables utilizando técnicas probabilísticas ...	25
Tabla 2.2	Optimización de sistemas híbridos renovables utilizando técnicas iterativas	26
Tabla 2.3	Optimización de sistemas híbridos renovables utilizando técnicas analíticas.....	27
Tabla 2.4	Optimización de sistemas híbridos renovables utilizando técnicas numéricas	28
Tabla 2.5	Softwares de optimización más utilizados en la literatura	32
Tabla 2.6	Estudios de optimización de sistemas híbridos, considerando diversos indicadores .	33

Capítulo 1

Introducción, Objetivos y Estructura de la Tesis

Contenido

Capítulo 1	¡Error! Marcador no definido.
1.1. Introducción al sector eléctrico	¡Error! Marcador no definido.
1.1.1. Matriz de energía eléctrica en América Latina y el Mundo	¡Error! Marcador no definido.
1.1.2. Marcos regulatorios y planes energéticos vigentes	¡Error! Marcador no definido.
1.1.3. Acuerdo de París.....	¡Error! Marcador no definido.
1.1.4. Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7)	¡Error! Marcador no definido.
1.1.5. Objetivos regionales en América Latina y el Caribe	¡Error! Marcador no definido.
1.1.6. Plan maestro de electricidad en Ecuador 2016 – 2025	¡Error! Marcador no definido.
1.1.7. Plan nacional de eficiencia energética (PLANEE) en Ecuador 2016-2035	¡Error! Marcador no definido.
1.2. Fuentes de Energía Renovable	¡Error! Marcador no definido.
1.2.1. Sistemas renovables conectados a la red.....	¡Error! Marcador no definido.
1.2.2. Sistemas renovables aislados	¡Error! Marcador no definido.
1.3. Sistemas Híbridos Renovables	¡Error! Marcador no definido.
1.3.1. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico (PV-WT)	¡Error! Marcador no definido.
1.3.2. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico – almacenamiento por baterías (PV-WT-BAT)	¡Error! Marcador no definido.
1.3.3. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico – diesel – almacenamiento por baterías (PV-WT-DG-BAT)	¡Error! Marcador no definido.
1.3.4. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico – almacenamiento hidráulico por bombeo (PV-WT-PH)	¡Error! Marcador no definido.
1.3.5. Turbinas hidrocíntrica en sistemas eléctricos híbridos	¡Error! Marcador no definido.
1.3.6. Hidrogeno en sistemas híbridos renovables	¡Error! Marcador no definido.
1.4. Objetivo de la Tesis	¡Error! Marcador no definido.

1.1. Introducción al sector eléctrico

La energía eléctrica se ha convertido en una pieza clave para el desarrollo de una sociedad, sin ella, los servicios esenciales como la educación, medicina e industria se verían afectados. El acceso a la electricidad es un reto, sobre todo en comunidades remotas y países en vías de desarrollo, hoy en día, cerca de mil millones de personas en todo el planeta no tienen acceso a electricidad, de los cuales alrededor de 19 millones se encuentran en América Latina y el Caribe [1–3]. Aunque las cifras sean abrumadoras, los esfuerzos por electrificar a las sociedades actuales y futuras brindándoles las mismas oportunidades de desarrollo, son prometedores. Para conseguir una solución eficiente, confiable y económicamente asequible, debe existir una planificación energética con respecto a todo el sistema eléctrico, desde la fuente de generación, el transporte, el almacenamiento, la distribución e incluso el consumo de electricidad.

La planificación energética integrada se centra en un conjunto de políticas aplicadas a ciertos subsectores energéticos, como la energía eléctrica, el carbón, el gas natural, combustibles fósiles y energías renovables no convencionales, teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos, su eficiencia, su economía y sus efectos medio-ambientales [4].

Para que la energía eléctrica pueda ser utilizada por los usuarios, debe ser transformada, generada y transportada. Durante el proceso de transformación, cumpliéndose el principio termodinámico. “La energía no se crea ni se destruye, sólo se transforma”, una central eléctrica convencional, transforma la energía primaria (agua, carbón, gas natural, etc.) en energía mecánica rotacional y finalmente en energía eléctrica [5].

Usualmente, la generación de energía eléctrica se produce de manera centralizada y en grandes plantas ubicadas a las afueras de los centros de consumo. Sin embargo, el transporte de energía eléctrica a grandes distancias requiere la construcción de estructuras de soporte en terrenos topológicamente irregulares y produce pérdidas por efecto Joule¹. En base a esto, se introduce un nuevo concepto que representa un cambio en el paradigma de la generación centralizada, la integración de la generación distribuida, que se puede definir como la generación de energía eléctrica por medio de muchas fuentes pequeñas de energía en lugares cercanos a las cargas, mejorando la confiabilidad y reduciendo costos en el sistema [6]. El futuro de los sistemas eléctricos implica una red inteligente, que utiliza distintas tecnologías de monitoreo, control y comunicación para mejorar la calidad del suministro, incluyendo nuevas tecnologías renovables no convencionales que ayudarían a revertir el cambio climático negativo que se presenta en la actualidad.

La mayoría de las islas o comunidades remotas, tienen sistemas de generación de electricidad que consisten en centrales térmicas, afectando al equilibrio medioambiental

¹ Las pérdidas por efecto Joule se producen por el calentamiento de conductores al ser atravesados por una corriente eléctrica, su fórmula es proporcional al cuadrado de esa corriente por la resistencia del conductor (I^2R).

que se ven afectadas por su dependencia de combustibles fósiles y altos costos energéticos. Sin embargo, la generación distribuida compuesta por sistemas híbridos podría ser una alternativa prometedora, aprovechando los recursos energéticos existentes en sistemas aislados, junto con un adecuado control de sus fuentes y sistemas de almacenamiento pueden acelerar su transición para convertirse en economías con bajas emisiones de carbono gracias a su enorme potencial renovable [7,8].

1.1.1. Matriz de energía eléctrica en América Latina y el Mundo

La generación eléctrica a nivel global se produce principalmente a partir del carbón, durante el año 2018, el 37.95% de electricidad fue generada a partir de esta fuente. En América latina la dependencia de este recurso es considerablemente menor, con una alta penetración de hidroelectricidad, (46.64% con respecto al 15.75% a nivel global), ver Fig.1.1. Si bien, la matriz energética de América latina es una de las más altas en energía renovable con respecto al valor agregado de la hidroelectricidad, si eliminamos esta fuente, la generación renovable es únicamente del 10.85% (solar, eólica, biomasa, etc.) [9].

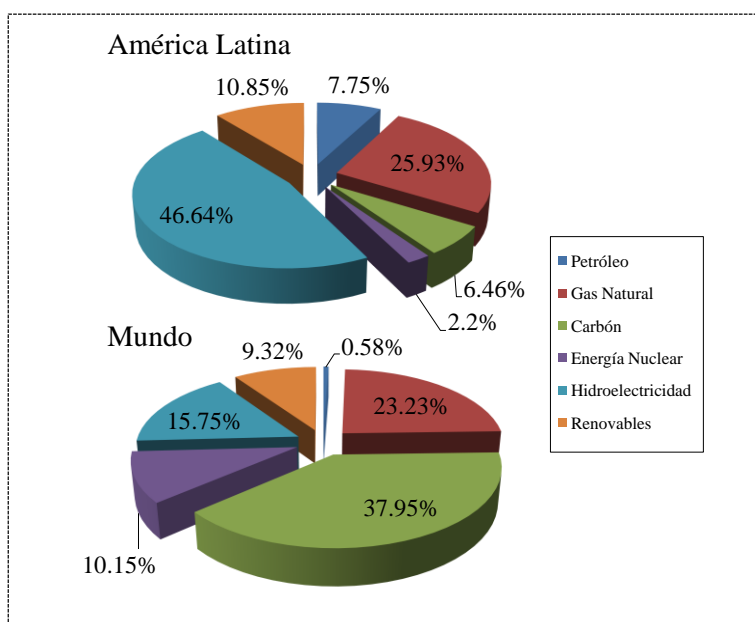


Figura 1.1. Generación de energía eléctrica en América latina y el mundo, año 2018, en (%)

Al comparar la generación renovable en distintas regiones, se observa en la Fig. 1.2 el desarrollo de la energía eólica con respecto a la solar y geotérmica respectivamente. Latinoamérica se encuentra entre las regiones con menor capacidad renovable instalada, mayormente compuesta por energía eólica [10].

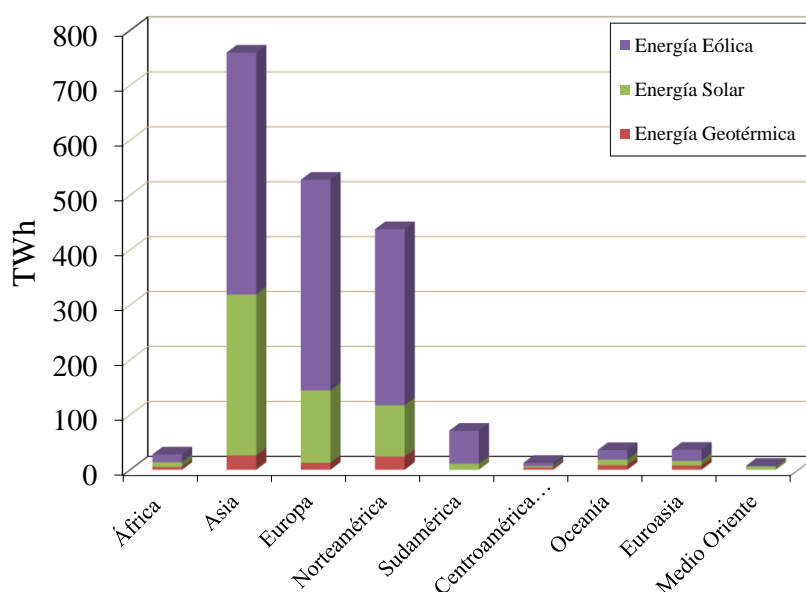


Figura 1.2. Generación eléctrica total por fuente y región, en 2018 (TWh)

La mayoría de los países de América Latina han empezado a cambiar su matriz energética durante la última década hacia una solución sustentable, en Ecuador, el consumo final de energía se basa principalmente en el transporte, en segundo lugar, el sector residencial y en tercer lugar el sector industrial. El transporte en América Latina depende en gran mayoría de combustibles fósiles derivados del petróleo, la energía primaria en Ecuador en el año 2017 tiene una penetración del 79%, mientras que apenas el 16% les corresponde a las energías renovables y el 5% al gas natural. La evolución energética en este país ha emergido durante la última década, incrementando su capacidad hidroeléctrica instalada de manera considerable mientras que la energía solar y eólica todavía son escasas, como se muestra en la Fig. 1.3 [11].

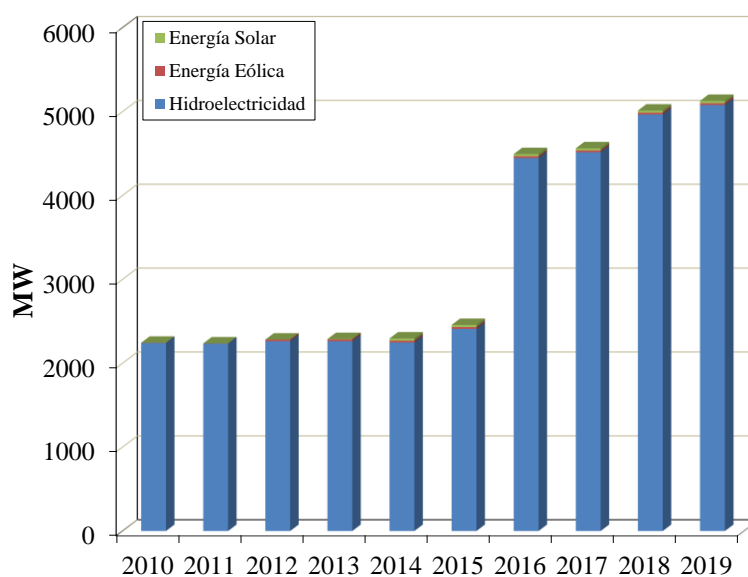


Figura 1.3. Evolución de la capacidad renovable instalada en Ecuador, en (MW) acumulados

La transición energética actual en el Ecuador es parte del plan maestro de electricidad 2016-2025 y el plan nacional de eficiencia energética 2016-2035. Donde el principal objetivo es la sustitución progresiva de combustibles y fuentes de energía con alto impacto ambiental, por otros con bajo contenido o sin carbono aprovechando el abundante recurso hídrico presente en el país [12,13].

1.1.2. Marcos regulatorios y planes energéticos vigentes

Los planes energéticos vigentes en Ecuador y el mundo se inclinan cada vez más al uso de energías renovables dentro de su matriz energética, una instalación eléctrica en una determinada zona se ve afectada por las políticas y normas vigentes en cada municipio y provincia, a su vez, dichas normas se acogen a indicadores internacionales como son el acuerdo de París y el objetivo de desarrollo sostenible 7 (ODS 7). La Fig. 1.4 muestra la jerarquía de los planes energéticos partiendo de una zona en donde se pretende construir un proyecto hasta las normas internacionales, con el objetivo de descarbonizar las sociedades futuras.

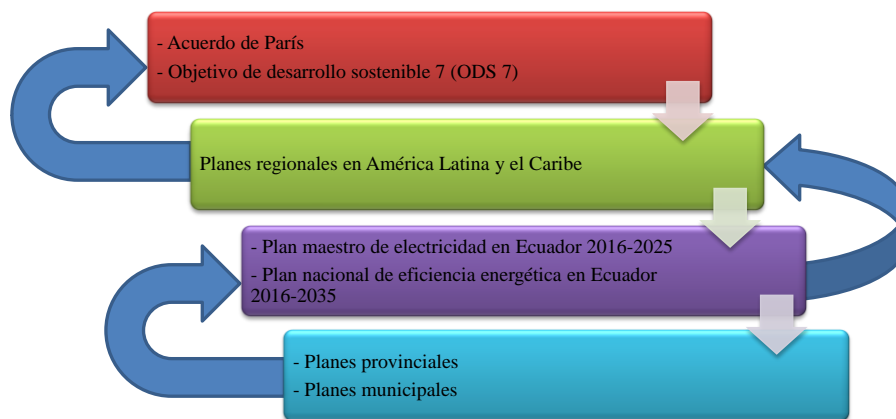


Figura 1.4. Planes energéticos en vigor desde el punto de vista local e internacional

1.1.3. Acuerdo de París

En 2015, el 12 de diciembre, la convención de las naciones unidas sobre el cambio climático, alcanzó un acuerdo histórico, de tal forma que la comunidad internacional tengan una causa en común para intensificar los esfuerzos para combatir el cambio climático, en base a un desarrollo sostenible bajo en emisiones de gases de efecto invernadero [14].

El acuerdo de París ²establece la reducción de gases de efecto invernadero a través de la mitigación, adaptación y resiliencia de los ecosistemas a efectos del calentamiento global, el acuerdo entró en vigor a partir del 22 de abril de 2016, y exige a todos sus países miembros que informen sobre sus emisiones cada 5 años, a continuación se numeran algunos ítems que son cruciales para reducir el cambio climático [14]:

² La aplicabilidad del acuerdo de París sería para el año 2020, cuando finaliza la vigencia del Protocolo de Kioto

- Objetivo a largo plazo referente a la temperatura
- Punto máximo y neutralidad climático
- Mitigación
- Sumideros y depósitos
- Participación voluntaria
- Adaptación
- Recursos financieros, tecnológicos y para el fomento de la capacidad
- Transparencia

1.1.4. Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7)

El acceso a la energía es el pilar para el desarrollo de las sociedades actualmente, el ODS 7 tiene como objetivo garantizar el acceso a la energía sostenible, asequible, confiable y moderna para todos, para el año 2030 y tiene cinco objetivos principales que se numeran a continuación:

- Acceso universal a la energía moderna
- Aumentar el porcentaje mundial de energía renovable
- Duplicar la mejora de la eficiencia energética
- Promover el acceso a la investigación, la tecnología y las inversiones en energía limpia
- Ampliar y mejorar los servicios energéticos para los países en desarrollo

Entre las fuentes primordiales de energía limpia se encuentran la energía solar, eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz y biomasa. El ODS 7 permitirá impulsar acciones para cumplir con el acuerdo de París [15].

1.1.5. Objetivos regionales en América Latina y el Caribe

Los objetivos energéticos en América Latina y el Caribe (ALC) rigen en la planificación de cada país miembro, al no existir una normativa regional como por ejemplo el objetivo 2020³ de la Unión Europea, el impulso del desarrollo sostenible en base a energías renovables es menor en ALC. Sin embargo, en la mayoría de los países miembros, las emisiones de CO₂ se han reducido en la última década. La existencia de una ley de eficiencia energética es crucial actualmente, ya que ALC se enfrentan a un crecimiento importante de la demanda energética y deberá hacerlo de forma sustentable, con esta perspectiva, a partir de 2017 la OLADE⁴ ha comenzado a publicar la revista ENERLAC⁵, en la cual muestra los índices de desarrollo de cada país y fomenta una alternativa en común permitiendo la nivelación de capacidades institucionales, en relación a los países que más se han desarrollado en este tema [2].

³ El Objetivo 2020, es una colaboración de los países miembros de la Unión Europea con el objetivo de reducir su dependencia de combustibles fósiles incrementando fuentes renovables para el año 2020.

⁴ La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con sede en Quito, Ecuador, es un organismo de cooperación, coordinación y asesoría técnica, con el objetivo fundamental de fomentar la integración, conservación, racional aprovechamiento, comercialización y defensa de los recursos energéticos de la región

⁵ ENERLAC, revista de energía de América Latina y el Caribe, es una publicación institucional de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

1.1.6. Plan maestro de electricidad en Ecuador 2016 – 2025

El Estado Ecuatoriano, en base a la responsabilidad de brindar el servicio público de energía eléctrica de forma ecológicamente equilibrada, garantizando la sostenibilidad y buen vivir, ha desarrollado el plan maestro de electricidad 2016 – 2025, con distintos frentes en su planificación como son la transformación de la matriz energética ecuatoriana, la expansión de la generación hidroeléctrica, las líneas de transmisión y distribución, construcción de redes de interconexión eléctricas con países vecinos permitiendo el intercambio energético, incorporación de fuentes renovables al sistema nacional interconectado (SNI), entre otros aspectos cruciales para asegurar la cobertura futura de la red eléctrica sin comprometer la continuidad, confiabilidad y el desarrollo sostenible en el país [13].

Actualmente, la cobertura eléctrica en Ecuador es 97.47%, la meta para 2025 es brindar del servicio eléctrico al 97.81% de los ecuatorianos. Durante la década de 2006 – 2016 la mejora del sistema eléctrico ha sido notable, se han construido varias Centrales hidráulicas y eólicas para hacer frente al crecimiento de la demanda, así como se ha repotenciado la capacidad de transmisión con nuevas líneas a 500 kV. La Tabla 1.1 muestra las Centrales hidroeléctricas construidas en los últimos años en el Ecuador [13].

Tabla 1.1 Centrales Eléctricas construidas en Ecuador durante el periodo 2006 - 2019

Central	Tipo	Potencia (MW)
Coca Codo Sinclair	Hidroeléctrica	1,500
Delsitanisagua	Hidroeléctrica	180
Manduriacu	Hidroeléctrica	65
Mazar Dudas	Hidroeléctrica	21
Minas San Francisco	Hidroeléctrica	270
Quijos	Hidroeléctrica	50
Sopladora	Hidroeléctrica	487
Toachi Pilatón	Hidroeléctrica	255
Paute - Mazar	Hidroeléctrica	170
Villonaco	Eólica	16.5

Durante una década, la capacidad instalada en Ecuador ha incrementado en 3,014.5 MW, lo cual incrementa casi en el 100% con respecto a su demanda eléctrica. Según proyecciones, el crecimiento de la demanda eléctrica nacional durante el periodo 2016 - 2025 es del 5.41% en promedio, por tanto, para 2025 la demanda máxima podrá ser de 6,285 MW frente a la capacidad total instalada actual de 7,077.58 MW. El Plan Maestro de Electricidad impulsará a la construcción de varias Centrales hidroeléctricas con el objetivo de cumplir con el cambio de matriz energética aportando más del 90% de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables (hidroeléctrica en su gran mayoría), así como el desarrollo de programas de cocción eficiente y electrificación rural en zonas remotas y en las Islas Galápagos mediante sistema híbridos compuestos por energías renovables (solar, eólica, biomasa) [13].

1.1.7. Plan nacional de eficiencia energética (PLANEE) en Ecuador 2016-2035

En base al plan maestro de electricidad 2016 – 2025, el PLANEE permite alcanzar objetivos sostenibles reduciendo el umbral de consumo energético proveniente de fuentes basadas en combustibles fósiles, y reemplazándola por fuentes renovables, se espera que el PLANEE reduzca 65 MtCO_{2e}. El plan se centra en base a los siguientes ejes [12]:

- Jurídico, institucional y de acceso a la información
- Residencial, comercial y público
- Industrial
- Transporte
- Autoconsumo
- Galápagos

Se considera el año 2015 como base, y el año 2016 como el inicio del modelo de desarrollo sostenible con horizonte en 2035. Este plan impulsa el desarrollo de sistemas renovables de pequeño tamaño que ayuden a abastecer de electricidad a comunidades remotas donde el suministro eléctrico por medio de redes de distribución es incompleto e incluso no es factible.

1.2. Fuentes de Energía Renovable

La transición energética hacia un sistema renovable que no dependa de la quema de combustibles fósiles es el objetivo global, actualmente las fuentes de energía renovable que más desarrolladas se encuentran son la energía hidroeléctrica, eólica solar y biomasa, la tendencia en el aumento de la capacidad instalada de las principales fuentes renovables durante los últimos años a nivel global, se muestra en la Fig. 1.5 [16].

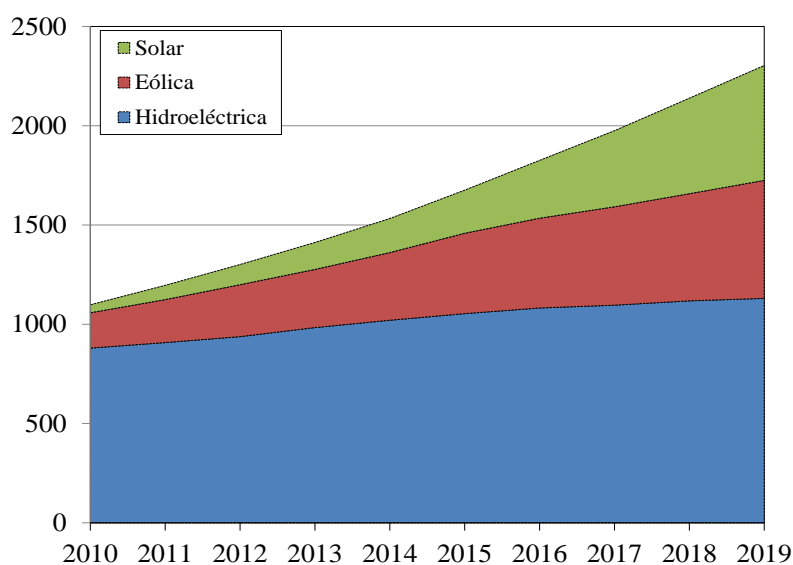


Figura 1.5 Evolución de la capacidad renovable instalada a nivel global en los últimos 10 años, en (GW) acumulados

Es evidente que la capacidad hidroeléctrica es la más representativa, sin embargo, la energía solar es la que más incremento ha presentado en los últimos 10 años, seguido por la energía eólica.

1.2.1. Sistemas renovables conectados a la red

Para cumplir con los objetivos planteados por los distintos planes energéticos en vigor, las fuentes renovables deben reducir las emisiones de carbono producidos por plantas térmicas, las Centrales hidroeléctricas de gran capacidad (mayores a 10 MW) generalmente se ubican a grandes distancias de los centros de consumos de forma centralizada. En varios países, estas Centrales son la principal fuente de electricidad renovable e incluso tienen una mayor penetración con respecto a Centrales a base de combustibles fósiles o Centrales nucleares. Los sistemas renovables basados en energía solar (fotovoltaica y térmica) conectados a la red eléctrica, en algunos casos se ubican en grandes Centrales fuera de la urbe, dependiendo del recurso solar, esta tecnología tiene la prioridad de generar toda la capacidad eléctrica e inyectarla al sistema eléctrico nacional, en otros casos, los paneles fotovoltaicos se ubican en sistemas distribuidos autoabasteciendo hogares en horas con alta tarifa eléctrica, con la opción de vender a la red el exceso energético en horas de baja tarifa con el apoyo de un sistema de almacenamiento energético, usualmente baterías. Asimismo, la energía eólica ha tenido un importante desarrollo en los últimos años, mayormente se encuentran de forma centralizada en grandes parques eólicos aportando energía al sistema eléctrico. La Fig. 1.6 muestra el incremento mundial de la capacidad instalada de sistemas renovables (hidroeléctrica, eólica y solar) conectados a la red eléctrica. El incremento de la energía renovable eólica y solar en los últimos años es mayor al hidroeléctrico.

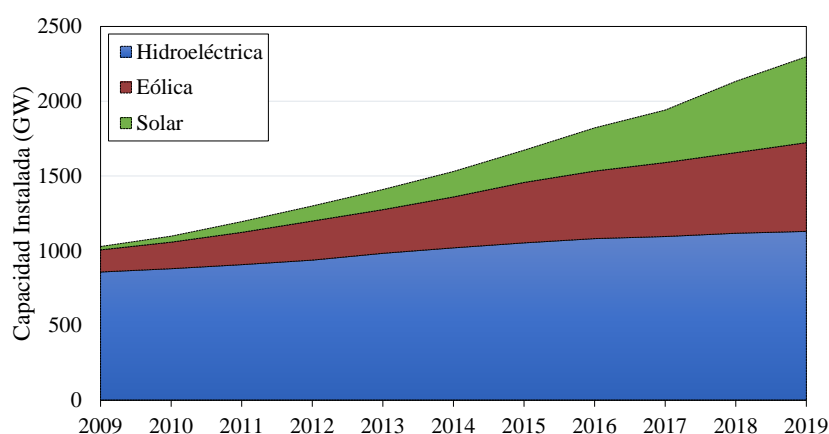


Figura 1.6 Capacidad energética instalada de sistemas renovables conectados a la red eléctrica en la última década, en (GW) acumulados

1.2.2. Sistemas renovables aislados

En comunidades remotas o islas, el acceso a la electricidad sigue siendo un reto importante, para 2040 las estimaciones sugieren que aún existirán 600 millones de personas sin acceso a electricidad. Sin embargo, los esfuerzos de la comunidad nacional e internacional han producido importantes avances en el acceso a la energía moderna. La

Fig. 1.7 muestra la evolución de las tecnologías renovables en sistemas aislados en la última década [10].

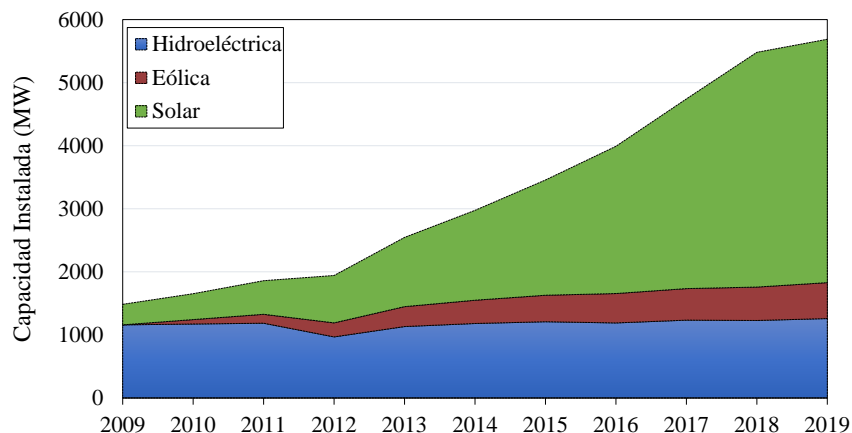


Figura 1.7 Capacidad energética instalada de sistemas renovables aislados en la última década, en (MW) acumulados

Para cumplir con los objetivos propuestos por las Naciones Unidas en 2015, las soluciones fuera de la red deben proporcionar energía y mejorar la calidad de vida de las personas, durante la última década, la energía fotovoltaica es la que ha tenido mayor participación en la capacidad instalada para abastecer cargas fuera de la red, su incremento ha sido de 5 GWp aproximadamente, la energía hidrocinética y eólica tienen mayor participación en sistemas conectados a red. Por tanto, los costos energéticos y el factor de capacidad de las tecnologías renovables en sistemas aislados deben ser asequibles para la comunidad, en la Fig. 1.8 se observa el costo nivelado de electricidad y el factor de capacidad de las tres fuentes renovables estudiadas en este trabajo, la mejora en la eficiencia es evidente, así como la reducción de costos producen un alto interés en la comunidad científica a nivel global [10].

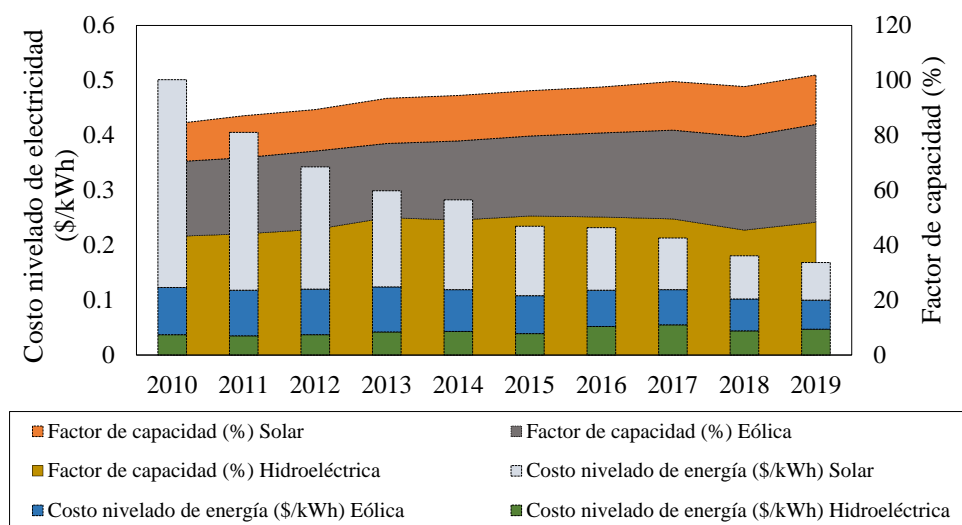


Figura 1.8 Costo nivelado de electricidad y factor de capacidad promedio de fuentes renovables en sistemas eléctricos aislados, durante los últimos años

1.3. Sistemas Híbridos Renovables

Es evidente que los sistemas renovables son una solución prometedora frente a la generación eléctrica basada en combustibles fósiles, para finales de 2019 el porcentaje de la capacidad instalada de las fuentes renovables muestran que las fuentes de energía solar, hidroeléctrica y eólica alcanzan el 95% del total a nivel global. Sin embargo, un sistema renovable compuesto por una sola fuente renovable podría ocasionar un sobredimensionamiento, y por tanto, un incremento en el costo capital debido a la intermitencia de los recursos renovables como la energía solar y eólica [17].

Según las características de generación, recursos renovables, controlabilidad energética y costos, los sistemas híbridos renovables se clasifican combinando tecnologías como generación hidroeléctrica (Hidro), fotovoltaica (PV), eólica (WT), generador diesel (DG), sistema de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PH), almacenamiento por baterías BAT, entre otros. Las proporciones de los distintos sistemas híbridos renovables se muestra en la Fig.1.9 [17].

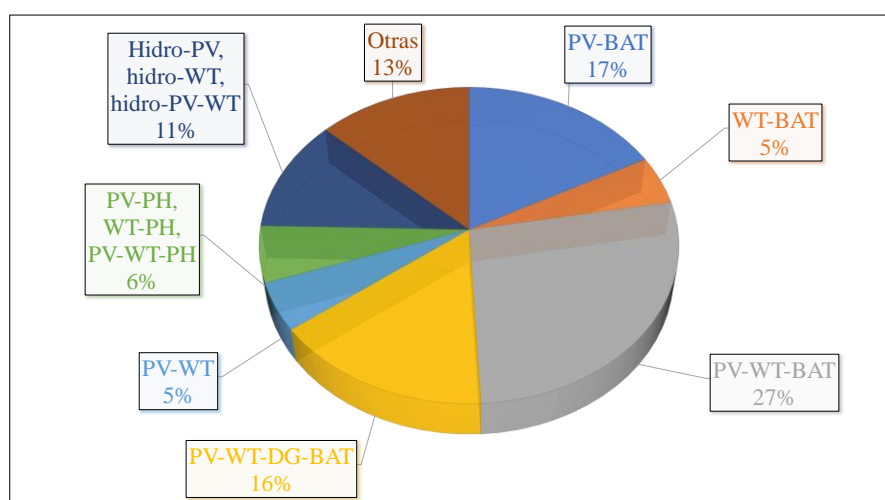


Figura 1.9 Proporciones de distintos tipos de sistemas híbridos de energías renovables

Aunque la generación hidroeléctrica se considera comúnmente en proyectos grandes, en sistemas híbridos renovables es práctico reducir el costo de construcción de presas o diques al utilizar la tecnología hidrocínética. Una turbina hidrocínética es un mecanismo compuesto por una turbina de eje horizontal que es capaz de generar electricidad aprovechando la velocidad de un fluido, en este caso del agua, generalmente alcanzan su potencia nominal (5 kW) a velocidades de río 3 m/s [18]. Este tipo de turbinas ayudan a reducir la penetración de generadores diesel en sistemas aislados, junto con diversas fuentes que se explican a continuación:

1.3.1. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico (PV-WT)

Al combinar un sistema fotovoltaico y eólico, la penetración renovable en un sistema renovable se incrementa considerablemente, la radiación solar y velocidad del viento se complementan, durante el día, el sistema fotovoltaico producirá electricidad dependiendo del recurso existente, mientras que el viento durante la noche adquiere mayores velocidades. A pesar de que son dos tecnologías suficientemente maduras, al combinarlas se produce inestabilidad entre oferta y demanda debido a la intermitencia, sobre todo en sistemas aislados, por ello radica la importancia de realizar un control

energético efectivo optimizando el tamaño de las fuentes renovables [17]. A continuación, la Fig. 1.10 muestra un esquema típico de un sistema híbrido renovable PV-WT.

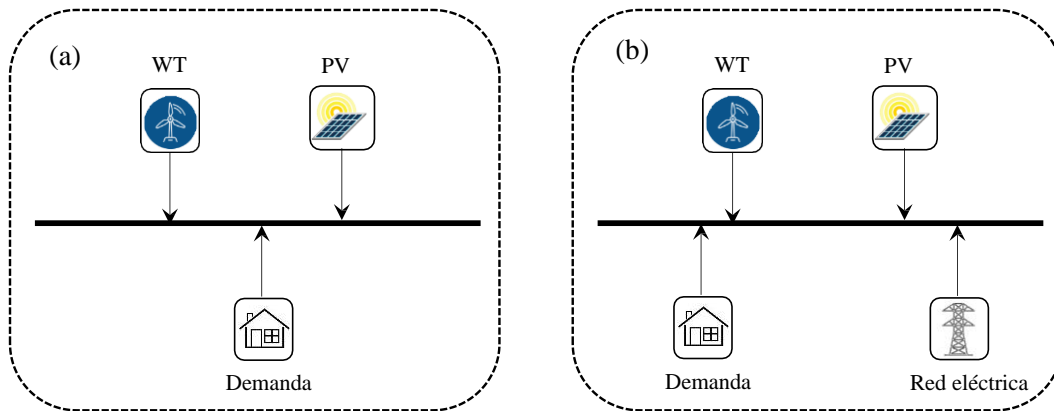


Figura 1.10 Sistema híbrido renovable PV-WT típico, (a) fuera de la red, (b) conectado a red.

1.3.2. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico – almacenamiento por baterías (PV-WT-BAT)

Un sistema de almacenamiento energético compuesto por baterías es crucial en sistemas renovables que cuentan con una sola fuente energética, en el caso de sistemas híbridos, las baterías ayudan a reducir la inestabilidad producida por la aleatoriedad de las fuentes. En sistemas conectados a red, las baterías pueden almacenar energía en horas de bajo costo energético y venderlo en horas de alto costo. En sistemas fuera de red o aislados, las baterías complementan la funcionalidad de las fuentes renovables reduciendo la operación de generadores diesel y cubriendo valles de demanda producidos por los recursos renovables, un esquema típico PV-WT-BAT se muestra en la Fig. 1.11 [17].

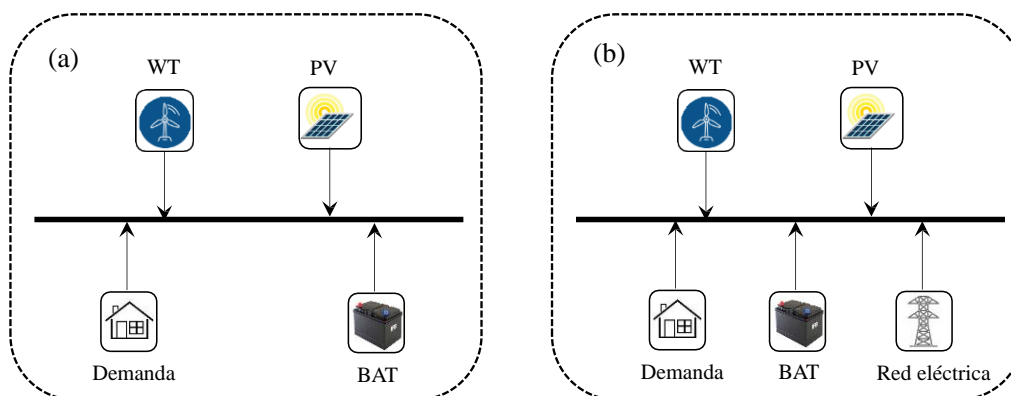


Figura 1.11 Sistema híbrido renovable PV-WT-BAT típico, (a) fuera de la red, (b) conectado a red

1.3.3. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico – diesel – almacenamiento por baterías (PV-WT-DG-BAT)

Un sistema híbrido renovable formado por un generador diesel se encuentra normalmente en sistemas fuera de red, en sistemas conectados a red esta configuración no es recomendable ya que el objetivo principal de estos sistemas es reducir el

consumo de combustibles fósiles. El generador diesel sirve de apoyo en sistemas aislados cuando las fuentes renovables no tienen la suficiente energía para suplir la demanda, además el sistema de baterías se encuentra descargado, dependiendo del tipo de control aplicado el DG deberá recargar las baterías y abastecer la demanda, un esquema típico PV-WT-DG-BAT fuera de red se muestra en la Fig. 1.12 [19].

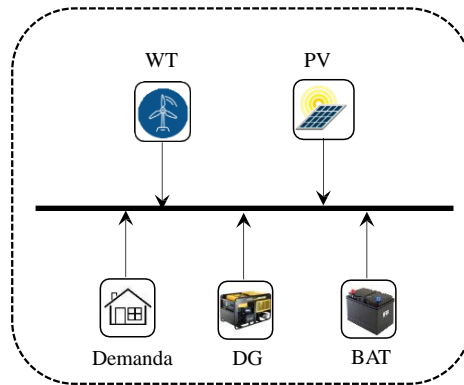


Figura 1.12 Sistema híbrido renovable PV-WT-DG-BAT fuera de red típico

1.3.4. Sistema híbrido fotovoltaico – eólico – almacenamiento hidráulico por bombeo (PV-WT-PH)

La combinación de energía hidroeléctrica con sistemas fotovoltaicos y eólicos pueden reducir la capacidad de regulación requerida del generador diesel, en sistemas fuera de red especialmente en Islas, donde la demanda es relativamente alta, el sistema de almacenamiento por bombeo es capaz de abastecer la demanda que la fotovoltaica y eólica no logran hacerlo en determinadas horas del día, si la PH es lo suficientemente grande, es posible mitigar la operación de generadores diesel en sistemas aislados. Por otra parte, si el sistema se encuentra conectado a la red, al igual que las baterías, el sistema PH podría almacenar energía en horas de bajo costo energético y venderlo cuando el costo sube. Actualmente, existen varios proyectos en funcionamiento de sistemas PV-WT-PH, un esquema general se muestra en la Fig. 1.13 [20–22].

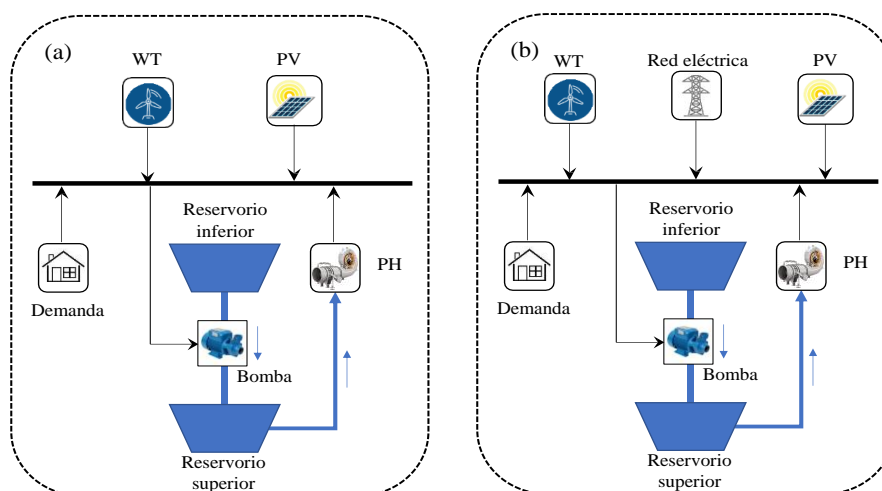


Figura 1.13 Esquema de un sistema híbrido renovable PV-WT-PH, (a) fuera de red, (b) conectado a la red eléctrica

1.3.5. Turbinas hidrocínética en sistemas eléctricos híbridos

La principal diferencia de una turbina hidrocínética (HKT) con respecto de una hidráulica es la facilidad de instalación, al no necesitar de presas o diques, son óptimas para sistemas híbridos ya que aprovechan la velocidad del agua para generar energía eléctrica. Las HKT son altamente utilizadas en aldeas cercanas a un río, combinadas con sistemas PV y WT ayudan a reducir emisiones de carbono de plantas térmicas. Existe una variedad de HKT, las que más prometedoras son las de eje horizontal que llegan a su potencia nominal (5 kW) a velocidades de 3 m/s [23,24]. Un sistema híbrido renovable compuesto por PV-WT-HKT-BAT-DG se muestra a continuación en la Fig. 1.14, al existir una mayor cantidad de fuentes energéticas la confiabilidad eléctrica aumenta, pero el costo capital es alto. Sin embargo, el proyecto podría amortizarse en menos tiempo al reducir la penetración del DG y por tanto el consumo de combustible.

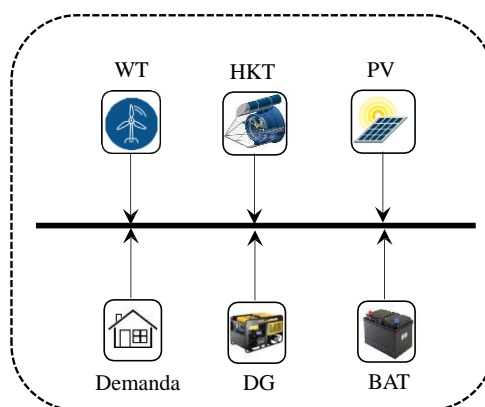


Figura 1.14 Turbina hidrocínética dentro de un sistema eléctrico híbrido fuera de la red.

1.3.6. Hidrogeno en sistemas híbridos renovables

Para elegir un sistema de almacenamiento óptimo, se debe realizar un estudio a fondo del tipo de carga eléctrica, su tamaño, variabilidad y ubicación, por ejemplo un sistema de almacenamiento compuesto por supercapacitores es útil frente a cargas con picos de potencia del orden de segundos, un sistema PH tiene aplicaciones en islas remotas con cargas de gran potencia, los distintos tipos de baterías (plomo ácido, ion litio, vanadio redox, entre otras) tienen aplicabilidad en sistemas de pequeño y medio tamaño. Sin embargo, el principal inconveniente con las baterías químicas es su baja expectativa de vida y su constante deterioro al estar sometidas a un alto número de ciclos de carga-descarga. Por lo tanto, una solución eficaz y segura es el almacenamiento de energía eléctrica en forma de hidrógeno. Recientemente, la tecnología de hidrógeno ha aparecido como una tecnología prometedora para hibridar sistemas renovables almacenando energía en forma de hidrógeno a través de un electrolizador y produciéndola mediante celdas de combustible [25–28]. Las configuraciones de sistemas híbridos con hidrógeno (H₂) son innumerables, en la Fig. 1.15 se presenta un esquema típico PV-WT-HKT-H₂ fuera de la red.

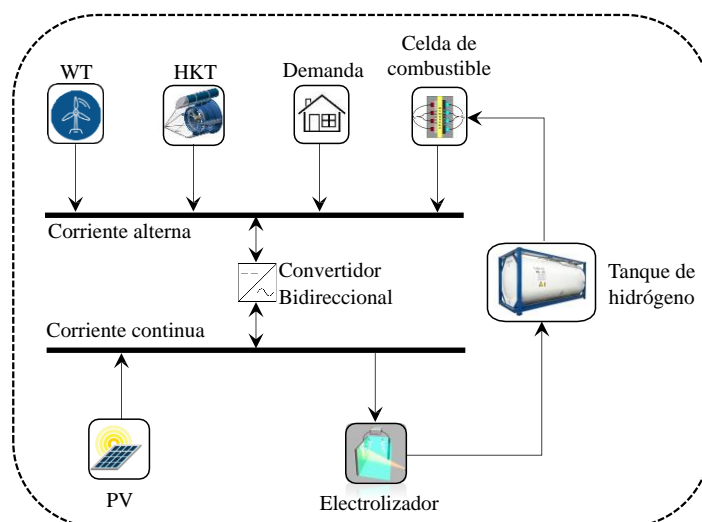


Figura 1.15 Sistema híbrido renovable fuera de la red con almacenamiento de hidrógeno

1.4. Objetivo de la Tesis

Los sistemas eléctricos compuestos por fuentes renovables son fundamentales para la descarbonización y el desarrollo sustentable de la sociedad actual y futura, por lo que, es fundamental su optimización y planificación energética, sin comprometer la confiabilidad y calidad del servicio, de tal manera que sea económicamente asequible, ya sea en sistemas conectados a la red eléctrica o sistemas aislados.

La mayoría de las personas que no tienen acceso a la electricidad se encuentran ubicadas en zonas alejadas de las redes de distribución, en donde existen recursos renovables que pueden ser aprovechados para que las comunidades se autoabastezcan, por lo que, es de suma importancia estudiar los sistemas eléctricos compuestos por más de una fuente energética renovable. Su conocimiento aportaría a mejoras en la optimización del tamaño de sus componentes, en la planificación y control energético de sus fuentes y sistemas de almacenamiento que permitan reducir los costos de electricidad y las emisiones de gases de efecto invernadero.

En este sentido, el objetivo de este trabajo está orientado a desarrollar nuevas técnicas y métodos de optimización, planificación y control energético de sistemas eléctricos compuestos por varias fuentes renovables aislados y conectados a la red. Para conseguir estos objetivos, se planean los siguientes objetivos específicos:

1.4.1. Objetivos específicos

- Revisión del estado del arte de la situación actual y perspectivas de los sistemas renovables compuestos por varias fuentes energéticas, técnicas de optimización y control energético, así como los métodos y herramientas que se utilizan para su obtención. Con la finalidad de identificar huecos de investigación y aportar nuevos conocimientos desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental.
- Modelación matemática de los elementos que conforman un sistema híbrido renovable como son: energía solar fotovoltaica, energía eólica, energía hidrocinética, gasificador de biomasa, celdas de combustible, sistemas de almacenamiento energético, hidrógeno y gas natural. En base a estos modelos,

se realizarán simulaciones de diversos sistemas renovables híbridos utilizando herramientas computacionales como HOMER Pro y Matlab.

- Analizar la optimización del tamaño y control energético de diferentes tipos de sistemas de almacenamiento, con el fin de determinar el impacto que provoca cada uno en el sistema híbrido renovable compuesto por paneles solares, turbinas hidrocínicas y generadores diesel (PV-HKT-DG) sobre una comunidad Amazónica (Nuevo Rocafuerte) ubicada al norte del Ecuador. El análisis incluye cuatro sistemas de almacenamiento con tres tipos de baterías (plomo ácido, ion litio, flujo de vanadio redox y un sistema de hidrógeno), con el fin de analizar las variables que se ven más afectadas al utilizar las diferentes tecnologías de almacenamiento propuestas.
- Comparar entre distintos métodos de optimización el sistema renovable (PV/HKT/DG) de la comunidad Amazónica, utilizando la herramienta computacional HOMER Pro y Matlab, dentro de la misma se desarrollan distintos algoritmos de optimización como Hiper cubo Latino, Algoritmo Genético y Nelder Mead, mediante estudios de optimización y control. Los resultados indican la veracidad de las simulaciones e identifican el resultado óptimo.
- Estudiar la factibilidad de varios sistemas híbridos renovables compuestos por fuentes eólicas, fotovoltaicas, hidrocínicas y gasificadores de biomasa para una Universidad en construcción ubicada al sur del Ecuador, se propondrán diversas combinaciones entre las fuentes y sistemas de almacenamiento energético, mediante análisis de sensibilidad se identificarán nuevos comportamientos basados en índices técnicos, económicos y ambientales como: exceso energético, porcentaje de carga no servida, costo actual neto, costo energético, operatividad del generador diesel, emisiones de CO₂, etc.
- Expandir la aplicabilidad de los sistemas híbridos renovables en la propulsión de vehículos de transporte público como tranvías, analizar la gestión energética combinando con elementos de alta respuesta ante variaciones de carga como supercapacitores y celdas de combustibles respaldadas por baterías y la red eléctrica.
- Proponer nuevos esquemas de control energético para la propulsión del tranvía, realizar una comparativa entre ellos con el objetivo de identificar aspectos positivos y negativos en cada caso
- Realizar un estudio de factibilidad, analizando la gestión y conversión de sistemas multienergéticos compuestos por fuentes renovables, gas natural e hidrógeno, aplicados a una estación de servicios híbrido

1.4.2. Estructura de la Tesis

La presente Tesis se ha estructurado de la siguiente manera:

El Capítulo 2 presenta una revisión del estado del arte con respecto al mercado eléctrico a nivel global y regional, adentrando al concepto de sistemas híbridos renovables en sistemas aislados y conectados a red, se discuten las principales técnicas de optimización en sistemas híbridos renovables y los futuros retos.

En el Capítulo 3 se realiza la modelación matemática de los diferentes componentes de un sistema híbrido como fuentes fotovoltaicas, eólicas, hidrocínicas y celdas de

combustible, así como diversos sistemas de almacenamiento energético como baterías de plomo ácido, ion litio, flujo de vanadio redox e hidrógeno. Los modelos son la base para los capítulos posteriores.

El Capítulo 4 se divide en dos secciones: en la primera se presenta un estudio de factibilidad de un sistema híbrido renovable compuesto por fuentes fotovoltaicas, hidrocinéticas y generadores diesel para una comunidad Amazónica aislada al norte del Ecuador, se proponen distintas fuentes de almacenamiento energético (baterías de plomo ácido, ion, litio, de flujo de vanadio redox y un sistema de almacenamiento de hidrógeno), se ha optimizado el tamaño del sistema utilizando el software HOMER Pro bajo dos tipos de control energético. La segunda sección presenta un análisis similar, en este caso se ha comparado los resultados de optimización de HOMER Pro con tres algoritmos programados en Matlab (Hiper cubo Latino, Algoritmo Genético y Nelder Mead).

El Capítulo 5 propone tres secciones donde se analizan diversas configuraciones de sistemas híbridos renovables compuestas por fuentes fotovoltaicas, eólicas, hidrocinéticas, gasificadores de biomasa y generadores diesel. Así como varias tecnologías de almacenamiento incluyendo almacenamiento por bombeo hidroeléctrico, el caso de estudio es una Universidad en construcción al sur del Ecuador, se han utilizado datos reales para el estudio.

El Capítulo 6 presenta un estudio de aplicación de los sistemas renovables híbridos dentro del transporte público, este Capítulo se divide en dos secciones, en la primera se analiza un nuevo sistema de propulsión compuesto por fuentes hidrocinéticas y fotovoltaicas en conjunto con supercapacitores y celdas de combustibles para un tranvía en Cuenca – Ecuador, la simulación se realiza en HOMER Pro y se han propuesto distintas configuraciones. La segunda sección presenta dos nuevas estrategias de control de forma comparativa, en este caso las mismas fuentes renovables de la sección 1 se combinan con supercapacitores celdas de combustibles y baterías, se incluye la posibilidad de comprar y vender energía de la red eléctrica.

En el Capítulo 7 se incluye el gas natural como fuente energética, la aplicación dentro de una estación de servicios híbrida está compuesta por un sistema multienergético que puede abastecer a vehículos eléctricos, a gas natural y de hidrógeno. Se realiza un estudio de factibilidad incluyendo la conversión energética entre sistemas.

Finalmente, en el Capítulo 8 se presentan las conclusiones de la Tesis y las futuras líneas de investigación.

Referencias

- [1] Ranjit Lamech, Monari L. Energy. Wolrd Banc 2020. <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0434b.pdf> (accessed October 17, 2020).
- [2] Castillo T, García F, Mosquera L, Rivadeneira T, Segura K, Marco Yujato. Panorama energético de América Latina Y El Caribe 2019 – OLADE. Olade 2019. <http://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2019/> (accessed October 17, 2020).

-
- [3] Iorio P, Sanin ME. Acceso y asequibilidad a la energía eléctrica en América Latina y El Caribe. Inter-American Development Bank; 2019. <https://doi.org/10.18235/0002095>.
- [4] Munasinghe M. INTEGRATED NATIONAL ENERGY PLANNING (INEP) IN DEVELOPING COUNTRIES. *Energy Anal. Policy*, Elsevier; 1990, p. 19–30. <https://doi.org/10.1016/b978-0-408-05634-2.50012-2>.
- [5] Breeze P. *Power Generation Technologies*. Elsevier; 2014. <https://doi.org/10.1016/c2012-0-00136-6>.
- [6] Gharehpetian G, Mousavi Agah SM. *Distributed Generation Systems*. Elsevier; 2017. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-03902-0>.
- [7] Neves D, Silva CA, Connors S. Design and implementation of hybrid renewable energy systems on micro-communities: A review on case studies. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;31:935–46. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.047>.
- [8] Eras-Almeida AA, Egado-Aguilera MA. Hybrid renewable mini-grids on non-interconnected small islands: Review of case studies. *Renew Sustain Energy Rev* 2019;116:109417. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109417>.
- [9] BP. Full report – BP Statistical Review of World Energy 2019. n.d.
- [10] Libro de trabajo: IRENA RE Time Series n.d. <https://public.tableau.com/views/IRENARETimeSeries/Charts?:embed=y&:showVizHome=no&publish=yes&:toolbar=no> (accessed October 23, 2020).
- [11] IRENA. ENERGY PROFILE. n.d.
- [12] Renewable M de E y E. PLANEER maqueta digital flip 2016. https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/images/PLANEER_ESPANOL/PLANEER_maquetadigitalflip_2017-05-17_17-10-53.html (accessed October 23, 2020).
- [13] Renewable M de E y E. PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD 2016-2025 2016. <https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/index.php/plan-maestro-de-electricidad-2016-2025> (accessed October 23, 2020).
- [14] Unfccc. ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT - Paris Agreement text English. n.d.
- [15] Nations U. 70/1. Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development Preamble. 2030.
- [16] IRENA. Statistics Time Series. /Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series n.d.
- [17] Lian J, Zhang Y, Ma C, Yang Y, Chaima E. A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems. *Energy Convers Manag* 2019;199:112027. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112027>.

- [18] Kirke B. Hydrokinetic turbines for moderate sized rivers. *Energy Sustain Dev* 2020;58:182–95. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.08.003>.
- [19] Lan H, Wen S, Hong YY, Yu DC, Zhang L. Optimal sizing of hybrid PV/diesel/battery in ship power system. *Appl Energy* 2015;158:26–34. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.031>.
- [20] Bhandari B, Lee KT, Lee CS, Song CK, Maskey RK, Ahn SH. A novel off-grid hybrid power system comprised of solar photovoltaic, wind, and hydro energy sources. *Appl Energy* 2014;133:236–42. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.033>.
- [21] Ma T, Yang H, Lu L, Peng J. Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong. *Renew Energy* 2014;69:7–15. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.028>.
- [22] François B, Hingray B, Raynaud D, Borga M, Creutin JD. Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of-the river hydropower to wind/solar mix. *Renew Energy* 2016;87:686–96. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.064>.
- [23] Lago LI, Ponta FL, Chen L. Advances and trends in hydrokinetic turbine systems. *Energy Sustain Dev* 2010;14:287–96. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2010.09.004>.
- [24] Khan MJ, Bhuyan G, Iqbal MT, Quaicoe JE. Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. *Appl Energy* 2009;86:1823–35. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.02.017>.
- [25] Vivas FJ, De las Heras A, Segura F, Andújar JM. A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;82:126–55. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.014>.
- [26] Eriksson ELV, Gray EMA. Optimization and integration of hybrid renewable energy hydrogen fuel cell energy systems – A critical review. *Appl Energy* 2017;202:348–64. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.132>.
- [27] Yilanci A, Dincer I, Ozturk HK. A review on solar-hydrogen/fuel cell hybrid energy systems for stationary applications. *Prog Energy Combust Sci* 2009;35:231–44. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2008.07.004>.
- [28] Zini G, Tartarini P. Hybrid systems for solar hydrogen: A selection of case-studies. *Appl Therm Eng* 2009;29:2585–95. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2008.12.029>.

Capítulo 2

Sistemas de Generación Híbridos Situación actual y Perspectivas

Contenido

Capítulo 2	¡Error! Marcador no definido.
2.1. Introducción	¡Error! Marcador no definido.
2.2. Evolución en la optimización de sistemas híbridos	¡Error! Marcador no definido.
2.2.1. Técnicas de optimización clásicas.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2.1.1. Técnicas probabilísticas	¡Error! Marcador no definido.
2.2.1.2. Técnicas iterativas.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2.1.3. Técnicas analíticas	¡Error! Marcador no definido.
2.2.1.4. Técnicas numéricas	¡Error! Marcador no definido.
2.2.2. Técnicas de optimización modernas.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2.2.1. Optimización de Enjambre de Partículas (PSO)	¡Error! Marcador no definido.
2.2.2.2. Algoritmo Genético (GA)	¡Error! Marcador no definido.
2.2.2.3. Redes Neuronales de Propagación hacia Atrás (BPNN).....	¡Error! Marcador no definido.
2.2.2.4. Método de Montecarlo	¡Error! Marcador no definido.
2.2.3. Herramientas computacionales.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2.4. Indicadores utilizados en optimización de sistemas híbridos	¡Error! Marcador no definido.
2.2.5. Retos en optimización de sistemas híbridos	¡Error! Marcador no definido.
2.3. Conclusiones del Capítulo	¡Error! Marcador no definido.
Referencias.....	¡Error! Marcador no definido.

2.1. Introducción

La sociedad se enfrenta actualmente a una crisis energética global, dentro de un sistema basado en fuentes no renovables que se agotan rápidamente y frente al crecimiento de la demanda, es crucial encontrar una solución para reducir el calentamiento global sin comprometer el desarrollo energético de la humanidad. En respuesta a este problema, la mejora en la eficiencia energética y sostenibilidad, mediante el uso de fuentes renovables están adquiriendo importante respuesta de la comunidad mundial [1].

Las fuentes de energía renovable como la solar, eólica e hidroeléctrica, han evolucionado considerablemente durante la última década, como se indicó en el capítulo anterior de esta Tesis. Los sistemas híbridos renovables al combinar sus recursos intermitentes presentan una mayor eficiencia con respecto a los sistemas renovables con una sola fuente, además de reducir el costo energético y la operatividad de generadores diesel en sistemas fuera de red o aislados. La optimización en sistemas híbridos permite reducir la inestabilidad producida por la naturaleza estocástica de sus fuentes, sobre todo en sistemas aislados, en la literatura, los métodos de optimización, así como las aplicaciones son cada vez más estudiadas, considerando distintas combinaciones de fuentes renovables con sistemas de almacenamiento energético, y dependiendo de la demanda eléctrica y la ubicación del sistema, se debe elegir el método de optimización del tamaño de un sistema híbrido renovable [2]. En base a lo expuesto, en esta sección, se presenta una revisión del estado actual y perspectivas futuras de métodos y técnicas de optimización aplicadas en sistemas híbridos renovables conectados a la red y aislados.

2.2. Evolución en la optimización de sistemas híbridos

En la actualidad, se han alcanzado importantes logros con respecto a la optimización de sistemas híbridos, desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental. La importancia de cada índice depende de varios factores como la ubicación, el tipo de carga, el costo máximo impuesto, políticas locales, entre otras. En la referencia [2], los autores clasifican varios indicadores utilizados en la optimización de sistemas híbridos renovables, el 43% de los investigadores se centran en la factibilidad económica y el 37.4% en la confiabilidad y calidad del servicio, mientras que menos del 2% se centran en indicadores medioambientales y sociales. Las técnicas de optimización comúnmente utilizados se pueden clasificar en métodos clásicos, métodos modernos y herramientas computacionales.

2.2.1. Técnicas de optimización clásicas

Las técnicas clásicas están conformadas principalmente por métodos probabilísticos, iterativos, numéricos y analíticos, los cuales se explican a continuación.

2.2.1.1. Técnicas probabilísticas

La optimización del tamaño de un sistema utilizando técnicas probabilísticas ha sido altamente utilizada en la literatura, básicamente este tipo de técnicas considera consideran la evolución de los recursos naturales aleatorios como velocidad de viento, radiación, velocidad de río, disponibilidad de biomasa, temperatura ambiente, etc.

Diversas técnicas probabilísticas se muestran en la Tabla 2.1, así como las fuentes energéticas, el tipo de sistema y su ubicación. Aunque esta técnica es sencilla, su principal limitación es que no se puede representar el rendimiento dinámico de un sistema híbrido [3].

Tabla 2.1 Optimización de sistemas híbridos renovables utilizando técnicas probabilísticas

Ref.	Método de optimización	Fuentes energéticas	Tipo de sistema	Ubicación
[4]	MILP	PV/WT/EH/BAT/GB/DG	Aislado	Bolivia
[5]	Mapa hipotético (BOILP)	PV/WT/DG	Aislado	Turquía
[6]	MILP mejorado	PV/TH/ET	Conectado a red	China
[7]	MILP secuencial (SPL)	PV/WT/GB	Aislado/Conectado a red	Italia
[8]	MILP	PV/WT/BAT/H2	Aislado	EE. UU.
[9]	Lógica Difusa	PV/WT/BAT	Aislado	Senegal
[10]	MILP doble etapa	PV/WT/BAT	Conectado a red	Dinamarca
[11]	MILP/Linear programming	PV/BAT/DG	Aislado	Somalia
[12]	MILP modelo de transbordo ampliado	PV/WT/GB	Conectado a red	Malasia
[13]	Modelado Algebraico General	PV/BAT/DG	Aislado	Colombia

2.2.1.2. Técnicas iterativas

Las técnicas iterativas utilizan bucles que convergen al cumplir ciertas condiciones impuestas por la función objetivo, la mayoría de sistemas requieren modelado no lineal como por ejemplo el consumo de combustible de un gasificador, el análisis de costos de un sistema, o el comportamiento dinámico de un aerogenerador, por lo que el método iterativo puede requerir una gran cantidad de cálculos para encontrar el punto óptimo [14]. En la literatura revisada, los autores analizan varios algoritmos basados en técnicas iterativas. Además, los resultados de la investigación demostraron que el método iterativo es más eficaz que HOMER Pro y algoritmo genético (GA) en algunos casos. Algunos métodos utilizados se muestran en la Tabla 2.2 [2].

Tabla 2.2 Optimización de sistemas híbridos renovables utilizando técnicas iterativas

Ref.	Método de optimización	Fuentes energéticas	Tipo de sistema	Ubicación
[15]	Algoritmo de punto inferior	PV/WT/BAT/DG	Aislado	Colombia
[16]	Algoritmo iterativo flexible	PV/WT/BAT/DG	Aislado	Arabia Saudita
[17]	Algoritmo iterativo híbrido	PV/WT/H2	Aislado	Túnez
[18]	Algoritmo iterativo Pareto - Fuzzy	PV/WT	Aislado	Malasia
[19]	Algoritmo iterativo avanzado	PH	Aislado	Bélgica
[20]	Algoritmo iterativo Cuckoo search	PV/BAT/DG	Aislado	-
[21]	Algoritmo iterativo de alta resolución	PV/WT/BAT	Aislado	Italia
[22]	Algoritmo selección de filtro iterativo	PV/WT/BAT	Aislado	-

2.2.1.3. Técnicas analíticas

Las técnicas analíticas se basan principalmente en métodos de programación probabilísticas mediante modelos matemáticos computacionales, que permite pronosticar datos como demanda eléctrica o recursos renovables aleatorios, son modelos que se pueden ajustar no solo a optimización del tamaño de un sistema, sino también a planificación del funcionamiento futuro de sus fuentes renovables, lo cual no pueden ser determinadas por técnicas lineales. En algunos casos, los óptimos globales de las técnicas analíticas se pueden determinar mediante inteligencia artificial a través de técnicas metaheurísticas o basadas en el comportamiento de ciertas especies como abejas, luciérnagas, hormigas, etc., como por ejemplo el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO) y el algoritmo mediante proceso jerárquico analítico (AHP) son los más utilizados por los autores, que son capaces de evaluar cuantitativa y cualitativamente la adecuación del sistema y la gestión energética óptima.

Una desventaja de este método es que requiere datos meteorológicos a largo plazo y como ventajas que el cálculo es simple y consume pocos recursos computacionales [23]. La Tabla 2.3 muestra varios algoritmos analíticos que se utiliza en la literatura para optimizar y planificar un sistema renovable.

Tabla 2.3 Optimización de sistemas híbridos renovables utilizando técnicas analíticas

Ref.	Método de optimización	Fuentes energéticas	Tipo de sistema	Ubicación
[24]	PSO	PV/WT/PH/DG	Aislado	India
[25]	PSO	PV/WT/DG	Aislado	Arabia Saudita
[26]	Algoritmo genético	PV/WT/H2	Conectado a red	China
[27]	Montecarlo	WT/CM	Conectado a red	-
[27, 28]	Proceso jerárquico analítico (AHP), SWOC	PV/BAT	Aislado	India
[29]	Proceso jerárquico analítico (AHP)	WT/H2	Aislado	Irán
[30]	Técnica analítica en un sistema RBTS simplificado	PV/WT/DG	Conectado a red	-
[30]	Proceso jerárquico analítico (AHP)	PV/WT/DG	Aislado	Venezuela
[31]	Enfoques de series de tiempo	PV/WT/BAT	Aislado	Irán
[32]	Algoritmo genético/red neuronal	PV/WT/GT	Conectado a red	-

2.2.1.4. Técnicas numéricas

Diseños matemáticos que sirven para evaluar parámetros funcionales de componentes dinámicos, de tal manera que los algoritmos sean capaces de encontrar un óptimo ante sistemas complejos. Generalmente estas técnicas emplean métodos heurísticos y herramientas computacionales para resolver los complejos algoritmos mediante el

modelado matemático de sistemas híbridos renovables. El grado de precisión dependerá del modelo construido, las ecuaciones diferenciales que representan al sistema deberán ser resueltas mediante métodos numéricos. Este tipo de métodos son deterministas por lo que no se consideran las incertidumbres haciéndolo menos preciso que el método probabilístico. Las aplicaciones varían desde sistemas de colectores solares, energía geotérmica, sistemas fotovoltaicos, baterías y turbinas eólicas, algunos artículos que utilizan sistemas numéricos para resolver problemas de optimización de sistemas híbridos se presenta en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Optimización de sistemas híbridos renovables utilizando técnicas numéricas

Ref.	Método de optimización	Fuentes energéticas	Tipo de sistema	Ubicación
[33]	Análisis numérico matemático	CS/GEO	Aislado	Bangladesh
[33]	Análisis numérico función objetivo	PV/WT/BAT	Conectado a red	Australia
[34]	Método Power Pinch	DG/BAT	Conectado a red	Malasia
[35]	Análisis numérico matemático	CS/GEO	Conectado a red	México
[36]	Simulación numérica	CS/GEO	Conectado a red	Corea del Sur
[37]	Análisis numérico de tres fases	PV/WT/BAT/DG	Aislado	Batinah

2.2.2. Técnicas de optimización modernas

Actualmente los métodos de optimización que han evolucionado son los algoritmos de inteligencia artificial (IA), la capacidad de estos métodos para realizar tareas se basan en el funcionamiento del pensamiento humano [38,39]. En los métodos tradicionales ya se utilizaban algoritmos de IA, sin embargo, su desarrollo y alcance aún era limitado. Actualmente, dichos algoritmos han sido mejorados siendo capaces de resolver sistemas dinámicos no lineales y problemas intermitentes. Por tanto, un algoritmo de IA puede obtener una solución óptima desde el punto de vista técnico-económico y medioambiental a corto o largo plazo [40]. Diversos algoritmos mencionados en las técnicas clásicas que utilizan IA se han mejorado o combinado. Además, varios autores implementan distintos métodos nuevos basados en IA, algunos ejemplos son: Optimización de Enjambre de Partículas (PSO), Simulación de Montecarlo, Controlador de Lógica Difusa Optimizado (FLC), Algoritmo Genético (GA), Optimización de

Colonia de Hormigas (ACO), Colonia de Abejas Artificial (ABC), Búsqueda Armónica (HS), Redes Neuronales de Propagación hacia Atrás (BPNN), Sistemas de Inferencia Neuro Difuso Adaptativo (ANFIS), Descomposición en Modo Empírico (EMD), Media Móvil Integrada Autor Regresiva (ARIMA), Media Móvil Integrada Autoregresiva Estacional (SARIMA), Búsqueda del Cuco (BC), Optimización de Enjambre de Partículas Multi-objetivo (MPSO), Algoritmo de Recocido Simulado (ARS), Optimización Eficiente del Enjambre de Abejas Artificiales (ABSO), Sistema Inmunológico Artificial (AIS) (entre otros) [41–46]. La Fig. 2.1 muestra el porcentaje de estudios realizados utilizando técnicas de optimización basadas en IA, según la Web of Science (WOS).

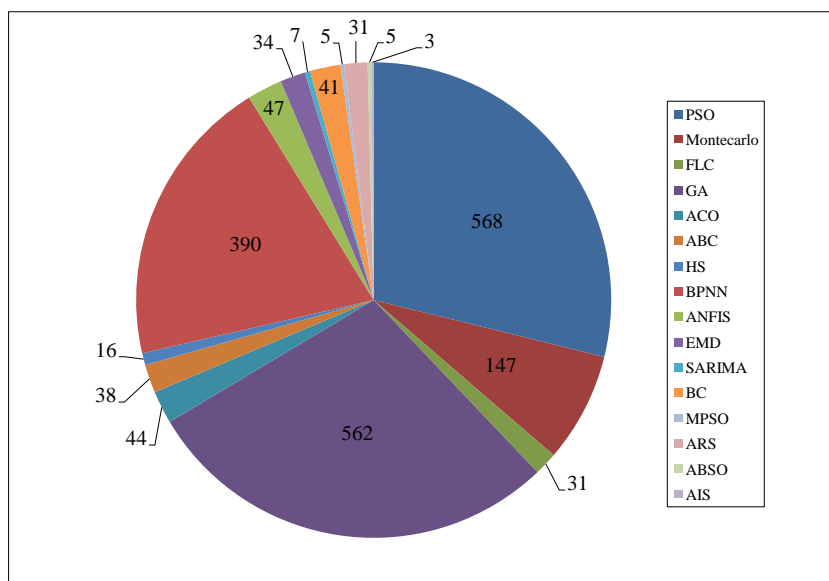


Figura 2.1 Estudios de optimización de sistemas híbridos basados en Inteligencia Artificial

Es evidente que los sistemas más estudiados son: Optimización de Enjambre de Partículas (PSO), Algoritmo Genético (GA), Redes Neuronales de Propagación hacia Atrás (BPNN) y Método de Montecarlo, respectivamente.

2.2.2.1. Optimización de Enjambre de Partículas (PSO)

El algoritmo PSO es un algoritmo evolutivo basado en el estudio del comportamiento de depredación de bandada de aves o cardumen de peces. El algoritmo fue desarrollado por Kennedy y Eberhart en 1995, es de fácil implementación, cálculo simple y rápida convergencia, como desventaja el algoritmo puede converger únicamente con respecto a mínimos locales [47]. En ciertos sistemas, localizar los mínimos locales es más rápido que un mínimo global, por lo que el algoritmo PSO suele ser más ventajoso que el algoritmo genético [48]. En [49], los autores realizan la optimización de un sistema híbrido PV-WT conectado a la red aplicando un algoritmo PSO modificado, aumentando la autosuficiencia de la microrred y reduciendo las pérdidas de transmisión. Además, el algoritmo es capaz de realizar una eficiente programación de despacho económico de sus fuentes de energía.

Para comunidades fuera de red o países en desarrollo, la necesidad de implementar técnicas de dimensionamiento del tamaño de un sistema renovable es evidente, en [50] los autores exploran las necesidades eléctricas de la ciudad de Zerbattiya, Irak a través del análisis de factibilidad de un sistema híbrido compuesto por PV-WT-BAT-DG,

utilizando el algoritmo PSO mediante el software Matlab, los resultados han mostrado que el costo de la electricidad es de 0.14 \$/kWh con una probabilidad de pérdida de carga LPSP de 0.053% y una penetración de energías renovables de 56.35%, lo cual demuestra que el algoritmo es un método adecuado para satisfacer las necesidades eléctricas de áreas remotas.

2.2.2.2. Algoritmo Genético (GA)

El algoritmo genético (GA) fue desarrollado entre 1960 y 1970 por John Henry Holland, es un método de búsqueda aleatoria basada en la evolución biológica y base genético – molecular, para resolver problemas de optimización de discontinuidad, no lineales multivariantes [51–54]. Para que el algoritmo converja en un óptimo global y no local, se debe seleccionar correctamente la función de aptitud, no se puede garantizar el tiempo de optimización de un sistema [55]. Rajendram et al. [56] propuso un algoritmo genético mejorado para optimizar un sistema híbrido renovable compuesto por PV-WT-BAT-DG aislado en una comunidad de la India, los resultados obtenidos indican que el sistema renovable es capaz de abastecer la carga sin necesidad de operar el generador diesel. Varios otros estudios también han aplicado GA para optimizar sistemas híbridos renovables, fuentes energéticas compuestas por energía solar, hidroeléctrica, hidrógeno y baterías [57], sistemas renovables que alimentan plantas desalinizadoras de agua por osmosis inversa [58], sistema híbrido PV-WT-BAT aislado [59]. Los resultados obtenidos por los estudios mencionados en esta sección demuestran la eficacia⁶ y eficiencia⁷ del algoritmo, además de su veracidad, universalidad y solidez.

2.2.2.3. Redes Neuronales de Propagación hacia Atrás (BPNN)

Las redes neuronales utilizan modelos avanzados de inteligencia artificial para encontrar un óptimo o predecir futuros comportamientos de variables aleatorias intermitentes, las redes neuronales están formadas por 3 tipos de capas, las capas de entrada, intermedias (ocultas) y salida, las variables a optimizar o predecir se ubican en la capa de entrada, en funciones de predicción de demanda eléctrica o recursos naturales como velocidad de viento, radiación o velocidad de río, se debe conocer datos históricos para utilizarlos durante el proceso de entrenamiento de la red neuronal, durante el proceso de optimización, se debe proponer una función objetivo con ciertas restricciones de tal manera que el algoritmo encuentre el óptimo global [60–62]. Kamal y Bouya. [63] propusieron un método de optimización de un sistema renovable híbrido utilizando redes neuronales, considerando variables como probabilidad de pérdida de carga, demanda eléctrica, costo de los componentes, recursos renovables y temperatura. Los resultados obtenidos del método propuesto indican que el sistema es factible económicamente además de presentar buenos índices de confiabilidad. Además, Kaabeche y Belhamel [64], aplicaron el método basado en redes neuronales para optimizar el sistema renovable PV-WT considerando datos históricos, demostrando su viabilidad y precisión.

2.2.2.4. Método de Montecarlo

El método de Montecarlo fue desarrollado en 1944 por Stanislaw Ulam y a John von Neumann y ha mejorado en la actualidad con el uso de ordenadores, el método fue

⁶ Eficacia. - Capacidad para producir el efecto deseado o de ir bien para determinada cosa

⁷ Eficiencia. - Capacidad para realizar o cumplir adecuadamente una función

llamado así por referencia a la ciudad de Mónaco donde se ubica el famoso casino Monte Carlo, por ser la capital de los juegos de azar. Al tratarse de un algoritmo no determinista, es aplicable en sistemas renovables con parámetros aleatorios. Para encontrar un óptimo, el algoritmo proporciona soluciones aproximadas a problemas matemáticos complejos y tiene un error absoluto que decrece como $\frac{1}{\sqrt{N}}$ [65–67]. La aplicación del método de Montecarlo en sistemas renovables es ampliamente estudiada en la literatura. Saleem et al. [68], presentan una evaluación de confiabilidad de un sistema autónomo que funciona con PV-WT-BAT y micro turbinas de gas de respaldo con diferentes configuraciones utilizando la Simulación de Monte Carlo, los resultados han demostrado que el sistema propuesto tiene un índice de confiabilidad mayor al 99%. El método también es utilizado para optimizar la planificación del sistema renovable desde el lado de la demanda en tiempo real, así lo proponen en [69], la gestión energética en un sistema aislado PV-BAT-DG ha sido desarrollada mediante el método de Monte Carlo, con el objetivo de reducir la penetración del generador diesel y el envejecimiento de las baterías, los resultados muestran un claro impacto económico, reduciendo un 14% del coste capital. Diversos estudios utilizan este método para evaluar sistemas híbridos PV-BAT-DG aislados [70], sistemas fotovoltaicos – térmicos [71] y microrredes tradicionales [72]. Comprobando la validez del método de forma similar a los algoritmos basados en IA presentados en esta sección.

2.2.3. Herramientas computacionales

Con la creciente popularidad de los sistemas híbridos renovables, han surgido muchos tipos de herramientas computacionales para reducir tiempos de cálculo radicalmente. Paralelamente, se incrementa el número de artículos de investigación, por lo que la necesidad de considerar indicadores técnicos, económicos, medioambientales, políticos y sociales crece [73], como se indica en la Fig. 2.2.

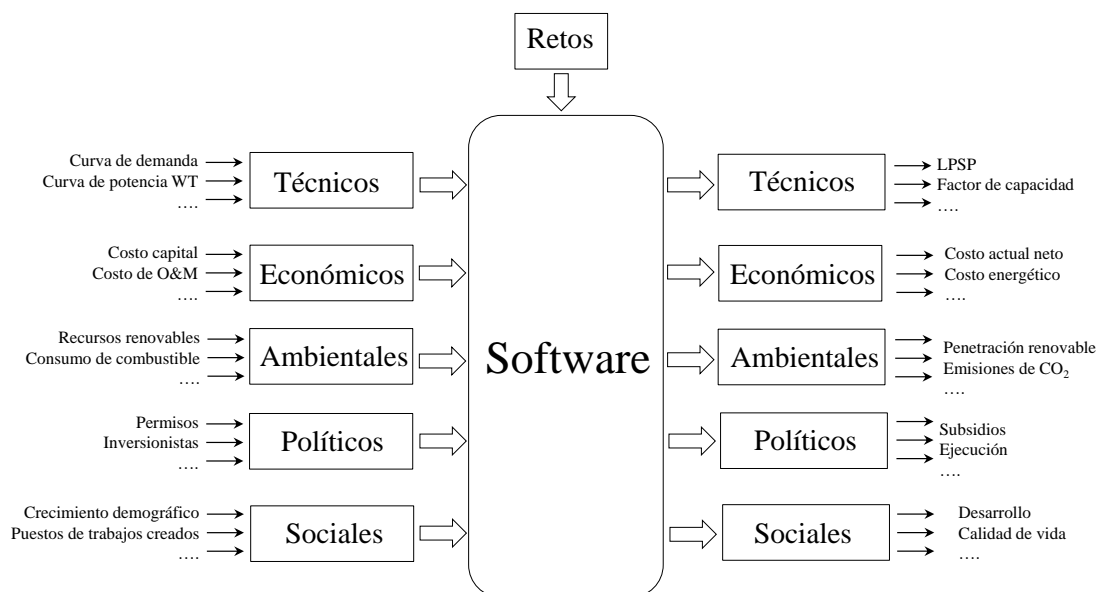


Figura 2.2 Flujograma de la operación de una herramienta computacional, optimización de sistemas híbridos renovables

Las principales características de los programas informáticos mayormente estudiados en la literatura se muestran en la Tabla 2.5 [73–76].

Tabla 2.5 Softwares de optimización más utilizados en la literatura

Software	Homer	Callipoe	RETScreen	Der-Cam	Compose	iHoga	EnergyPro	Hybrid2	Solstor	Qares	Insel
Descarga gratuita	X	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X
Genérico		X	-	-	-		X	-	-	-	-
PV	X	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X
WT	X	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X
BAT	X	-	X	X	X	X	X	X	X	X	X
DG	X	-		-	X	X		X	X	X	X
Mini-hidro	X	-	X	-	-	X	X	-	-	-	-
Celda de combustible, electrolizador y tanque de hidrógeno	X	-	X	-	-	X	-	X	-	-	-
Demandas	X	-	X	-	-	X	-	X	-	X	X
Simulación	X	-	X	-	-	X	-	X	X	X	X
Control energético	X	-	-	-	-	X	-	X	-	-	-
Análisis de Sensibilidad	X	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-
Turbina hidrocinética	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasa	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Red eléctrica	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carga combinada con calor	X	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-

2.2.4. Indicadores utilizados en optimización de sistemas híbridos

Un número considerable de autores analizaron diferentes categorías de funciones objetivas a través de diferentes criterios a la hora de planificar y diseñar sistemas eléctricos con fuentes renovables, desde el punto de vista técnico, económico, medioambiental, político y socioeconómico; utilizando métodos clásicos, modernos o herramientas computacionales, a continuación, se numeran algunos de estos estudios.

Tabla 2.6 Estudios de optimización de sistemas híbridos, considerando diversos indicadores

Referencias	Índice/Criterio	Método	Optimización
[77–84]	– Técnico – Económico – Ambiental	HOMER Pro	– Tamaño
[85–90]	– Técnico – Económico – –	iHoga	– Tamaño – –
[91]	– Técnico – Económico – Ambiental – –	Homer/Hoga/Energy Pro	– Tamaño
[92–95]	– Técnico – Económico – Ambiental – Social	IA	– Tamaño – Despacho energético
[79,81,96–100]	– Técnico	Matlab	– Tamaño – Despacho energético
[101]	– Económico – Ambiental – Social	Proceso de Jerarquía Analítica	– Despacho energético
[102]	– Social – Político	Proceso de Jerarquía Analítica	– Despacho energético

2.2.5. Retos en optimización de sistemas híbridos

La evolución de los sistemas renovables impulsa al desarrollo de nuevas técnicas para optimizarlos, la gran mayoría de métodos y técnicas presentadas en esta sección necesitan de un software para encontrar una solución óptima en el menor tiempo posible. Por lo tanto, los algoritmos híbridos demostraron tener ventaja de sus

componentes individuales y podría disolver sus limitaciones para obtener más solución prometedora. HOMER Pro fue una herramienta fácil para obtener resultados en problemas de tamaño óptimos y se usó ampliamente, sin embargo, no puede obtener resultados precisos en algunos casos, por lo que es necesario ajustarlo mediante otros programas como por ejemplo Matlab, de tal forma que sea posible ajustar el sistema de control de manera libre por el usuario [103]. Además, algunas tecnologías como la hidrocíntrica o el hidrógeno necesitan ser estudiadas más a fondo, combinando distintas fuentes renovables y sistemas de almacenamiento energético en sistemas aislados y conectados a red, estas brechas de investigación se solventan en los siguientes Capítulos de esta Tesis.

2.3. Conclusiones del Capítulo

En este Capítulo se han discutido diversos métodos y técnicas de optimización de sistemas renovables híbridos. Las técnicas clásicas radican en la utilización de formulación matemática para simular los fenómenos físicos que representan el funcionamiento de las fuentes renovables y sistemas de almacenamiento energético. Las técnicas actuales como PSO se basan en inteligencia artificial, donde es necesario entrenar un grupo de neuronas para predecir comportamientos aleatorios como los recursos renovables y la demanda eléctrica. Si bien, una gran cantidad de algoritmos son desarrollados por los investigadores, desde el punto de vista matemático o bajo inteligencia artificial, el método y herramienta que se utiliza en la actualidad por su rapidez son las herramientas computacionales. La herramienta HOMER Pro, ha sido altamente aceptada por el campo científico de optimización y planificación de sistemas renovable híbridos, por lo que el análisis de varios sistemas híbridos renovables en este software es prometedor. Por otra parte, HOMER Pro tiene herramientas pre-modeladas que son librerías que incluye el paquete computacional, lo cual limita de cierta manera al diseño de ciertas variables, para ello, el software Matlab permite modelar abiertamente de forma matemática (Simulink) el comportamiento exacto de ciertos sistemas. Además, es posible enlazar los dos softwares, HOMER Pro y Matlab de tal forma que se consigan resultados más precisos y exactos. En el siguiente Capítulo de esta Tesis, se presenta el modelado matemático en las herramientas HOMER Pro y Matlab, que servirán de base para el estudio de sistemas híbridos renovables en secciones posteriores de este trabajo.

Referencias

- [1] Alzahrani AM, Zohdy M, Yan B. An Overview of Optimization Approaches for Operation of Hybrid Distributed Energy Systems with Photovoltaic and Diesel Turbine Generator. *Electr Power Syst Res* 2021;191:106877. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106877>.
- [2] Lian J, Zhang Y, Ma C, Yang Y, Chaima E. A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems. *Energy Convers Manag* 2019;199:112027. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112027>.
- [3] Chauhan A, Saini RP. A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;38:99–120. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.079>.

-
- [4] Balderrama S, Lombardi F, Riva F, Canedo W, Colombo E, Quoilin S. A two-stage linear programming optimization framework for isolated hybrid microgrids in a rural context: The case study of the “El Espino” community. *Energy* 2019;188. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116073>.
- [5] Malekpoor H, Chalvatzis K, Mishra N, Ramudhin A. A hybrid approach of VIKOR and bi-objective integer linear programming for electrification planning in a disaster relief camp. *Ann Oper Res* 2019;283:443–69. <https://doi.org/10.1007/s10479-018-2877-0>.
- [6] Fu B, Ouyang C, Li C, Wang J, Gul E. An improved mixed integer linear programming approach based on symmetry diminishing for unit commitment of hybrid power system. *Energies* 2019;12. <https://doi.org/10.3390/en12050833>.
- [7] Vaccari M, Mancuso GM, Riccardi J, Cantù M, Pannocchia G. A Sequential Linear Programming algorithm for economic optimization of Hybrid Renewable Energy Systems. *J Process Control* 2019;189–201. <https://doi.org/10.1016/j.jprocont.2017.08.015>.
- [8] Sengupta M, Xie Y, Lopez A, Habte A, Maclaurin G, Shelby J. The National Solar Radiation Data Base (NSRDB). *Renew Sustain Energy Rev* 2018;89:51–60. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.003>.
- [9] Oumar C, Mouhamadou Falilou N, Willy Magloire N, Pape NA, Alexandre S. Water and Energy Management based on Fuzzy Logic and Linear Programming for a Photovoltaic/ Wind/Battery Pumping System in Rural Environment. 7th Int. IEEE Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2018, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2018, p. 1115–20. <https://doi.org/10.1109/ICRERA.2018.8566980>.
- [10] Luna AC, Diaz NL, Graells M, Vasquez JC, Guerrero JM. Mixed-integer-linear-programming-based energy management system for hybrid PV-wind-battery microgrids: Modeling, design, and experimental verification. *IEEE Trans Power Electron* 2017;32:2769–83. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2016.2581021>.
- [11] Dolara A, Grimaccia F, Magistrati G, Marchegiani G. Optimization Models for islanded micro-grids: A comparative analysis between linear programming and mixed integer programming. *Energies* 2017;10. <https://doi.org/10.3390/en10020241>.
- [12] Chen CL, Lai CT, Lee JY. Transshipment model-based MILP (mixed-integer linear programming) formulation for targeting and design of hybrid power systems. *Energy* 2014;65:550–9. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.11.021>.
- [13] Huneke F, Henkel J, González JAB, Erdmann G. Optimisation of hybrid off-grid energy systems by linear programming. *Energy Sustain Soc* 2012;2:1–19. <https://doi.org/10.1186/2192-0567-2-7>.
- [14] Ayop R, Isa NM, Tan CW. Components sizing of photovoltaic stand-alone system based on loss of power supply probability. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;81:2731–43. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.079>.

- [15] Ruiz-álvarez S, Patiño J, Márquez A, Espinosa J. Optimal design for an electrical hybrid micro grid in Colombia under fuel price variation. *Int J Renew Energy Res* 2017;7:1535–45.
- [16] Mohamed MA, Eltamaly AM, Alolah AI. Sizing and techno-economic analysis of stand-alone hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery power generation systems. *J Renew Sustain Energy* 2015;7. <https://doi.org/10.1063/1.4938154>.
- [17] Smaoui M, Abdelkafi A, Krichen L. Optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind/hydrogen hybrid system supplying a desalination unit. *Sol Energy* 2015;120:263–76. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.07.032>.
- [18] Mukhtaruddin RNSR, Rahman HA, Hassan MY, Jamian JJ. Optimal hybrid renewable energy design in autonomous system using Iterative-Pareto-Fuzzy technique. *Int J Electr Power Energy Syst* 2015;64:242–9. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.030>.
- [19] Toubeau JF, Iassinovski S, Jean E, Parfait JY, Bottieau J, De Grève Z, et al. Non-linear hybrid approach for the scheduling of merchant underground pumped hydro energy storage. *IET Gener Transm Distrib* 2019;13:4798–808. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.0204>.
- [20] Murugesan C, Marimuthu CN. Cost optimization of PV-Diesel Systems in Nanogrid Using L J Cuckoo Search and its Application in Mobile Towers. *Mob Networks Appl* 2019;24:340–9. <https://doi.org/10.1007/s11036-018-1046-7>.
- [21] Giallanza A, Porretto M, Puma GL, Marannano G. A sizing approach for stand-alone hybrid photovoltaic-wind-battery systems: A Sicilian case study. *J Clean Prod* 2018;199:817–30. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.223>.
- [22] Hussain S, Al-Ammari R, Iqbal A, Jafar M, Padmanaban S. Optimisation of hybrid renewable energy system using iterative filter selection approach. *IET Renew Power Gener* 2017;11:1440–5. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0014>.
- [23] Luna-Rubio R, Trejo-Perea M, Vargas-Vázquez D, Ríos-Moreno GJ. Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies. *Sol Energy* 2012;86:1077–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.10.016>.
- [24] Rathore A, Patidar NP. Reliability constrained socio-economic analysis of renewable generation based standalone hybrid power system with storage for off-grid communities. *IET Renew Power Gener* 2020;14:2142–53. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0906>.
- [25] Abu-Hamdeh NH, Alnefaie KA. Optimal selection and techno-economic analysis of a hybrid power generation system. *J Renew Sustain Energy* 2019;11. <https://doi.org/10.1063/1.5121389>.
- [26] Shi L, Kang J, Chen X, Haselhuhn AS, Sigler DR, Carlson BE. Determination of fracture modes in novel aluminum-steel dissimilar resistance spot welds. *Procedia Struct. Integr.*, vol. 17, Elsevier B.V.; 2019, p. 355–62. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2019.08.047>.

- [27] Gu Y, McCalley J, Ni M, Bo R. Economic modeling of compressed air energy storage. *Energies* 2013;6:2221–41. <https://doi.org/10.3390/en6042221>.
- [28] Sindhu S, Nehra V, Luthra S. Investigation of feasibility study of solar farms deployment using hybrid AHP-TOPSIS analysis: Case study of India. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;73:496–511. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.135>.
- [29] Rezaei-Shouroki M, Mostafaeipour A, Qolipour M. Prioritizing of wind farm locations for hydrogen production: A case study. *Int J Hydrogen Energy* 2017;42:9500–10. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.072>.
- [30] Adefarati T, Bansal RC. The Impacts of PV-Wind-Diesel-Electric Storage Hybrid System on the Reliability of a Power System. *Energy Procedia*, vol. 105, Elsevier Ltd; 2017, p. 616–21. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.364>.
- [31] Hernández-Torres D, Urdaneta Urdaneta AJ, De Oliveira-De Jesus P. A hierarchical methodology for the integral net energy design of small-scale hybrid renewable energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;52:100–10. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.008>.
- [32] Delavaripour H, Dehkordi BM. Reliability evaluation of a standalone wind-photovoltaic/battery energy system based on realistic model of battery. *J Renew Sustain Energy* 2015;7. <https://doi.org/10.1063/1.4906772>.
- [33] Ananno AA, Masud MH, Dabnichki P, Ahmed A. Design and numerical analysis of a hybrid geothermal PCM flat plate solar collector dryer for developing countries. *Sol Energy* 2020;196:270–86. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.069>.
- [34] Mohammad Rozali NE, Wan Alwi SR, Abdul Manan Z, Klemeš JJ, Hassan MY. Optimal sizing of hybrid power systems using power pinch analysis. *J. Clean. Prod.*, vol. 71, Elsevier Ltd; 2014, p. 158–67. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.12.028>.
- [35] Arista JAR, Jesús Pacheco Ibarra J, Rubio-Maya C, Pedraza OJG, Martinez DA. Numerical analysis of geothermal heat exchangers to be implemented in a geothermal-solar hybrid power plant for electricity production in Mexico. *ASME Int. Mech. Eng. Congr. Expo. Proc.*, vol. 6B-2016, American Society of Mechanical Engineers (ASME); 2016. <https://doi.org/10.1115/IMECE2016-67869>.
- [36] Oh JH, Nam Y. Study on the effect of ground heat storage by solar heat using numerical simulation. *Energies* 2015;8:13609–27. <https://doi.org/10.3390/en81212388>.
- [37] Kazem HA, Khatib T. A novel numerical algorithm for optimal sizing of a photovoltaic/wind/ diesel generator/battery microgrid using loss of load probability index. *Int J Photoenergy* 2013;2013. <https://doi.org/10.1155/2013/718596>.
- [38] Khan FA, Pal N, Saeed SH. Review of solar photovoltaic and wind hybrid energy systems for sizing strategies optimization techniques and cost analysis

- methodologies. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;92:937–47. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.107>.
- [39] Upadhyay S, Sharma MP. A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;38:47–63. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.057>.
- [40] Anoune K, Bouya M, Astito A, Abdellah A Ben. Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;93:652–73. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.032>.
- [41] Jha SK, Bilalovic J, Jha A, Patel N, Zhang H. Renewable energy: Present research and future scope of Artificial Intelligence. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;77:297–317. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.018>.
- [42] Singh S, Singh M, Kaushik SC. A review on optimization techniques for sizing of solar-wind hybrid energy systems. *Int J Green Energy* 2016;13:1564–78. <https://doi.org/10.1080/15435075.2016.1207079>.
- [43] Sinha S, Chandel SS. Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic-wind based hybrid energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;50:755–69. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.040>.
- [44] Delgado C, Domínguez-Navarro JA. Multi-objective design optimization of hybrid renewablesystems using UGF. *COMPEL - Int J Comput Math Electr Electron Eng* 2015;34:1825–44. <https://doi.org/10.1108/COMPEL-11-2014-0326>.
- [45] Bhandari B, Lee KT, Lee GY, Cho YM, Ahn SH. Optimization of hybrid renewable energy power systems: A review. *Int J Precis Eng Manuf - Green Technol* 2015;2:99–112. <https://doi.org/10.1007/s40684-015-0013-z>.
- [46] Zheng YJ, Chen SY, Lin Y, Wang WL. Bio-inspired optimization of sustainable energy systems: A review. *Math Probl Eng* 2013;2013. <https://doi.org/10.1155/2013/354523>.
- [47] Liu Z, Chen Y, Zhuo R, Jia H. Energy storage capacity optimization for autonomy microgrid considering CHP and EV scheduling. *Appl Energy* 2018;210:1113–25. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.002>.
- [48] Kornelakis A, Marinakis Y. Contribution for optimal sizing of grid-connected PV-systems using PSO. *Renew Energy* 2010;35:1333–41. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.10.014>.
- [49] Yousif M, Ai Q, Gao Y, Wattoo WA, Jiang Z, Hao R. An optimal dispatch strategy for distributed microgrids using PSO. *CSEE J Power Energy Syst* 2020;6:724–34. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2018.01070>.
- [50] AL-Shammari A-S, W. J Z, Azizan A, M. M MM, Rahman R, A. S. F ASF. Techno-Economic Feasibility to Generate Electricity by Using PSO Technique for the Urban City in Iraq: Case Study. *Int J Integr Eng* 2020;12.

- <https://doi.org/10.30880/ijie.2020.12.08.021>.
- [51] Zaibi M, Cherif H, Champenois G, Sareni B, Roboam X, Belhadj J. Sizing methodology based on design of experiments for freshwater and electricity production from multi-source renewable energy systems. *Desalination* 2018;446:94–103. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2018.08.008>.
- [52] Ould Bilal B, Sambou V, Ndiaye PA, Kébé CMF, Ndongo M. Study of the influence of load profile variation on the optimal sizing of a standalone hybrid PV/Wind/Battery/Diesel system. *Energy Procedia*, vol. 36, Elsevier Ltd; 2013, p. 1265–75. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.143>.
- [53] Bilal BO, Sambou V, Kébé CMF, Ndiaye PA, Ndongo M. Methodology to size an optimal stand-alone PV/wind/diesel/battery system minimizing the levelized cost of energy and the CO₂ emissions. *Energy Procedia*, vol. 14, Elsevier; 2012, p. 1636–47. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.1145>.
- [54] Shayeghi H, Hashemi Y. Application of fuzzy decision-making based on INSGA-II to designing PV-wind hybrid system. *Eng Appl Artif Intell* 2015;45:1–17. <https://doi.org/10.1016/j.engappai.2015.04.013>.
- [55] Siddaiah R, Saini RP. A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;58:376–96. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.281>.
- [56] Rathish RJ, Mahadevan K, Selvaraj SK, Booma J. Multi-objective evolutionary optimization with genetic algorithm for the design of off-grid PV-wind-battery-diesel system. *Soft Comput* 2020. <https://doi.org/10.1007/s00500-020-05372-y>.
- [57] Rezaei Mirghaed M, Saboohi Y. Optimal design of renewable integrated heat and electricity supply systems with genetic algorithm: household application in Iran. *Int J Environ Sci Technol* 2020;17:2185–96. <https://doi.org/10.1007/s13762-019-02543-9>.
- [58] Xu D, Acker T. Optimal sizing of an off-grid, renewable energy reverse osmosis desalination system based on a genetic algorithm. *Desalin Water Treat* 2019;163:67–82. <https://doi.org/10.5004/dwt.2019.24498>.
- [59] Abdelkader A, Rabeh A, Mohamed Ali D, Mohamed J. Multi-objective genetic algorithm based sizing optimization of a stand-alone wind/PV power supply system with enhanced battery/supercapacitor hybrid energy storage. *Energy* 2018;163:351–63. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.135>.
- [60] Deo RC, Ghorbani MA, Samadianfard S, Maraseni T, Bilgili M, Biazar M. Multi-layer perceptron hybrid model integrated with the firefly optimizer algorithm for windspeed prediction of target site using a limited set of neighboring reference station data. *Renew Energy* 2018;116:309–23. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.078>.
- [61] Elsheikh AH, Sharshir SW, Abd Elaziz M, Kabeel AE, Guilan W, Haiou Z. Modeling of solar energy systems using artificial neural network: A

- comprehensive review. *Sol Energy* 2019;180:622–39.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.01.037>.
- [62] Ata R. Artificial neural networks applications in wind energy systems: a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;49:534–62.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.166>.
- [63] Anoune K, Bouya M, Astito A, Abdellah A Ben. Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;93:652–73.
<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2018.05.032>.
- [64] Kaabeche A, Belhamel M, Ibtouen R. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system. *Energy* 2011;36:1214–22.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.11.024>.
- [65] Theodoridis S. Chapter 14 - Monte Carlo Methods. In: Theodoridis S, editor. *Mach. Learn. (Second Ed. Second Edi, Academic Press; 2020, p. 731–69*.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818803-3.00026-X>.
- [66] Covington TR, Gearhart JM. Chapter 9 - Sensitivity and Monte Carlo analysis techniques and their use in uncertainty, variability, and population analysis. In: Fisher JW, Gearhart JM, Lin Z, editors. *Physiol. Based Pharmacokinet. Model., Academic Press; 2020, p. 211–42*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818596-4.00009-6>.
- [67] Romeo G. Chapter 14 - Essential Monte Carlo analysis. In: Romeo G, editor. *Elem. Numer. Math. Econ. with Excel, Academic Press; 2020, p. 763–95*.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817648-1.00014-1>.
- [68] Saleem AF, Banat IH, Almuahini M. Reliability assessment of a stand-alone hybrid system using Monte Carlo simulation. *13th Int. Multi-Conference Syst. Signals Devices, SSD 2016, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2016, p. 714–9*. <https://doi.org/10.1109/SSD.2016.7473690>.
- [69] Thiaux Y, Dang TT, Bacha S, Multon B, Ben Ahmed H, Tran QT. Demand side management in PV/diesel stand-alone system with real-time Monte Carlo simulation of the consumer electrical behaviour. *Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol., vol. 2015- June, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2015, p. 1286–93*. <https://doi.org/10.1109/ICIT.2015.7125275>.
- [70] Dufo-López R, Pérez-Cebollada E, Bernal-Agustín JL, Martínez-Ruiz I. Optimisation of energy supply at off-grid healthcare facilities using Monte Carlo simulation. *Energy Convers Manag* 2016;113:321–30.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.01.057>.
- [71] Shadmehri M, Narei H, Ghasempour R, Shafii MB. Numerical simulation of a concentrating photovoltaic-thermal solar system combined with thermoelectric modules by coupling Finite Volume and Monte Carlo Ray-Tracing methods. *Energy Convers Manag* 2018;172:343–56.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.07.034>.

- [72] Fioriti D, Poli D. A novel stochastic method to dispatch microgrids using Monte Carlo scenarios. *Electr Power Syst Res* 2019;175. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.105896>.
- [73] Cuesta MA, Castillo-Calzadilla T, Borges CE. A critical analysis on hybrid renewable energy modeling tools: An emerging opportunity to include social indicators to optimise systems in small communities. *Renew Sustain Energy Rev* 2020;122. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109691>.
- [74] Kaur D, Cheema PS. Software tools for analyzing the hybrid renewable energy sources:-A review. *Proc. Int. Conf. Inven. Syst. Control. ICISC 2017*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2017. <https://doi.org/10.1109/ICISC.2017.8068591>.
- [75] Sinha S, Chandel SS. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;32:192–205. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.035>.
- [76] Phrakonkham S, le Chenadec JY, Diallo D, Remy G, Marchand C. Reviews on micro-grid configuration and dedicated hybrid system optimization software tools: Application to Laos. *Eng J* 2010;14:15–34. <https://doi.org/10.4186/ej.2010.14.3.15>.
- [77] Hoseinzadeh S, Ghasemi MH, Heyns S. Application of hybrid systems in solution of low power generation at hot seasons for micro hydro systems. *Renew Energy* 2020;160:323–32. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.149>.
- [78] Ashraf MA, Liu Z, Alizadeh A, Nojavan S, Jermisittiparsert K, Zhang D. Designing an optimized configuration for a hybrid PV/Diesel/Battery Energy System based on metaheuristics: A case study on Gobi Desert. *J Clean Prod* 2020;270. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122467>.
- [79] Hassani H, Zaouche F, Rekioua D, Belaid S, Rekioua T, Bacha S. Feasibility of a standalone photovoltaic/battery system with hydrogen production. *J Energy Storage* 2020;31. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101644>.
- [80] Kotb KM, Elkadeem MR, Elmorshedy MF, Dán A. Coordinated power management and optimized techno-enviro-economic design of an autonomous hybrid renewable microgrid: A case study in Egypt. *Energy Convers Manag* 2020;221. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113185>.
- [81] Mokhtara C, Negrou B, Bouferrouk A, Yao Y, Settou N, Ramadan M. Integrated supply–demand energy management for optimal design of off-grid hybrid renewable energy systems for residential electrification in arid climates. *Energy Convers Manag* 2020;221. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113192>.
- [82] Li J, Liu P, Li Z. Optimal design and techno-economic analysis of a solar-wind-biomass off-grid hybrid power system for remote rural electrification: A case study of west China. *Energy* 2020;208. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118387>.
- [83] Fadlallah SO, Benhadji Serradj DE. Determination of the optimal solar

- photovoltaic (PV) system for Sudan. *Sol Energy* 2020;208:800–13. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.08.041>.
- [84] Arévalo-Cordero P, Benavides DJ, Juan Leonardo, Hernández-Callejo L, Jurado F. Optimal energy management strategies to reduce diesel consumption for a hybrid off-grid system. *Rev Fac Ing Univ Antioquia* 2020. <https://doi.org/10.17533/udea.redin.20200471>.
- [85] Suchitra D, Jegatheesan R, Deepika TJ. Optimal design of hybrid power generation system and its integration in the distribution network. *Int J Electr Power Energy Syst* 2016;82:136–49. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.03.005>.
- [86] Cano A, Jurado F, Sánchez H, Fernández LM, Castañeda M. Optimal sizing of stand-alone hybrid systems based on PV/WT/FC by using several methodologies. *J Energy Inst* 2014;87:330–40. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2014.03.028>.
- [87] Gudelj A, Krčum M. Simulation and Optimization of Independent Renewable Energy Hybrid System. *Trans Marit Sci* 2013;2:28–35. <https://doi.org/10.7225/toms.v02.n01.004>.
- [88] Galvez GH, Probst O, Lastres O, Rodríguez AN, Ugás AJ, Durán EA, et al. Optimization of autonomous hybrid systems with hydrogen storage: Life cycle assessment. *Int J Energy Res* 2012;36:749–63. <https://doi.org/10.1002/er.1830>.
- [89] Rajkumar RK, Ramachandaramurthy VK, Yong BL, Chia DB. Techno-economical optimization of hybrid pv/wind/battery system using Neuro-Fuzzy. *Energy* 2011;36:5148–53. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.017>.
- [90] Dufo-López R, Bernal-Agustín JL. Design and control strategies of PV-diesel systems using genetic algorithms. *Sol Energy* 2005;79:33–46. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2004.10.004>.
- [91] Sharma H, Monnier É, Mandil G, Zwolinski P, Colasson S. Comparison of environmental assessment methodology in hybrid energy system simulation software. *Procedia CIRP*, vol. 80, Elsevier B.V.; 2019, p. 221–7. <https://doi.org/10.1016/j.procir.2019.01.007>.
- [92] Alturki FA, Al-Shamma'a AA, Farh HMH, AlSharabi K. Optimal sizing of autonomous hybrid energy system using supply-demand-based optimization algorithm. *Int J ENERGY Res* n.d. <https://doi.org/10.1002/er.5766>.
- [93] Samy MM, Barakat S, Ramadan HS. Techno-economic analysis for rustic electrification in Egypt using multi-source renewable energy based on PV/wind/FC. *Int J Hydrogen Energy* 2020;45:11471–83. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.038>.
- [94] Rezaeimozafer M, Eskandari M, Amini MH, Moradi MH, Siano P. A Bi-Layer Multi-Objective Techno-Economical Optimization Model for Optimal Integration of Distributed Energy Resources into Smart/Micro Grids. *ENERGIES* 2020;13. <https://doi.org/10.3390/en13071706>.

- [95] Moghaddam MJH, Kalam A, Nowdeh SA, Ahmadi A, Babanezhad M, Saha S. Optimal sizing and energy management of stand-alone hybrid photovoltaic/wind system based on hydrogen storage considering LOEE and LOLE reliability indices using flower pollination algorithm. *Renew ENERGY* 2019;135:1412–34. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.078>.
- [96] Othman AM, Helaimi M, Gabbar HA. Enhanced Nature-Inspired Meta-Heuristic Algorithm for Microgrid Performance Improvement. *Electr Power Components Syst* 2020;48:459–70. <https://doi.org/10.1080/15325008.2020.1758843>.
- [97] Kannayeram G, Prakash NB, Muniraj R. Intelligent hybrid controller for power flow management of PV/battery/FC/SC system in smart grid applications. *Int J Hydrogen Energy* 2020;45:21779–95. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.149>.
- [98] Bajaj M, Singh AK. Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. *Int J Energy Res* 2020;44:26–69. <https://doi.org/10.1002/er.4847>.
- [99] Bandopadhyay J, Roy PK. Application of hybrid multi-objective moth flame optimization technique for optimal performance of hybrid micro-grid system. *Appl Soft Comput J* 2020;95. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2020.106487>.
- [100] P Kumar P, Saini RP. Optimization of an off-grid integrated hybrid renewable energy system with various energy storage technologies using different dispatch strategies. *Energy Sources, Part A Recover Util Environ Eff* 2020. <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1824035>.
- [101] Strantzali E, Aravossis K. Decision making in renewable energy investments: A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;55:885–98. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.021>.
- [102] Štreimikiene D, Šliogeriene J, Turskis Z. Multi-criteria analysis of electricity generation technologies in Lithuania. *Renew Energy* 2016;85:148–56. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.032>.
- [103] Emad D, El-Hameed MA, Yousef MT, El-Fergany AA. Computational Methods for Optimal Planning of Hybrid Renewable Microgrids: A Comprehensive Review and Challenges. *Arch Comput Methods Eng* 2020;27:1297–319. <https://doi.org/10.1007/s11831-019-09353-9>.

Capítulo 3

Modelación Matemática y Simulación de los Componentes de un Sistema Híbrido Renovable

Contenido

Capítulo 3 **¡Error! Marcador no definido.**

3.1. Introducción **¡Error! Marcador no definido.**

3.2. Representación matemática de los componentes de un sistema híbrido renovable..... **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.1. Modelo de un panel solar fotovoltaico (PV) **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.1.1. Modelo ideal de una celda fotovoltaica **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.1.2. Modelo real de una celda fotovoltaica de un diodo..... **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.1.3. Modelo real de una celda fotovoltaica de doble diodo..... **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.1.4. Determinación de la corriente de saturación del diodo **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.1.5. Determinación del factor de idealidad del diodo **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.1.6. Determinación de la corriente I_{pv} **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.1.7. Determinación de los valores de R_s y R_{sh} **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.2. Modelo Matemático de una Turbina Eólica (WT) **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.2.1. Modelo matemático de un aerogenerador basado en ecuaciones fundamentales **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.2.2. Modelo Matemático de un Aerogenerador basado en Técnicas de Interpolación por Splines cúbicos **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.3. Modelo Matemático de una Turbina Hidrocinética (HKT) **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.3.1. Impacto de la profundidad del canal o río **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.3.2. Impacto de la curva de potencia..... **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.4. Modelo Matemático de un Gasificador de Biomasa (GB) **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.4.1. Proceso de Pirolización **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.4.2. Proceso de Gasificación **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.4.3. Proceso de Generación de Energía Eléctrica..... **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.5. Modelo Matemático de un Generador Diesel (DG) **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.6. Modelo Matemático del Sistema de Almacenamiento Energético por Baterías (BAT) **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.7. Modelo Matemático de un Supercapacitor (SC) **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.8. Modelo Matemático de un Sistema de Generación de Electricidad y Almacenamiento Energético en base a Hidrógeno **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.8.1. Modelo matemático de una celda de combustible (FC) **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.8.2. Modelo matemático de un electrolizador (ELZ) **¡Error! Marcador no definido.**

3.2.8.3. Modelo matemático de un tanque de hidrógeno (H2tank) **¡Error! Marcador no definido.**

3.3. Conclusiones del Capítulo **¡Error! Marcador no definido.**

Referencias **¡Error! Marcador no definido.**

3.1. Introducción

En esta sección, se presenta el modelado matemático de los componentes de un sistema híbrido que será utilizado en Capítulos posteriores para su estudio, los componentes a modelar son: panel fotovoltaico (PV), turbina eólica (WT), turbina hidrocínica (HKT), gasificador de biomasa (GB), generador diesel (DG), baterías (BAT), supercapacitores (SC), celda de combustible (FC), electrolizador (EZ) y almacenamiento de hidrógeno (H₂). Además de la representación matemática, se presenta la modelación en el software HOMER Pro y Matlab – Simulink, considerando los efectos físicos, químicos y eléctricos que rigen cada sistema de tal manera que la modelación se aproxime al comportamiento real de estos elementos:

3.2. Representación matemática de los componentes de un sistema híbrido renovable

3.2.1. Modelo de un panel solar fotovoltaico (PV)

Una celda solar es una unidad fundamental en un sistema fotovoltaico, un conjunto de celdas solares conectadas en serie y paralelo forman un panel solar, y están representadas comúnmente por un circuito equivalente y uno a dos diodos polarizados hacia adelante como se muestra en la Fig. 3.1 [1].

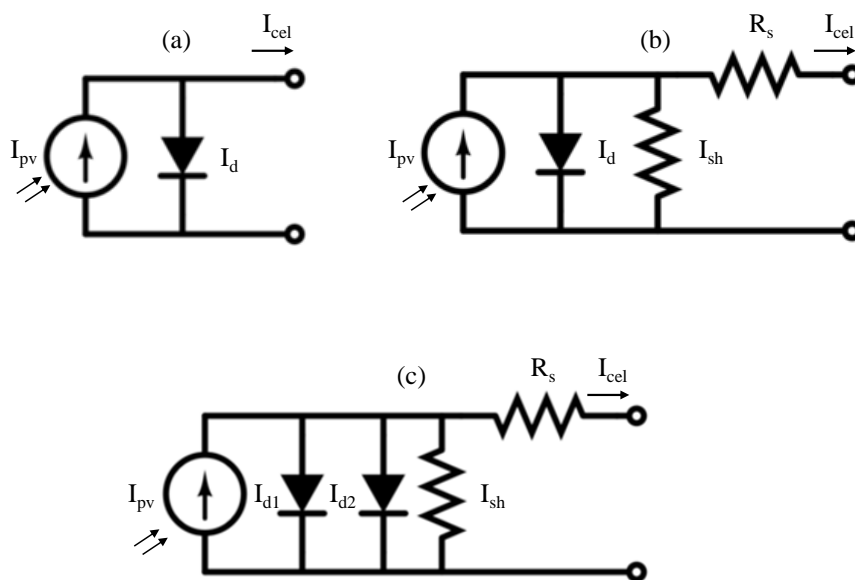


Figura 3.1 Circuito equivalente de una celda solar, (a) modelo ideal, (b) modelo de un diodo, (c) modelo de doble diodo

donde:

- I_{pv} es la fotocorriente generada por la celda solar
- I_d es la corriente de difusión en regiones PN que atraviesa por el diodo, en el caso del modelo de doble diodo, estas corrientes son I_{d1} y I_{d2} para el diodo # 1 y

2 respectivamente

- I_{sh} es la corriente shunt o en paralelo
- I_{cel} es la corriente de salida de la celda solar
- R_s es la resistencia en serie

La curva característica de un sistema fotovoltaico depende principalmente de la corriente, el voltaje y la temperatura del panel o celda solar, la Fig. 3.2 muestra las curvas I-V y P-V de un sistema fotovoltaico, se muestra que las curvas se desplazan con respecto al eje de voltaje a medida que la temperatura en la celda disminuye.

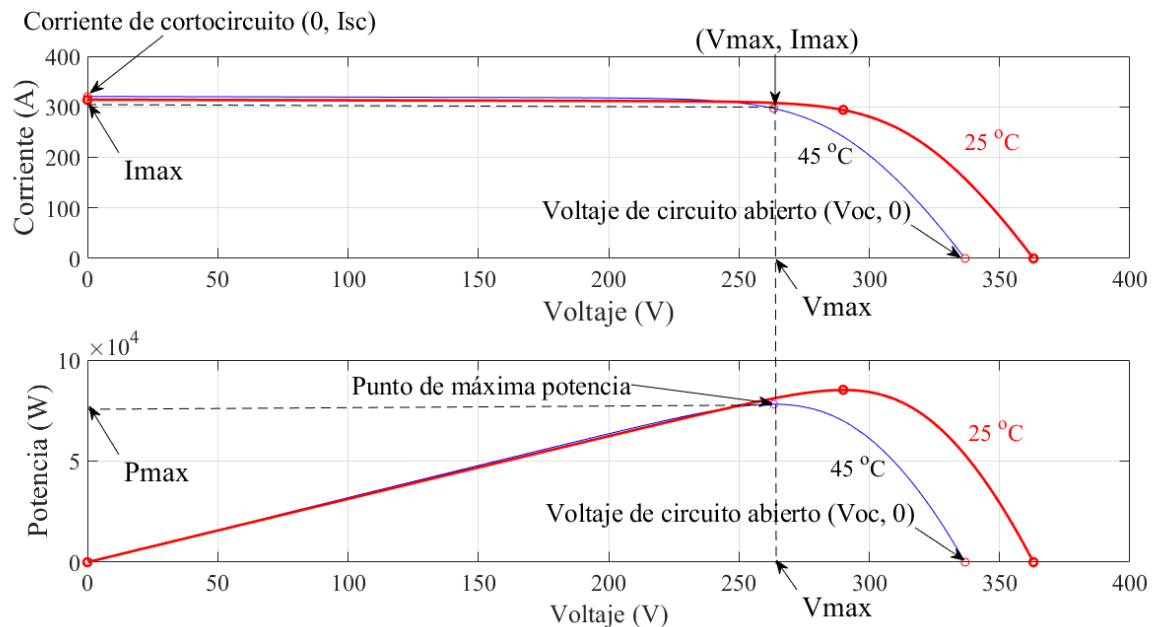


Figura 3.2 Curvas características de un sistema fotovoltaico considerando dos valores distintos de temperatura, curva I-V superior, curva P-V inferior

3.2.1.1. Modelo ideal de una celda fotovoltaica

Aplicando las leyes de Kirchhoff al circuito de la Fig. 3.1 (a) se tiene:

La corriente de salida I_{cel} es igual a la diferencia de la corriente fotogenerada y la corriente que atraviesa el diodo.

$$I_{cel} = I_{pv} - I_d \tag{3.1}$$

La corriente del diodo I_d se puede representar mediante la ecuación de Shockley como:

$$I_d = I_s \left(e^{\frac{V_d}{nV_T}} - 1 \right) \tag{3.2}$$

donde:

- V_d es el voltaje del diodo
- V_T es el voltaje térmico que se expresa en función de la temperatura de la celda

solar T (K), la constante de Boltzmann 8K ($\frac{J}{K}$) y la carga del electrón⁹ q (C),
 $(V_T = \frac{kT}{q})$

- I_s es la corriente de saturación inversa del diodo
- η es el factor de idealidad (1.7) [2]

Por lo tanto, la corriente de salida del modelo ideal de una celda solar no considera el efecto de la resistencia interna y se expresa mediante la ecuación 3.3:

$$I_{cel} = I_{pv} - I_s \left(e^{\frac{qV_d}{\eta KT}} - 1 \right) \quad 3.3$$

3.2.1.2. Modelo real de una celda fotovoltaica de un diodo

Este modelo considera las pérdidas óhmicas durante el paso de la corriente mediante una resistencia conectada en serie R_s y las pérdidas debido a las concentraciones de impurezas en la unión P-N a través de una resistencia en paralelo R_{sh} [2], como se muestra en la Fig. 3.1 (b). De forma similar al modelo ideal, aplicando las leyes de Kirchhoff al circuito se tiene:

$$I_{cel} = I_{pv} - I_d - \frac{V_d}{R_{sh}} \quad 3.4$$

En este caso, el voltaje del diodo se representa como:

$$V_d = V + IR_s \quad 3.5$$

donde:

- I_{cel} es la corriente de salida de la celda
- V es el voltaje de entrada, por lo que la resistencia en serie y paralelo afectan a la corriente y voltaje de salida de la celda solar

Por lo tanto, el modelo de una celda fotovoltaica de un diodo se representa como [3]:

$$I_{cel} = I_{pv} - I_s \left(e^{\frac{qV_d}{\eta KT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad 3.6$$

3.2.1.3. Modelo real de una celda fotovoltaica de doble diodo

Para mejorar la precisión del modelo de un solo diodo, se introduce el modelo de dos diodos conectados en paralelo a la fuente de corriente como se muestra en la Fig. 3.1 (c), la corriente a través del segundo diodo I_{d2} es la corriente de recombinación de la región P-N, el modelo de doble diodo de una celda solar se expresa como [4]:

$$I_{cel} = I_{pv} - I_{s1} \left(e^{\frac{qV_d}{\eta_1 KT}} - 1 \right) - I_{s2} \left(e^{\frac{qV_d}{\eta_2 KT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad 3.7$$

⁸ Constante de Boltzmann $K = 1.3805 \times 10^{-23} J/K$

⁹ Carga de un electrón $q = 1.6 \times 10^{-19} C$

donde:

- I_{s1} y I_{s2} es la corriente de saturación inversa de los diodos 1 y 2 respectivamente
- η_1 y η_2 es el factor de idealidad del diodo 1 y 2

Expresando la ecuación 3.7 en función del voltaje térmico del diodo 1, $V_{T1} = \frac{\eta_1 KT}{q}$ y diodo 2 $V_{T2} = \frac{\eta_2 KT}{q}$, y considerando una matriz de celdas fotovoltaicas con celdas en serie N_s y paralelo N_p , la expresión del modelo de doble diodo viene dada por:

$$I_{cel} = N_p \left\{ I_{pv} - I_{s1} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s \left(\frac{N_p}{N_s} \right)}{V_{T1} N_s} \right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s \left(\frac{N_p}{N_s} \right)}{V_{T2} N_s} \right) - 1 \right] \right\} - \frac{V + IR_s \left(\frac{N_p}{N_s} \right)}{R_p \left(\frac{N_p}{N_s} \right)} \quad 3.8$$

Para aumentar los niveles de voltaje, el número de módulos debe conectarse en serie, mientras que, para aumentar los niveles de corriente, se deben conectar en paralelo.

3.2.1.4. Determinación de la corriente de saturación del diodo

Calculando los valores de I_{s1} , I_{s2} mediante aproximaciones se tiene [5]:

$$I_{s1} = I_{s2} = I_0 = \frac{[I_{pv,STC} + K_i(\Delta_T)]}{\exp \left[\frac{V_{oc,STC} + K_v(\Delta_T)}{\left(\frac{\eta_1 + \eta_2}{p} \right) V_T} \right] - 1} \quad 3.9$$

donde:

- K_v el coeficiente de voltaje/temperatura de circuito abierto
- K_i el coeficiente de corriente/temperatura de cortocircuito
- Δ_T es la diferencia entre la temperatura actual y la nominal $T - T_{STC}$ en Kelvin, $T_{STC} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$

3.2.1.5. Determinación del factor de idealidad del diodo

Según la teoría de la difusión de Shockley, el factor de idealidad η_1 debe ser la unidad. Mientras que el factor de idealidad η_2 debe ser menor o igual a 1.2 según se determina mediante simulación. Esta estimación proporciona la mejor coincidencia entre las curvas I-V de modelo práctico y modelos propuestos. Como $\frac{\eta_1 + \eta_2}{p} = 1$ y $\eta_1 = 1$. Esta incertidumbre provoca que la ecuación 3.7 se represente como [2]:

$$I_{cel} = I_{pv} - I_{s1} \left(e^{\frac{qV_d}{KT}} - 1 \right) - I_{s2} \left(e^{\frac{qV_d}{(p-1)KT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad 3.10$$

3.2.1.6. Determinación de la corriente I_{pv}

Para determinar la corriente I_{pv} en función de la temperatura y la irradiación se puede escribir:

$$I_{pv} = \left(I_{pv,STC} + K_i(\Delta_T) \right) \frac{G}{G_{STC}} \quad 3.11$$

donde:

- $I_{pv,STC}$ es la fotocorriente generada en condiciones estándar

3.2.1.7. Determinación de los valores de R_s y R_{sh}

Partiendo de la ecuación 3.10, la expresión de R_{sh} en el punto de máxima potencia (MPPT) se expresa:

$$R_{sh} = \frac{V_{max} + I_{max}R_s}{\left\{ \exp\left(\frac{V_{max} + I_{max}R_s}{V_T}\right) + \exp\left(\frac{V_{max} + I_{max}R_s}{(p-1)V_T}\right) - 2 \right\} - \frac{P_{max,E}}{V_{max}}} \quad 3.12$$

Para cualquier valor finito de R_s se puede calcular R_{sh} , mediante el método de emparejamiento [6], el objetivo principal de este método es hacer coincidir la potencia pico calculada y la potencia pico experimental, aumentando iterativamente el valor de R_s mientras se calcula simultáneamente R_{sh} . Para iniciar las iteraciones, en el primer ciclo se elige $R_s = 0$, y se calcula R_{sh} .

El modelo implementado en Matlab – Simulink se lo ha realizado en base a las ecuaciones que gobiernan un sistema fotovoltaico presentadas en esta sección, el modelo se muestra en la Fig 3.3.

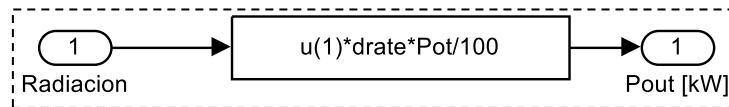


Figura 3.3 Modelo de un sistema fotovoltaico implementado en Matlab – Simulink

3.2.2. Modelo Matemático de una Turbina Eólica (WT)

Existen diversas formas de expresar matemáticamente la potencia eléctrica de un aerogenerador dependiendo su grado de exactitud, programas informáticos como HOMER y Matlab usados en este estudio, aproximan los valores según el modelo realizado y los parámetros de entrada disponibles, en esta sección se presentan dos modelos matemáticos que representan a una turbina eólica, el primero basado en ecuaciones fundamentales y el segundo considerando la curva de potencia de un aerogenerador.

3.2.2.1. Modelo matemático de un aerogenerador basado en ecuaciones fundamentales

La potencia eléctrica de una turbina eólica en un área de sección transversal A ,

perpendicular a una corriente de viento que tiene una velocidad v_{Wb} ($\frac{m}{s}$), con una densidad de aire ρ se expresa mediante la ecuación 3.13 [7,8]:

$$P_e = \frac{1}{2} (C_p \eta_{m,WT} \eta_{WT}) \rho A v_{Wb}^3 \quad 3.13$$

donde:

- C_p es el coeficiente de potencia o eficiencia de la turbina
- $\eta_{m,WT}$ es la eficiencia de la transmisión mecánica
- η_{WT} es la eficiencia del generador eléctrico [9]

Este modelo es básico y no considera factores como la distribución de la velocidad de viento, la altura de la torre y la curva de potencia del aerogenerador.

3.2.2.1.1. Impacto de la distribución de la velocidad de viento

Para describir la distribución de la velocidad del viento se utiliza la función de Weibull, en función de la densidad de probabilidad [10,11].

$$f(v) = \frac{k_{Wb}}{c_{Wb}} \left(\frac{v_{Wb}}{c_{Wb}}\right)^{k_{Wb}-1} e^{-\left(\frac{v_{Wb}}{c_{Wb}}\right)^{k_{Wb}}} \quad (\text{para } k_{Wb} > 0, v_{Wb} > 0, c_{Wb} > 0) \quad 3.14$$

donde:

k_{Wb} y c_{Wb} son los parámetros de forma y escala de la distribución de Weibull, que variarán dependiendo de la distribución del perfil de viento. A medida que aumentan k_{Wb} y c_{Wb} prevalecerán velocidades de viento más altas durante más tiempo [11]. La Fig. 3.4 explica el impacto de la variación de estos parámetros en la velocidad del viento.

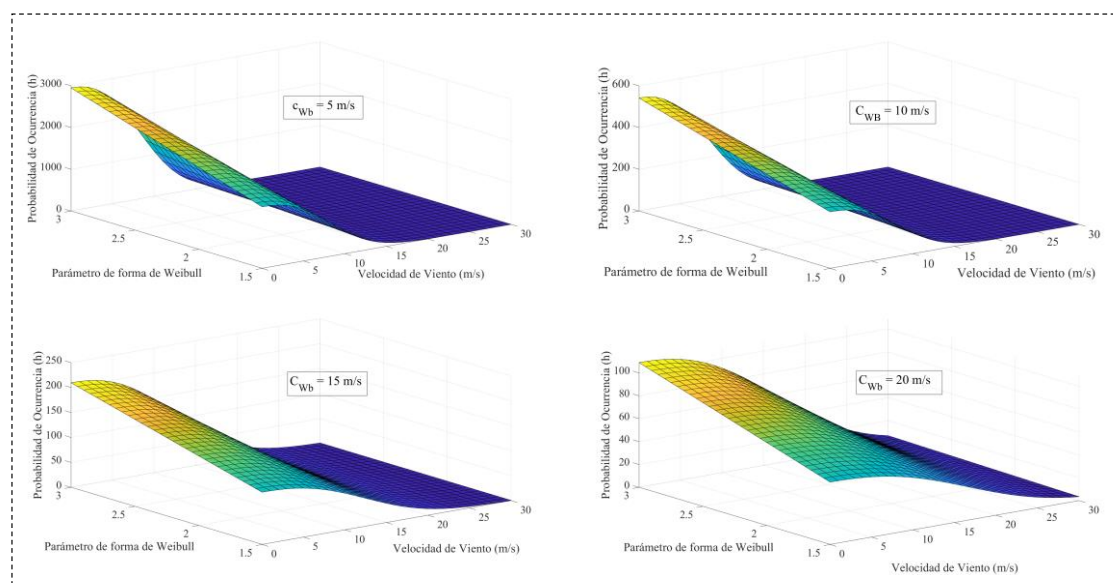


Figura 3.4 Distribución de Weibull, impacto de la distribución de la velocidad de viento

3.2.2.1.2. Impacto de la altura de la torre y la rugosidad del terreno

La variación de la velocidad del viento con respecto a la altura de la torre y rugosidad se expresa mediante la ley de potencias [12,13]:

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha \quad 3.15$$

donde:

- v_1 y v_2 son las velocidades del viento a las alturas h_1 y h_2 respectivamente
- α es el coeficiente de fricción del suelo

El impacto de la altura del buje y la rugosidad del terreno se muestra en la Fig. 3.5. Para calcular la potencia de la turbina eólica, deben considerarse estos factores ya que influyen en gran medida en la velocidad del viento [9].

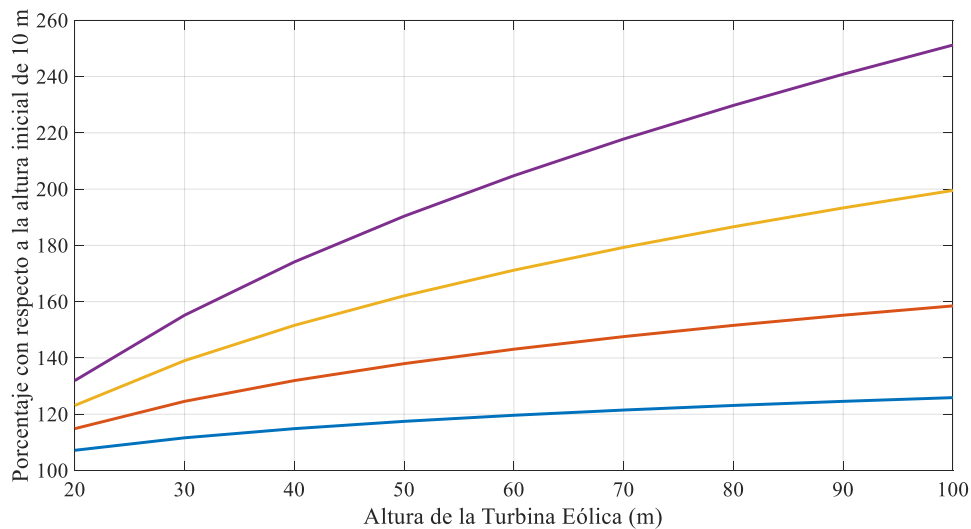


Figura 3.5 Variación de la velocidad de viento con respecto a la altura de la torre

3.2.2.1.3. Impacto de la curva de potencia de la turbina eólica

La potencia de salida de un aerogenerador dependerá directamente de la curva de potencia que es proporcionada por el fabricante.

3.2.2.2. Modelo Matemático de un Aerogenerador basado en Técnicas de Interpolación por Splines cúbicos

Para proporcionar una mejor aproximación de la potencia de un aerogenerador, los investigadores han propuesto modelos según la curva de potencia real de una turbina eólica utilizando diversas técnicas de ajuste como la interpolación por Splines cúbicos. Las ecuaciones de ajuste para la curva de potencia de la turbina eólica se puede expresar como [14]:

$$P_e = 0 \quad (v \leq v_c \text{ o } v \geq v_f) \quad 3.16$$

$$P_e = a_1 v^3 + b_1 v^2 + c_1 v + d_1 \quad (v_c < v < v_1)$$

$$P_e = a_2 v^3 + b_2 v^2 + c_2 v + d_2 \quad (v_1 < v < v_2)$$

....

$$P_e = a_n v^3 + b_{n_s} v^2 + c_{n_s} v + d_n \quad (v_{n-1} < v < v_r)$$

$$P_e = P_r \quad (v_r < v < v_f)$$

donde:

- n_s es el número de funciones de interpolación por splines cúbicos correspondientes a $n_s + 1$ valores de velocidad de viento y potencia correspondientes
- a, b, c son los coeficientes del polinomio de funciones de interpolación spline cúbica, que dependen de curva de potencia de la turbina eólica seleccionada
- v_c es la velocidad inicial de la turbina eólica
- v_r es la velocidad nominal
- v_f la velocidad de corte de la turbina eólica
- P_r es la potencia media [9]

La Fig. 3.6 muestra la curva de potencia de una turbina eólica FL-50 proporcionada por el fabricante y mediante la aproximación por Splines cúbicos [9].

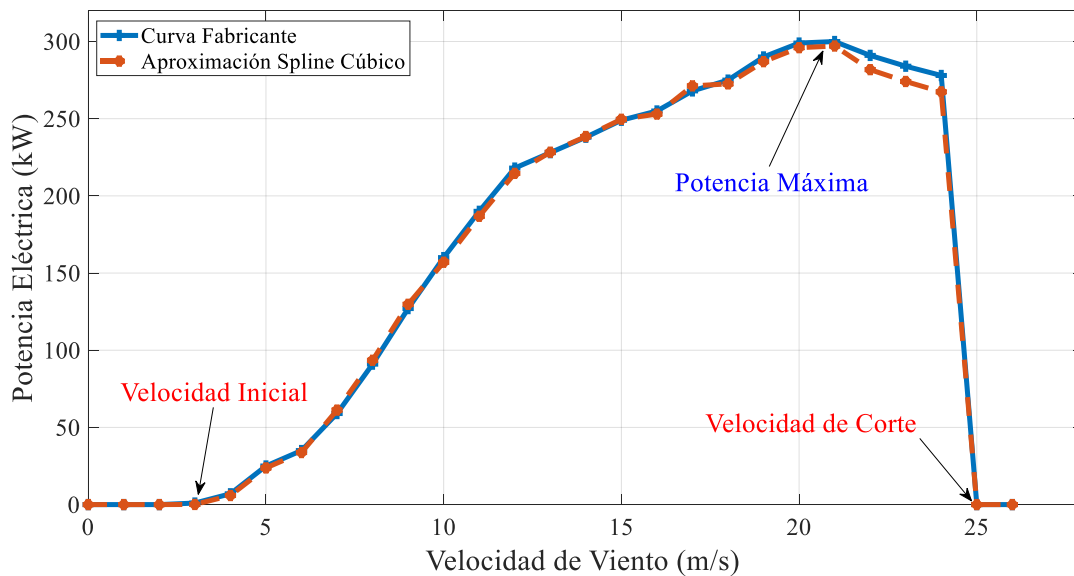


Figura 3.6 Curva de potencia de una turbina eólica FL-50, curva proporcionada por el fabricante vs curva aproximada mediante Splines cúbicos

El modelo de una turbina eólica mediante ecuaciones matemáticas implementado en Matlab – Simulink se muestra en la Fig 3.7.

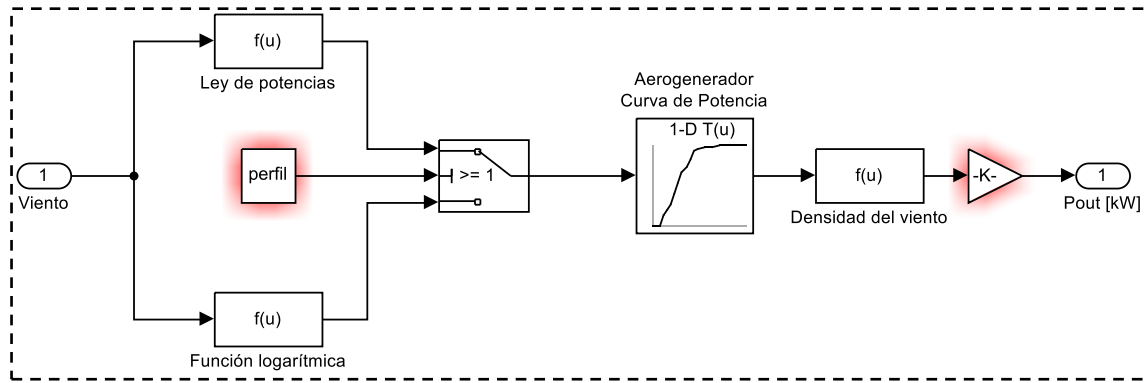


Figura 3.7 Modelo de una turbina eólica implementado en Matlab - Simulink

3.2.3. Modelo Matemático de una Turbina Hidrocinética (HKT)

Una turbina hidrocinética (HKT) genera electricidad a partir de la energía cinética del agua que fluye en canales o ríos, es adecuada para comunidades aisladas que cuentan recurso hidroeléctrico [15,16]. Aunque la eficiencia de este tipo de turbinas es menor que las hidráulicas, su instalación es menos costosa ya que no requieren la construcción de presas o diques como ya se ha mencionado anteriormente. Varios estudios han demostrado que la eficiencia de una HKT de eje horizontal puede llegar hasta 55.7%, que se acerca al límite de Betz ¹⁰(59.3%) [17,18]. Se ha demostrado que las cubiertas difusoras mejoran el rendimiento de las turbinas de flujo axial de eje horizontal. Se ha sugerido que agregar estatores de remolino previo a la cubierta podría alterar el flujo de entrada para maximizar la fuerza tangencial neta en las palas de la turbina, aumentando así la salida de potencia [19]. La salida de potencia eléctrica (P_{HKT}) de una HKT se expresa mediante la ecuación 3.17.

$$P_{HKT} = P_{roth}\eta_{th}\eta_{gh} \quad 3.17$$

donde:

- P_{roth} es la potencia mecánica extraída
- η_{th} y η_{gh} son las eficiencias de la transmisión y del generador eléctrico respectivamente [16].

La potencia mecánica se expresa de forma similar a una turbina eólica. Por lo tanto:

$$P_{roth} = \frac{1}{2}\rho_h A_{ph} V_h^3 C_{ph} \quad 3.18$$

donde:

- ρ_h , es la densidad del fluido
- A_{ph} es el área proyectada frontal del rotor
- V_h es la velocidad del agua
- C_{ph} es el coeficiente de potencia de la turbina

¹⁰ Según la ley de Betz, ninguna turbina puede capturar más de 16/27 (59,3%) de la energía cinética del viento o agua.

Para evaluar la eficiencia de HKT, se debe considerar los factores que afectan su funcionamiento como por ejemplo la viscosidad del agua, la variación de la velocidad del agua y la profundidad del canal o río. La relación de la velocidad de la punta de la turbina (λ_h) viene dada por [16]:

$$\lambda_h = \frac{\omega_h D_h}{2V_h} \quad 3.19$$

donde:

- ω_h es la velocidad angular de la turbina
- D_h es el diámetro del rotor.

El número de Reynolds ¹¹basado en el diámetro del rotor viene dado por:

$$Re = \frac{\rho_h V_h D_h}{\mu} \quad 3.20$$

donde:

- μ es la viscosidad absoluta del agua. El coeficiente de momento se define como:

$$C_{mh} = \frac{T_h}{\frac{1}{2} \rho_h A_{ph} \frac{D_h}{2} V_h^2} \quad 3.21$$

donde:

- T_h es el par del rotor, por lo tanto, el coeficiente de potencia C_{ph} viene dado por la relación $C_{ph} = C_{mh} \times \lambda_h$:

$$C_{ph} = \frac{T_h \times \omega_h}{\frac{1}{2} \rho_h A_{ph} V_h^3} \quad 3.22$$

3.2.3.1. Impacto de la profundidad del canal o río

La potencia de una HKT se ve afectada por la profundidad a la cual se encuentra instalada y viene dada por la ley de potencias, similar al de una turbina eólica:

$$\frac{(V_{hprom,a})}{(V_{hprom,b})} = \left(\frac{y_{h,a}}{y_{h,b}} \right)^{\frac{1}{m_h}} \quad 3.23$$

donde:

- $(V_{hprom,a})$ y $(V_{hprom,b})$ son las velocidades del río en el punto $y_{h,a}$ y $y_{h,b}$ respectivamente, (el punto $y_{h,a}$ se encuentra por encima del punto $y_{h,b}$, dentro

¹¹ El número de Reynolds es un número adimensional utilizado en mecánica de fluidos, diseño de reactores y fenómenos de transporte para caracterizar el movimiento de un fluido

del canal), $\frac{1}{m_h}$ representa la rugosidad del lecho del río [20,21].

3.2.3.2. Impacto de la curva de potencia

La potencia de una turbina hidrocinética depende de la curva de potencia que las representa, de forma similar a las turbinas eólicas, dependen de cierta de velocidad mínima para generar electricidad y velocidad de corte como se muestra en la Fig. 3.8 [22].

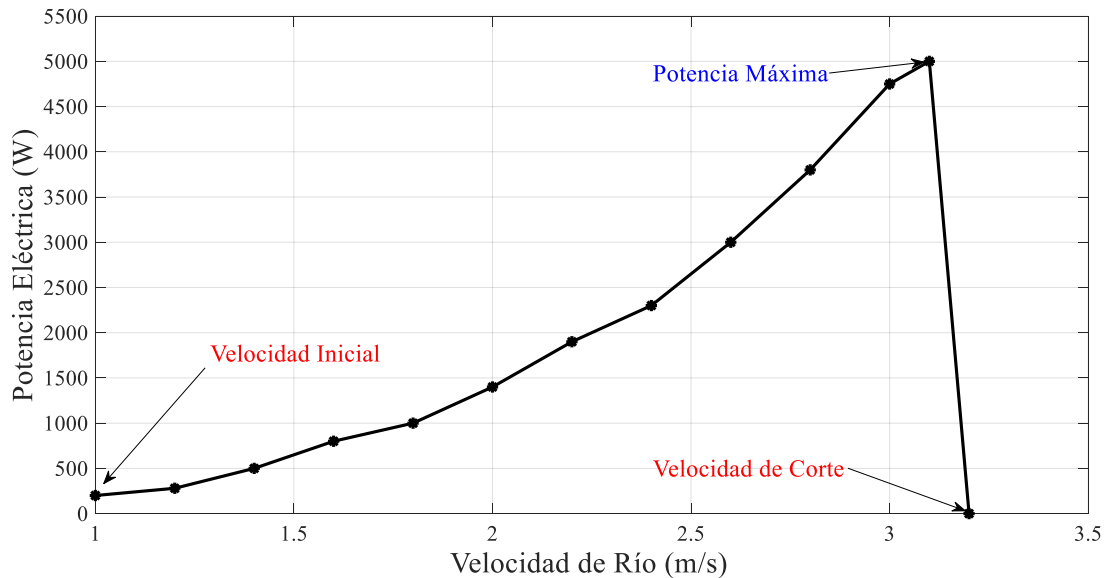


Figura 3.8 Curva de potencia HKT, turbina Smart Stream de Smart Hydro Power

El modelo de una turbina hidrocinética es similar al de una turbina eólica, con variaciones como la densidad del agua, velocidad de río y parámetros de la ley de potencias, el modelo implementado en Matlab – Simulink se muestra en la Fig. 3.9.

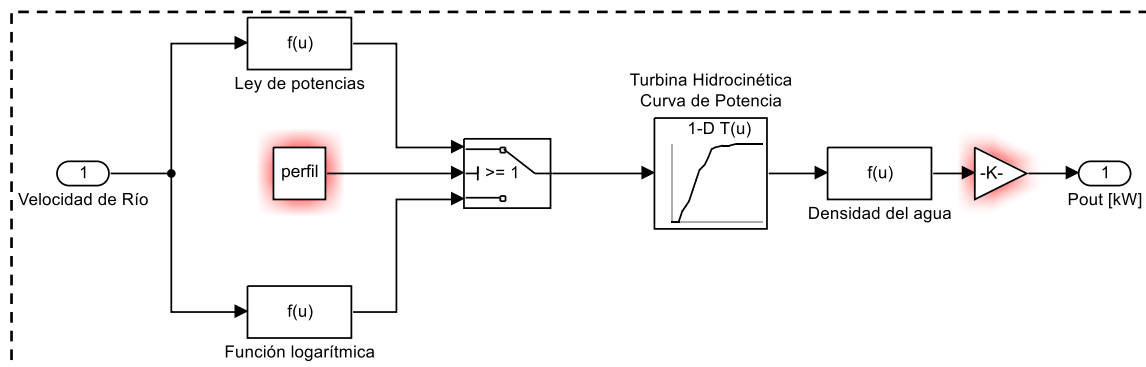


Figura 3.9 Modelo de una turbina hidrocinética implementado en Matlab - Simulink

3.2.4. Modelo Matemático de un Gasificador de Biomasa (GB)

Un gasificador de biomasa transforma residuos biológicos en gas, que finalmente se utiliza para producir electricidad a través de una microturbina (MT) [23]. La Fig. 3.10 muestra un diagrama general del proceso de gasificación y producción de electricidad de un GB [24].

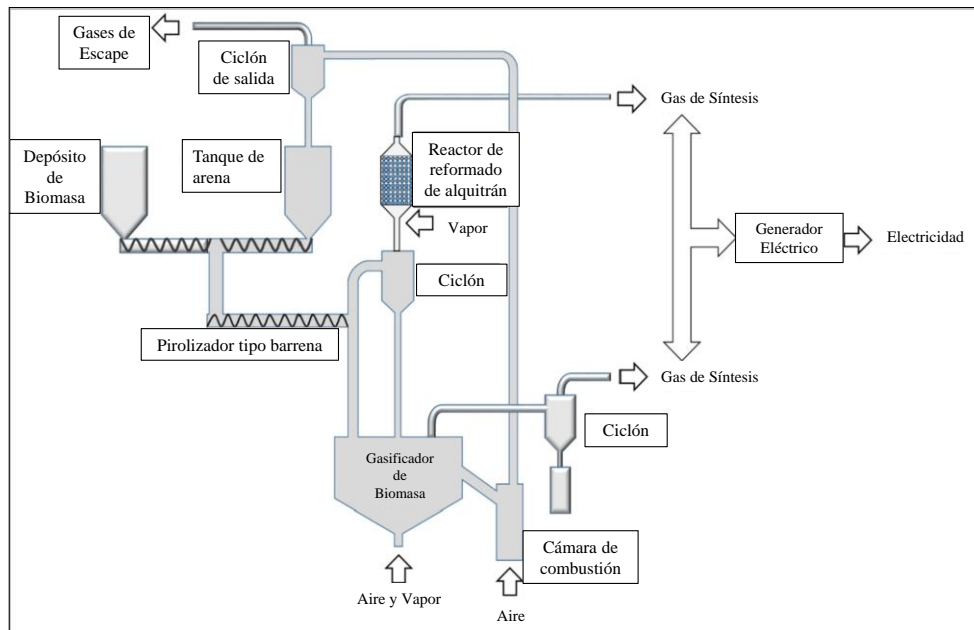


Figura 3.10 Proceso de generación de energía eléctrica mediante un gasificador de biomasa

En esta sección, el modelo matemático se basa en un gasificador de biomasa con madera de pino como materia prima, el mismo que servirá para el análisis de diversos sistemas en Capítulos posteriores. A continuación, se explican algunos subprocesos que deben cumplirse para convertir la materia prima o biomasa en electricidad.

3.2.4.1. Proceso de Pirolización

El proceso de descomposición de la materia prima o biomasa en ausencia de oxígeno dentro de un rango de temperatura óptimo de 450 °C a 550 °C recibe el nombre de pirólisis, los residuos orgánicos de este proceso se clasifican en alquitrán, carbono, oxígeno y gas que contiene CO , CO_2 , CH_4 y H_2 [25]. Las ecuaciones empíricas que explican el proceso de pirólisis rápida (de 500 °C/s a 1000 °C/s) de biomasa desarrolladas por Neves et al. [26] se muestran a continuación:

$$\left(\sum_j Y_{j,F} + Y_{a,F} \right) \cdot \left(\frac{1}{1 - Y_{M,K}} \right) = Y_{ch,F} + Y_{V,F} + Y_{M,F} + Y_{a,F} \quad 3.24$$

$$Y_{V,F} = Y_{tar,F} + Y_{H_2O,F} + Y_{G,F} \quad 3.25$$

$$Y_{G,F} = Y_{C_xH_y,F} + Y_{CH_4,F} + Y_{CO,F} + Y_{CO_2,F} + Y_{H_2,F} \quad 3.26$$

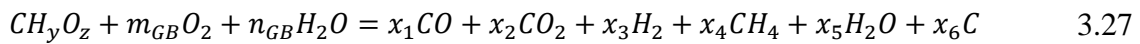
donde:

- $Y_{j,F}$ es el rendimiento del i-ésimo producto seco sin cenizas F
- $Y_{a,F}$ contenido de cenizas del combustible
- $Y_{M,K}$ base de combustible sin pretratamiento (kg de humedad/kg de producto sin secado K)
- $Y_{ch,F}$ cantidad de biomasa seca sin cenizas
- $Y_{V,F}$ cantidad de productos volátiles (alquitrán + agua pirólítica + gas)

- $Y_{M,F}$ contenido de humedad en el combustible
- $Y_{tar,F}$ cantidad de alquitrán sin ceniza
- $Y_{H_2O,F}$ cantidad de agua pirolítica (sin ceniza)
- $Y_{G,F}$ cantidad de gas pirolítico
- $Y_{C_xH_y,F}$ hidrocarburos ligeros agrupados sin metano (no condensables en condiciones ambientales)
- $Y_{CH_4,F}$ cantidad de metano
- $Y_{CO,F}$ cantidad de monóxido de carbono
- $Y_{H_2,F}$ cantidad de hidrógeno [26].

3.2.4.2. Proceso de Gasificación

El residuo carbonoso que queda tras la pirolisis se denomina "char", es un producto que contiene una alta densidad energética ideal para el proceso de gasificación general que se puede expresar como [24]:



donde:

- y y z son el número de átomos de hidrógeno y oxígeno por cada átomo de carbono en el char
- x_1, \dots, x_6 número de moles en los productos de gasificación
- m_{GB} y n_{GB} se puede calcular con las ecuaciones 3.28 y 3.29:

$$m = ER \left(1 + \frac{y}{4} + \frac{z}{2} \right) \quad 3.28$$

$$n = SCR(12 + y + 16z) \quad 3.29$$

donde:

- ER es la relación de equivalencia y SCR es la relación de vapor a carbón.

3.2.4.3. Proceso de Generación de Energía Eléctrica

Los gases combustibles formados por el proceso total (*Total gas*, pirólisis de biomasa, reformado de alquitrán y gasificación de carbón contienen gases combustibles) son utilizados para generar energía eléctrica y se expresa mediante la siguiente ecuación (3.30) [27]:

$$E_{gb} = \frac{(Total\ gas)(HHV_{gas})(\eta_{gas-engine})}{3600} \quad 3.30$$

donde:

- HHV_{gas} es el poder calorífico superior de gas total recolectado y se puede calcular mediante la ecuación 3.31
- $\eta_{gas-engine}$ es la eficiencia del motor eléctrico acoplado a la microturbina, aproximadamente el 40%.

$$HHV_{gas} = m_{H_2}HHV_{H_2} + m_{CO}HHV_{CO} + m_{CH_4}HHV_{CH_4} \quad 3.31$$

donde:

- m_{H_2} , m_{CO} y m_{CH_4} son las masas de H_2 , CO y CH_4 en el gas recolectado total [24].

El modelo implementado en Matlab – Simulink se lo realiza en base a las ecuaciones que gobiernan un gasificador de biomasa, mediante funciones y bloques se expresa la potencia eléctrica de salida de un GB, el modelo se muestra en la Fig. 3.11.

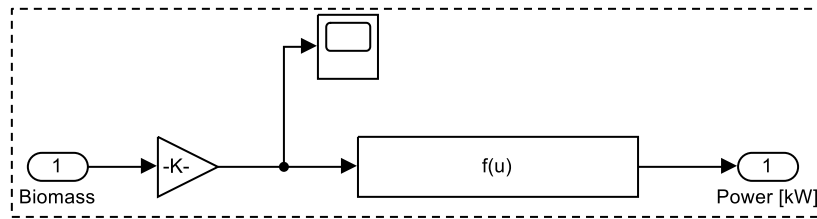


Figura 3.11 Modelo de un gasificador de biomasa implementado en Matlab - Simulink

3.2.5. Modelo Matemático de un Generador Diesel (DG)

El generador diesel que se modela en esta sección es un grupo electrógeno convencional que sirve de apoyo en comunidades aisladas en caso de déficit energético renovable. Mediante la ecuación 3.32 se puede calcular la energía eléctrica (E_{DG}) de salida del DG [28].

$$E_{DG} = P_{DG}\eta_{DG}t_{DG} \quad 3.32$$

donde:

- P_{DG} es la potencia eléctrica de salida del DG
- η_{DG} es la eficiencia del generador eléctrico
- t_{DG} es el intervalo de tiempo de operación del generador

3.2.5.1. Curva de combustible del generador diesel

La curva de combustible describe la cantidad de diesel que consume el generador para producir electricidad. La siguiente ecuación (3.33) explica el consumo de diesel (F) del DG en función de su potencia eléctrica

$$F = F_0Y_{DG} + F_1P_{DG} \quad 3.33$$

donde:

- F_0 es el coeficiente de intersección de la curva de combustible
- Y_{DG} es la capacidad del generador
- F_1 es la pendiente de la curva de combustible
- P_{DG} es la potencia eléctrica del generador [29]

3.2.5.2. Curva de eficiencia del generador diesel

Para modelar el DG en el software Matlab, es técnicamente válido utilizar las ecuaciones que utiliza el software HOMER Pro que define la eficiencia eléctrica del generador como la energía eléctrica que sale dividida por la energía química del combustible que entra. La siguiente ecuación (3.34) da esta relación [29]:

$$\eta_{DG} = \frac{3.6P_{DG}}{(m_{fuel,DG})(LHV_{fuel,DG})} \quad 3.34$$

donde:

- $m_{fuel,DG}$ es el caudal másico del combustible
- $LHV_{fuel,DG}$ es el poder calorífico inferior del combustible
- El valor de 3.6 equivale a la conversión energética $1 kWh = 3.6 MJ$

La relación del caudal másico del combustible y el consumo del generador diesel se expresa mediante la ecuación 3.35 [29]:

$$m_{fuel,DG} = \rho_{fuel,DG}(F) = \rho_{fuel,DG}(F_0Y_{DG} + F_1P_{DG}) \quad 3.35$$

donde:

- $\rho_{fuel,DG}$ es la densidad del combustible

La eficiencia del generador diesel, con el combustible en *litros* se expresa:

$$\eta_{DG} = \frac{3600(p_{DG})}{\rho_{fuel,DG}(F_0 + F_1p_{DG})LHV_{fuel,DG}} \quad 3.36$$

donde:

- p_{DG} se define como la potencia relativa del DG y se expresa $p_{DG} = \frac{P_{DG}}{Y_{DG}}$

La Fig. 3.12 muestra la curva de combustible de un DG con 75 kW, la densidad energética del diesel es de $820 kg/m^3$ y un poder calorífico inferior de $43.2 MJ/kg$. El consumo de combustible del DG a plena carga es de $22.5 l/h$ y $10.5 l/h$ a 25 kW [29].

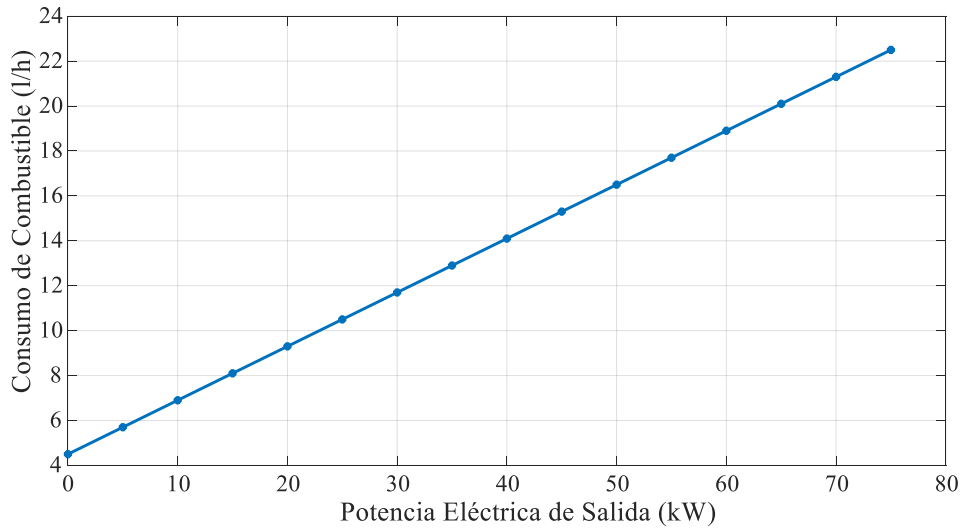


Figura 3.12 Curva de combustible de un generador diesel

Los valores de F_0 y F_1 son 0.06 l/h/kW y 0.24 l/h/kW respectivamente, la curva de eficiencia se calcula a partir de la ecuación 3.37 de la siguiente manera:

$$\eta_{DG} = \frac{3600(p_{DG})}{\rho_{fuel,DG}(F_0 + F_1 p_{DG})LHV_{fuel,DG}} = \frac{3600p_{DG}}{(820)(0.06 + 0.24p_{DG})43.2} \quad 3.37$$

Cuando $p_{DG} = 1$ el generador opera a plena carga y su eficiencia aplicando la ecuación 3.37 es 33.9%, operando al 50% de plena carga la eficiencia es 28.2%, etc, la curva de eficiencia para este generador dado por HOMER Pro se muestra en la Fig. 3.13.

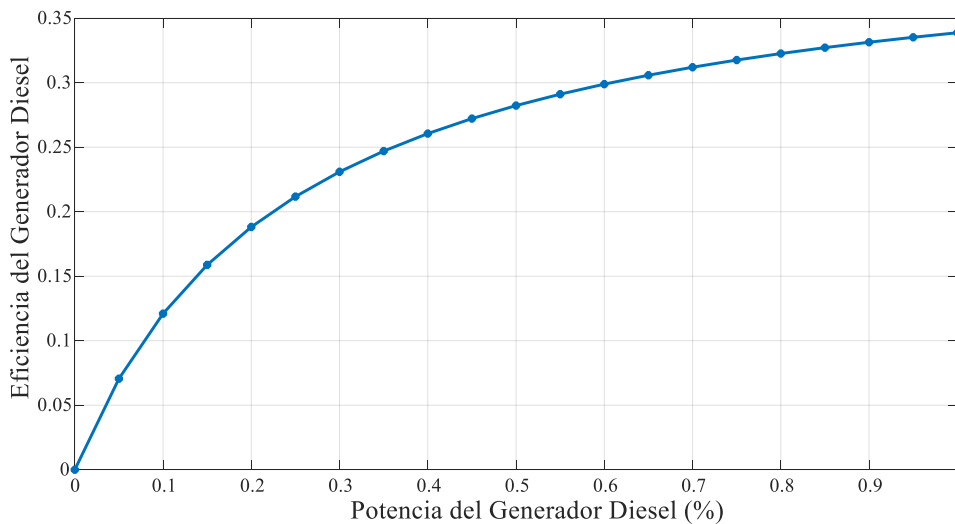


Figura 3.13 Curva de eficiencia de un generador diesel

El modelo implementado en Matlab – Simulink de un generador diesel basado en las ecuaciones matemáticas desarrolladas en esta sección se muestra en la Fig. 3.14 [30].

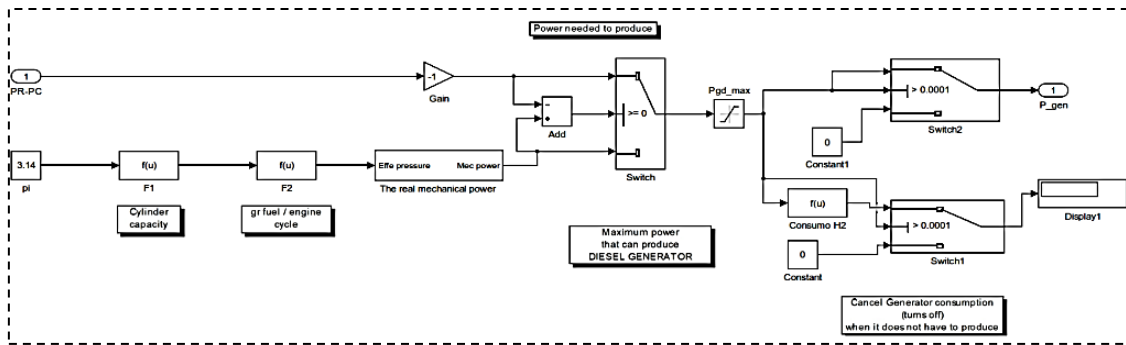


Figura 3.14 Modelo de un generador diesel implementado en Matlab - Simulink

3.2.6. Modelo Matemático del Sistema de Almacenamiento Energético por Baterías (BAT)

3.2.6.1. Batería de Plomo Ácido

El modelo de una batería se basa en la representación clásica de un circuito eléctrico formado por una fuente de voltaje con una resistencia interna, una corriente que atraviesa el circuito y la carga se muestra en la Fig. 3.15.

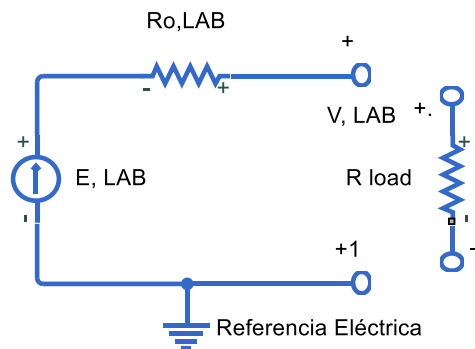


Figura 3.15 Circuito equivalente de una batería de plomo ácido

Aplicando la ley de ohm al circuito de la Fig. 3.15 se tiene [31]:

$$V_{LAB} = E_{LAB} - I_{LAB}R_{0,LAB} \quad 3.38$$

Para determinar la cantidad de energía que puede almacenar o aportar un banco de almacenamiento es necesario utilizar el modelo de batería cinética como se muestra en la Fig. 3.16 [31].

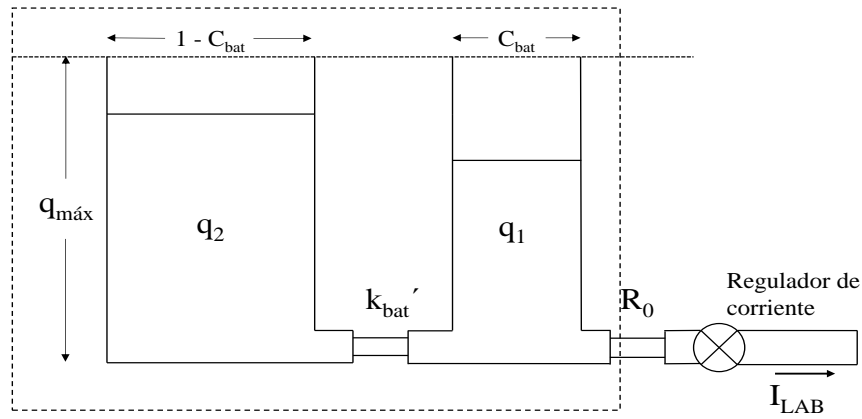


Figura 3.16 Modelo equivalente cinético de una batería de plomo ácido

Las ecuaciones que describen el modelo son (3.39) y (3.40):

$$\frac{dq_1}{dt} = -I_{LAB} - k_{bat}'(h_{1,LAB} - h_{2,LAB}) \quad 3.39$$

$$\frac{dq_2}{dt} = k_{bat}'(h_{1,LAB} - h_{2,LAB}) \quad 3.40$$

donde:

- q_1 y q_2 es la carga disponible y la carga estática
- $h_{1,LAB}$ y $h_{2,LAB}$ son los niveles de los tanques 1 y 2 respectivamente

Expresando $h_{1,LAB}$ y $h_{2,LAB}$ en función de las dimensiones de los tanques 1, 2 y resolviendo las ecuaciones diferenciales (3.39, 3.40) y mediante la transformada de Laplace, se obtiene la máxima cantidad de energía que el sistema puede absorber y entregar para un determinado periodo de tiempo Δ_t y se calculan con las ecuaciones 3.41 y 3.42 respectivamente [31,32]:

$$E_{máx,carga} = \frac{-k_{bat}c_{bat}Q_{máx} + k_{bat}Q_1e^{-k_{bat}\Delta_t} + Qk_{bat}c_{bat}(1 - e^{-k_{bat}\Delta_t})}{1 - e^{-k_{bat}\Delta_t} + c_{bat}(k_{bat}\Delta_t - 1 + e^{-k_{bat}\Delta_t})} \quad 3.41$$

$$E_{máx,descarga} = \frac{k_{bat}Q_1e^{-k_{bat}\Delta_t} + Qk_{bat}c_{bat}(1 - e^{-k_{bat}\Delta_t})}{1 - e^{-k_{bat}\Delta_t} + c_{bat}(k_{bat}\Delta_t - 1 + e^{-k_{bat}\Delta_t})} \quad 3.42$$

donde:

- k_{bat} es la constante de velocidad que relaciona la conductancia entre los tanques 1 y 2, es decir, es la rapidez de conversión de energía química en energía eléctrica y viceversa
- c_{bat} es la relación del tanque con almacenamiento energético disponible y el tamaño de ambos tanques
- $Q_{máx}$ es la cantidad máxima de energía que se pueden almacenar en ambos tanques
- Q_1 es la energía disponible al inicio del intervalo de tiempo
- Q es la cantidad total de energía disponible considerando las cargas estáticas y

se expresa $Q = Q_1 + Q_2$ [kWh] [31,32].

El modelo de una batería de plomo ácido implementado en Matlab – Simulink se muestra en la Fig. 3.17.

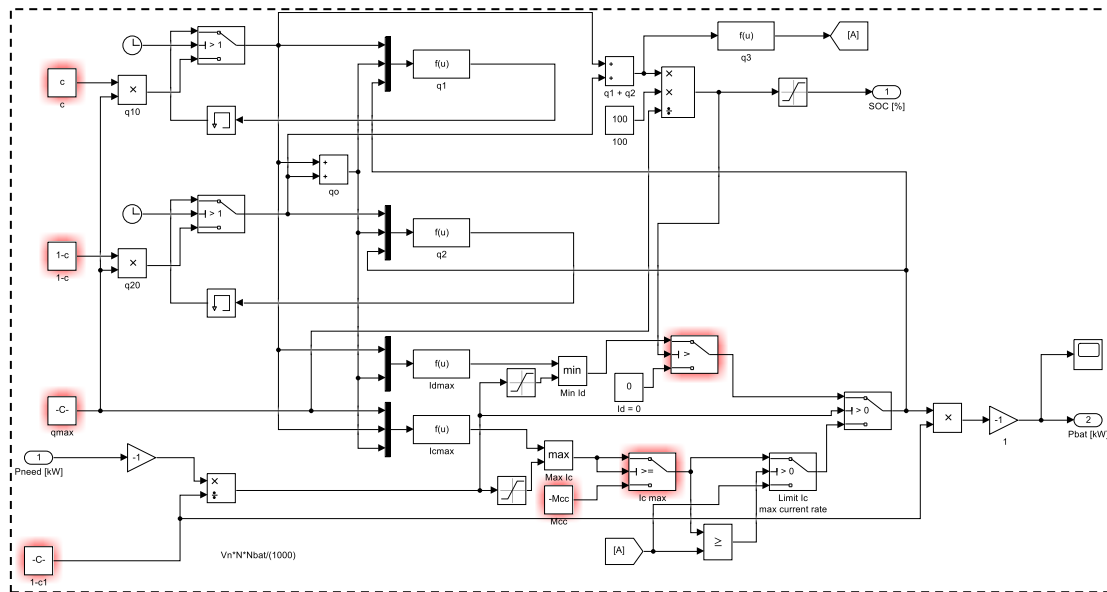


Figura 3.17 Modelo de una batería de plomo ácido en Matlab - Simulink

3.2.6.2. Batería de Flujo de Vanadio Redox

El principio de operación de la batería de flujo de vanadio redox (VRF) se muestra en la Fig. 3.18, se trata de una celda electroquímica dividida en dos compartimientos por una membrana iónica que es donde se da la reacción electroquímica, los electrolitos de vanadio positivo y negativo se almacenan en dos tanques para ser bombeados a través de cada compartimiento mejorando la eficiencia de la batería. La potencia de salida de la batería es proporcional al área de los electrodos y la cantidad de energía almacenada depende de la cantidad de sustancias activas y del estado de carga (SOC) en VRF [33].

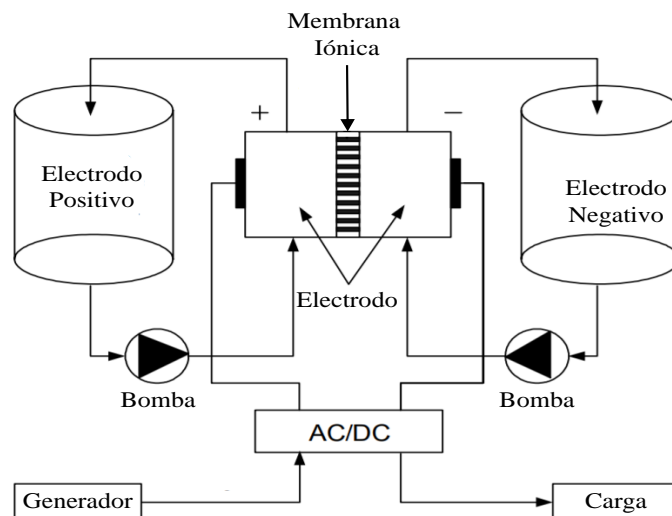


Figura 3.18 Principio de funcionamiento de una batería de flujo de vanadio redox Fuente [33]:

El circuito equivalente para una VRF se muestra en la Fig. 3.19, la tensión de la batería se modela mediante una fuente controlable de voltaje, el bombeo de electrolitos mostrado en la Fig. 3.18 se modela mediante una fuente de corriente variable, las pérdidas de potencia por corrientes parásitas, resistencias internas y en las bombas se modelan mediante resistencias.

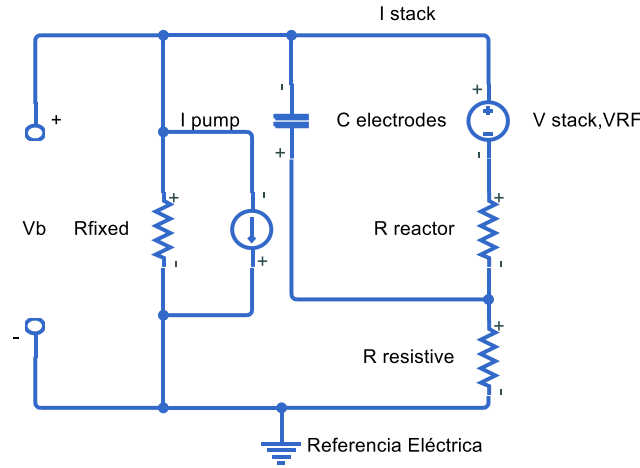


Figura 3.19 Circuito equivalente de una batería de flujo de vanadio redox

Según [33], el modelo de VRF se basa en un circuito equivalente donde la potencia de salida se expresa como:

$$P_{VRF} = \frac{P_{N,VRF}}{1 - (R_{reaction} + R_{resistive} + R_{fixed})} \quad 3.43$$

donde:

- $P_{N,VRF}$ es la potencia nominal de la batería
- $R_{reaction}, R_{resistive}, R_{fixed}$ son las pérdidas por corrientes parásitas, resistencias internas y en las bombas respectivamente

El voltaje en VRF se calcula de la siguiente manera:

$$V_{stack,VRF} = V_{equilibrium} + 2k_{VRF} \cdot \lg\left(\frac{SOC}{1 - SOC}\right) \quad 3.44$$

donde:

- $V_{equilibrium}$ es la diferencia de potencial estándar de cada celda, generalmente se considera $V_{equilibrium} = 1.25 V$
- k_{VRF} es una constante que afecta al funcionamiento de la batería y tiene un valor de $k_{VRF} = 0.059$ y SOC es el estado de carga de la batería [33].

Por ejemplo, una batería de $P_{N,VRF} = 270 kW$ de potencia nominal con una capacidad nominal de $E_{N,VRF} = 405 kWh$, voltaje inicial de $V_{stack,VRF} = 810 V$, con pérdidas de $R_{reaction} = 0.174\Omega, R_{resistive} = 0.116 \Omega, R_{fixed} = 60.5 \Omega$ y con 648 celdas, produce una corriente constante de 320 A durante su carga y descarga. Además, el tiempo

durante proceso de carga es igual al proceso de descarga, 1.5 horas respectivamente, con un SOC inicial de 3% hasta 100% durante la carga y durante la descarga desde un SOC inicial del 100% hasta un SOC final de 3%.

3.2.6.3. Batería de Ion Litio (LIB)

El modelo de una batería de ion litio es similar a la batería de plomo ácido presentada en la subsección 2.3.6.1. El circuito equivalente básico que representa a este tipo de baterías se presenta en la Fig. 3.20 [34].

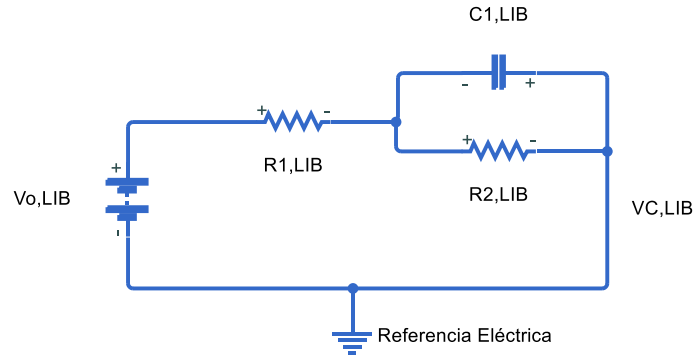


Figura 3.20 Circuito equivalente de una batería de ion litio

El voltaje en bornes de la batería durante el proceso de carga $V_{c,LIB}$ se expresa como:

$$V_{c,LIB} = \left(\left(\frac{Q_{LIB}}{C_{LIB}} + I_{c,LIB} \cdot R_{2,LIB} \right) e^{\left(-\frac{t_{c,LIB}}{R_{2,LIB} \cdot C_{1,LIB}} \right)} + V_{O,LIB} \right) - \left(I_{c,LIB} \cdot (R_{1,LIB} + R_{2,LIB}) \right) \quad 3.45$$

Por otro lado, el voltaje de descarga $V_{d,LIB}$ se calcula con la ecuación 3.46.

$$V_{d,LIB} = \left(\left(\frac{Q_{LIB}}{C_{LIB}} + I_{d,LIB} \cdot R_{2,LIB} \right) e^{\left(-\frac{t_{d,LIB}}{R_{2,LIB} \cdot C_{1,LIB}} \right)} + V_{O,LIB} \right) - \left(I_{d,LIB} \cdot (R_{1,LIB} + R_{2,LIB}) \right) \quad 3.46$$

donde:

- Q_{LIB} es la capacidad nominal de la batería
- C_{LIB} factor ajustable
- $I_{c,LIB}$ y $I_{d,LIB}$ corriente de carga y descarga respectivamente
- $R_{1,LIB}$ y $R_{2,LIB}$ resistencias internas de la batería
- $t_{c,LIB}$ y $t_{d,LIB}$ intervalo de tiempo durante la carga y descarga de LIB respectivamente
- $V_{O,LIB}$ voltaje de circuito abierto [34].

Los parámetros de la batería de ion litio se calculan con las siguientes ecuaciones (3.47 – 3.50):

$$R_{1,LIB} = (a_1 + a_2 C_r + a_3 C_r^2) e^{-a_4 SOC} + (a_5 + a_2 C_r + a_7 C_r^2) \quad 3.47$$

$$R_{2,LIB} = (a_8 + a_9 C_r + a_{10} C_r^2) e^{-a_{11} SOC} + (a_{12} + a_{13} C_r + a_{14} C_r^2) \quad 3.48$$

$$C_1 = -(a_{15} + a_{16} C_r + a_{17} C_r^2) e^{-a_{18} SOC} + (a_{19} + a_{20} C_r + a_{21} C_r^2) \quad 3.49$$

$$V_0 = (a_{22} + a_{23} C_6 + a_{24} C_r^2) e^{-a_{25} SOC} + (a_{26} + a_{27} SOC + a_{28} SOC^2 + a_{29} SOC^3) - a_{30} C_r + a_{31} C_r^2 \quad 3.50$$

donde los coeficientes polinomios $a_1 \dots a_{31}$ se calculan usando algoritmos genéticos (GA), para un valor de SOC conocido [34].

El modelo de una batería (ion litio y vanadio redox) modelado en Matlab - Simulink se representa con el esquema que se muestra en la Fig. 3.21. Para cada tipo de batería, las ecuaciones matemáticas desarrolladas en estas secciones se implementan en el software.

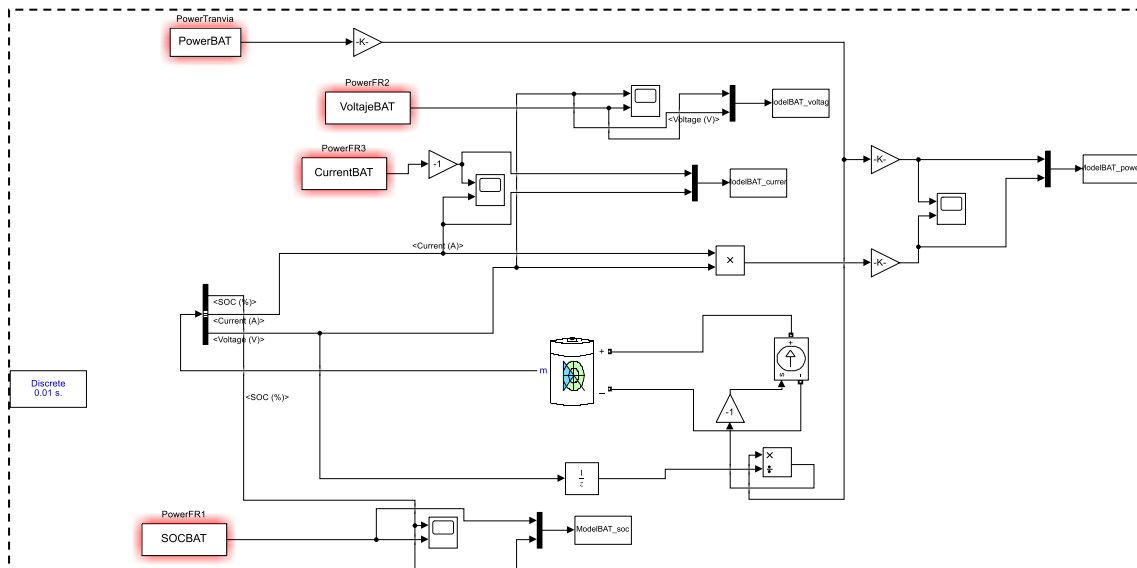


Figura 3.21 Modelo equivalente de un sistema de almacenamiento por baterías en Matlab - Simulink

3.2.7. Modelo Matemático de un Supercapacitor (SC)

En aplicaciones donde se requiere una respuesta rápida ante picos de potencia con alta densidad de potencia, los supercapacitores son la mejor opción, a diferencia de las baterías, un SC almacena energía en forma de campo eléctrico entre sus electrodos sin ninguna reacción química [35]. El modelo eléctrico equivalente de un SC se muestra en la Fig. 3.22.

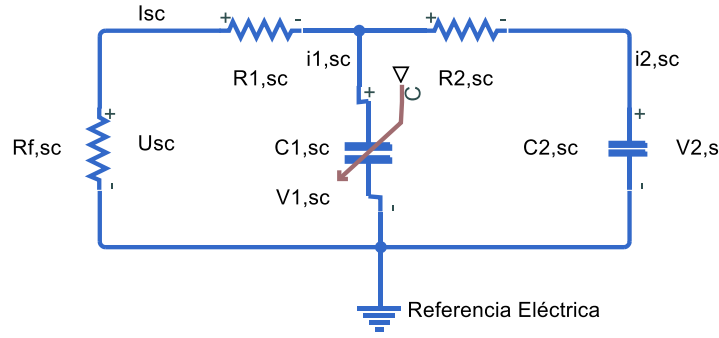


Figura 3.22 Circuito equivalente de un supercapacitor

Se representan tres secciones, las pérdidas de potencia, la celda de respuesta rápida y lenta del supercapacitor, generalmente el voltaje en bornes del SC es bajo (en orden de 3 V), por lo que es necesario conectar varias celdas en serie y paralelo. La capacitancia en el bloque de respuesta rápida ($C_{1,SC}$) se expresa como [36]:

$$C_{1,SC} = C_{0,SC} + C_{V,SC}V_{1,SC} \quad 3.51$$

donde:

- $C_{0,SC}$ es una capacitancia constante
- $C_{V,SC}$ es un parámetro constante relaciona las unidades
- $V_{1,SC}$ es el voltaje en la región de rápida respuesta

Por tanto, el voltaje de un SC se calcula con la ecuación 3.52 [36].

$$V_{SC} = N_{S,SC}U_{SC} = N_{S,SC} \left(V_{1,SC} + R_{1,SC} \frac{I_{SC}}{N_{P,SC}} \right) \quad 3.52$$

Considerando el número de celdas en serie $N_{S,SC}$ y paralelo $N_{P,SC}$. El valor de U_{SC} es el voltaje en cada celda.

El voltaje de rápida respuesta está dado por:

$$V_{1,SC} = \frac{-C_{0,SC} + \sqrt{C_{0,SC}^2 + C_{V,SC}Q_{1,SC}}}{C_{V,SC}} \quad 3.53$$

donde

- $Q_{1,SC}$ es la carga instantánea del $C_{1,SC}$ y se calcula de la siguiente manera:

$$Q_{1,SC} = C_{0,SC}V_{1,SC} + \frac{1}{2}C_{V,SC}V_{1,SC}^2 \quad 3.54$$

Finalmente, el voltaje de respuesta lenta $V_{2,SC}$ viene dado por:

$$V_{2,SC} = \frac{1}{C_{2,SC}} \int i_{2,SC} dt = \frac{1}{C_{2,SC}} \int \frac{1}{R_{2,SC}} (V_{1,SC} - V_{2,SC}) dt \quad 3.55$$

El modelo de un supercapacitor implementado en Matlab – Simulink se muestra en la Fig. 3.23.

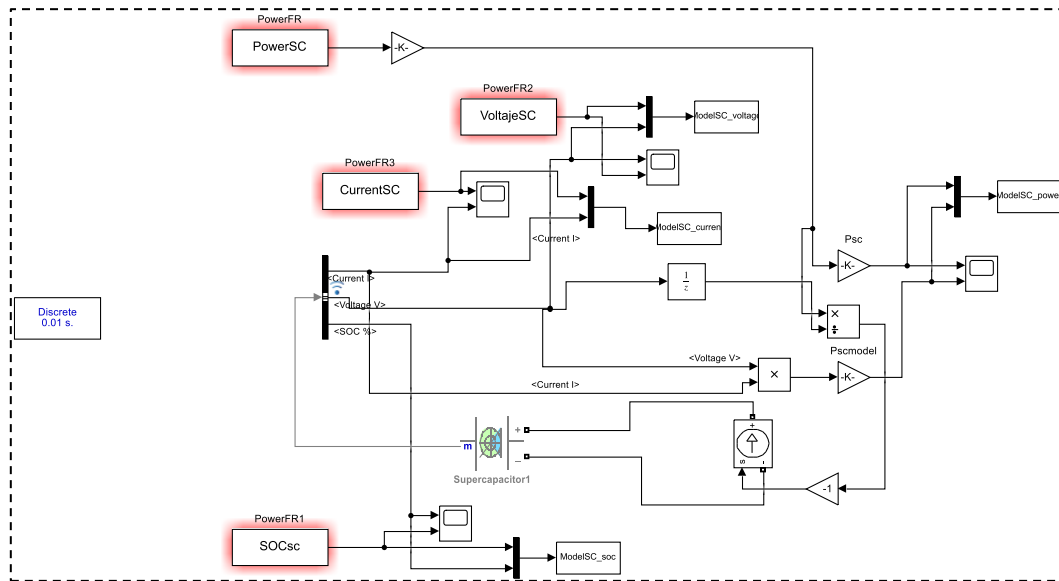


Figura 3.23 Modelo equivalente de un supercapacitor implementado en Matlab - Simulink

3.2.8. Modelo Matemático de un Sistema de Generación de Electricidad y Almacenamiento Energético en base a Hidrógeno

Una exhaustiva revisión de la literatura señala la gran cantidad de estudios que relacionan sistemas de hidrógeno como fuente energética (celdas de combustible), producción de hidrógeno (electrolizadores) y su almacenamiento (tanques), para este estudio se considera la modelación matemática de estos tres componentes principales del sistema.

3.2.8.1. Modelo matemático de una celda de combustible (FC)

Una celda de combustible (FC) es un dispositivo electroquímico en el cual un flujo continuo de combustible (en este caso hidrógeno) sufre una reacción química controlada para producir electricidad, existen modelos matemáticos que explican las reacciones químicas de este proceso, sin embargo, se encuentran fuera del alcance de esta tesis, por lo que se han considerado los modelos básicos considerando la producción de energía eléctrica a partir de hidrogeno almacenado [37–39].

La estructura de funcionamiento de una celda de combustible de intercambio de protones (PEMFC) se muestra en la Fig. 3.24, la celda se compone de dos electrodos separados por una membrana solida que actúa como electrolito, el hidrógeno fluye desde el cátodo hacia el ánodo, donde se produce la separación de protones que fluyen hacia el cátodo a través de la membrana, en este punto los electrones son recolectados como corriente eléctrica. Las reacciones químicas en el ánodo y cátodo son las siguientes [37].

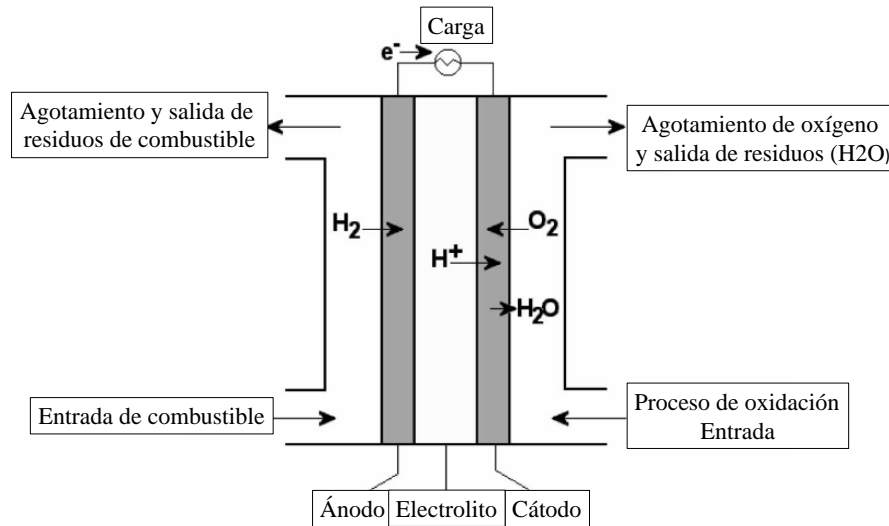
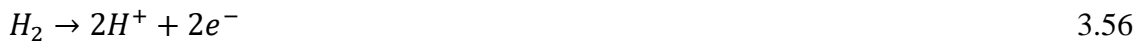


Figura 3.24 Diagrama esquemático del funcionamiento de una celda de combustible

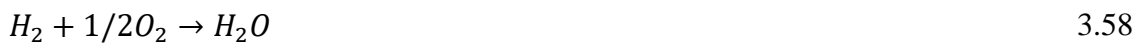
Reacción química en el ánodo



Reacción química en el cátodo



Reacción total en la celda



Resultando en agua, electricidad y calor.

Por lo tanto, la expresión para el voltaje de una celda PEMFC (V_{FC}) es:

$$V_{FC} = E_{FC} + \eta_{act} + \eta_{ohmic} + \eta_{diff} \quad 3.59$$

donde:

- E_{FC} es la eficiencia termodinámica de la celda
- η_{act} es el voltaje de activación
- η_{ohmic} es el potencial óhmico
- η_{diff} es el potencial de difusión [37]

Estos parámetros se calculan de la siguiente manera:

$$E_{FC} = \frac{I_{FC} \cdot V_{FC}}{\dot{m}_{H_2} LHV_{H_2}} \quad 3.60$$

$$\eta_{act} = \xi_1 + \xi_2 T_{FC} + \xi_3 T_{FC} [\ln(C_{O_2}^*)] + \xi_4 T_{FC} [\ln(i_{FC})] \quad 3.61$$

$$\eta_{ohmic} = -i_{FC} \cdot R_{FC}^{internal} \quad 3.62$$

donde:

- I_{FC} es la corriente eléctrica generada por la celda
- \dot{m}_{H_2} es el caudal másico de hidrógeno
- LHV_{H_2} es el poder calorífico inferior del hidrógeno
- $\xi_1 \dots \xi_4$ coeficientes semi-empíricos para el cálculo de la activación del potencial de la celda
- $C_{O_2}^*$ concentración de oxígeno en el cátodo

- T_{FC} es la temperatura de la celda
- i_{FC} es la densidad de corriente
- $R_{FC}^{internal}$ es la resistencia interna de la celda

Entonces, la potencia eléctrica de salida de la FC (P_{FC}) considerando el número total de celdas en serie y paralelo N_{FC} , es [40]:

$$P_{FC} = V_{FC} \cdot N_{FC} I_{FC} \quad 3.63$$

3.2.8.2. Modelo matemático de un electrolizador (ELZ)

La energía eléctrica puede ser almacenada en forma de hidrogeno mediante electrolisis del agua, este proceso lo realiza un electrolizador (ELZ), la eficiencia de la conversión de energía eléctrica en hidrógeno (η_{ELZ}) alcanza un 70% en algunos casos [41]. La potencia eléctrica de un electrolizador P_{ELZ} durante el proceso de conversión viene dada por [42,43]:

$$P_{ELZ} = \frac{m_{H_2,ELZ} \cdot HHV_{H_2}}{\eta_{ELZ}} \quad 3.64$$

donde:

- $m_{H_2,ELZ}$ es el flujo másico del hidrogeno producido.

3.2.8.3. Modelo matemático de un tanque de hidrógeno (H2tank)

La energía eléctrica proveniente de fuentes renovables transformada por un electrolizador debe ser almacenada en un tanque presurizado de hidrógeno [30]. La potencia del compresor P_{comp} se expresa:

$$P_{comp} = \left(\frac{\gamma_{Htank}}{\gamma_{Htank} - 1} \right) R_{comp} \left(\frac{T_{in,comp}}{\eta_{comp}} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\left(\frac{\gamma_{Htank}}{\gamma_{Htank} - 1} \right)} \right] m_{H_2,ELZ} \quad 3.65$$

Por lo tanto, la presión del tanque de hidrogeno P_{Htank} viene dada por:

$$P_{Htank} = \left(\frac{R_{Htank}}{V_{tank}} \right) \eta_{tank} \quad 3.66$$

donde:

- γ_{Htank} es el coeficiente politrófico en el tanque de hidrógeno
- $T_{in,comp}$ temperatura de entrada del compresor
- η_{comp} y η_{tank} son las eficiencias del compresor y tanque de hidrógeno (80% y 95%)
- P_1 y P_2 son las presiones de entrada y salida del tanque de hidrógeno
- R_{comp} y R_{Htank} son los radios del compresor y del tanque de hidrógeno respectivamente (m)

Partiendo de las ecuaciones desarrolladas en esta sección, se ha desarrollado un modelo de un sistema de hidrógeno (celda de combustible, electrolizador y tanque de hidrógeno) en Matlab – Simulink, que será necesario para diversos análisis en capítulos posteriores de esta tesis, el modelo se muestra en la Fig. 3.25.

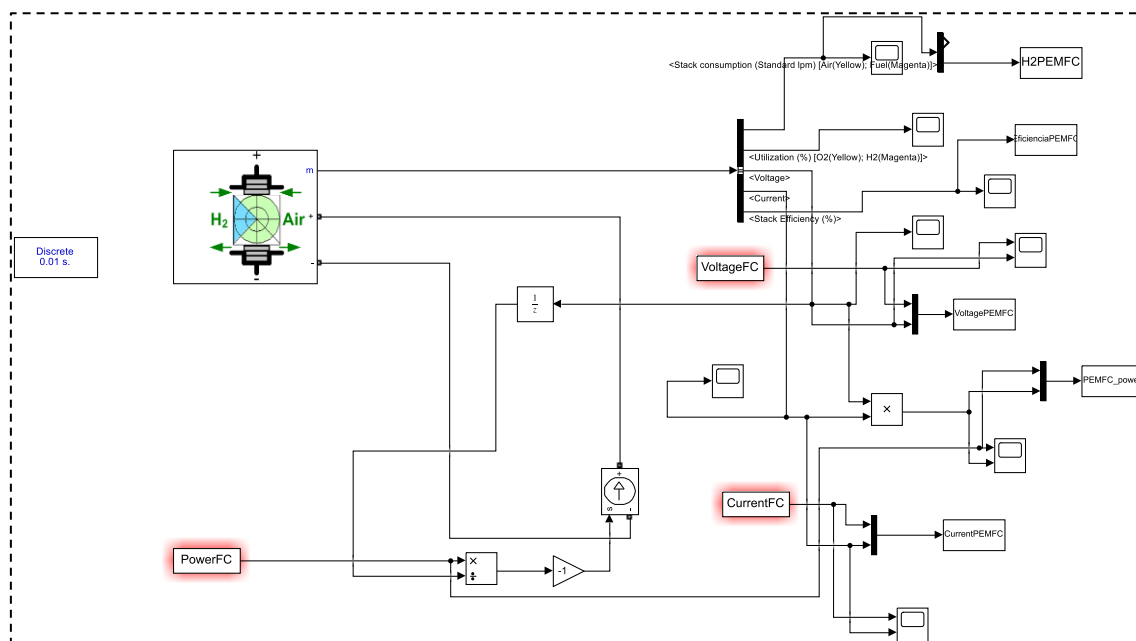


Figura 3.25 Modelo de una celda de combustible PEMFC en Matlab – Simulink

3.3. Conclusiones del Capítulo

En esta sección se ha desarrollado la representación matemática de los principales componentes de un sistema renovable híbrido, sus fuentes energéticas y sistemas de almacenamiento. Las ecuaciones presentadas sirven de base para la modelación en los programas informáticos como HOMER Pro y Matlab que se han utilizado en esta tesis, es importante considerar diversos efectos físicos, químicos y eléctricos de los componentes de tal forma que el modelo sea lo más aproximado al comportamiento real de los elementos. Los modelos individuales propuestos en este capítulo han demostrado ser precisos. Por lo tanto, en Capítulos posteriores estos modelos servirán de base para su análisis desde el punto de vista técnico – económico y ambiental.

Referencias

- [1] Bana S, Saini RP. A mathematical modeling framework to evaluate the performance of single diode and double diode based SPV systems. *Energy Reports* 2016;2:171–87. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2016.06.004>.
- [2] Krismadinata, Rahim NA, Ping HW, Selvaraj J. Photovoltaic Module Modeling using Simulink/Matlab. *Procedia Environ Sci* 2013;17:537–46. <https://doi.org/10.1016/j.proenv.2013.02.069>.
- [3] Jain A, Kapoor A. Exact analytical solutions of the parameters of real solar cells using Lambert W-function. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2004;81:269–77. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2003.11.018>.

- [4] Ishaque K, Salam Z. An improved modeling method to determine the model parameters of photovoltaic (PV) modules using differential evolution (DE). *Sol Energy* 2011;85:2349–59. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.06.025>.
- [5] Ishaque K, Salam Z, Syafaruddin. A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model. *Sol Energy* 2011;85:2217–27. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.06.008>.
- [6] Ishaque K, Salam Z, Taheri H. Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2011;95:586–94. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solmat.2010.09.023>.
- [7] Ahmed Shata AS, Hanitsch R. Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt. *Renew Energy* 2006;31:1183–202. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.06.015>.
- [8] Bagiorgas HS, Assimakopoulos MN, Theoharopoulos D, Matthopoulos D, Mihalakakou GK. Electricity generation using wind energy conversion systems in the area of Western Greece. *Energy Convers Manag* 2007;48:1640–55. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.11.009>.
- [9] Thapar V, Agnihotri G, Sethi VK. Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines. *Renew Energy* 2011;36:3166–77. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.016>.
- [10] Lu L, Yang H, Burnett J. Investigation on wind power potential on Hong Kong islands - An analysis of wind power and wind turbine characteristics. *Renew Energy* 2002;27:1–12. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(01\)00164-1](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(01)00164-1).
- [11] Borowy BS, Salameh ZM. Optimum Photovoltaic Array Size for a Hybrid Wind/PV System. *IEEE Trans Energy Convers* 1994;9:482–8. <https://doi.org/10.1109/60.326466>.
- [12] Diaf S, Belhamel M, Haddadi M, Louche A. Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica island. *Energy Policy* 2008;36:743–54. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.10.028>.
- [13] Wang C, Nehrir MH. Power management of a stand-alone wind/photovoltaic/fuel cell energy system. *IEEE Trans Energy Convers* 2008;23:957–67. <https://doi.org/10.1109/TEC.2007.914200>.
- [14] Hocaoglu FO, Gerek ON, Kurban M. A novel hybrid (wind-photovoltaic) system sizing procedure. *Sol Energy* 2009;83:2019–28. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.07.010>.
- [15] Kirke B. Hydrokinetic turbines for moderate sized rivers. *Energy Sustain Dev* 2020;58:182–95. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.08.003>.
- [16] John B, Thomas RN, Varghese J. Integration of hydrokinetic turbine-PV-battery standalone system for tropical climate condition. *Renew Energy* 2020;149:361–73. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.014>.

- [17] Elbatran AHA, Yaakob OB, Ahmed YM. Experimental Investigation of a Hydraulic Turbine for Hydrokinetic Power Generation in Irrigation/Rainfall Channels. *J Mar Sci Appl* 2020. <https://doi.org/10.1007/s11804-020-00152-4>.
- [18] Barbarić M, Guzović Z. Investigation of the possibilities to improve hydrodynamic performances of micro-hydrokinetic turbines. *Energies* 2020;13. <https://doi.org/10.3390/en13174560>.
- [19] Gish LA, Carandang A, Hawbaker G. Experimental evaluation of a shrouded horizontal axis hydrokinetic turbine with pre-swirl stators. *Ocean Eng* 2020;204. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.107252>.
- [20] Arévalo P, Benavides D, Lata-García J, Jurado F. Energy control and size optimization of a hybrid system (photovoltaic-hidrokinetic) using various storage technologies. *Sustain Cities Soc* 2020;52. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101773>.
- [21] Lata-García J, Jurado F, Fernández-Ramírez LM, Sánchez-Sainz H. Optimal hydrokinetic turbine location and techno-economic analysis of a hybrid system based on photovoltaic/hydrokinetic/hydrogen/battery. *Energy* 2018;159:611–20. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.183>.
- [22] SMART HYDRO POWER. TURBINA SMART FREE STREAM n.d. https://www.smart-hydro.de/wp-content/uploads/sites/3/2016/03/es_Datasheet_SMART_Freestream.pdf (accessed November 19, 2020).
- [23] Zhang X, Yang J, Fan Y, Zhao X, Yan R, Zhao J, et al. Experimental and analytic study of a hybrid solar/biomass rural heating system. *Energy* 2020;190:116392. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116392>.
- [24] Situmorang YA, Zhao Z, Yoshida A, Kasai Y, Abudula A, Guan G. Potential power generation on a small-scale separated-type biomass gasification system. *Energy* 2019;179:19–29. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.163>.
- [25] Guedes RE, Luna AS, Torres AR. Operating parameters for bio-oil production in biomass pyrolysis: A review. *J Anal Appl Pyrolysis* 2018;129:134–49. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2017.11.019>.
- [26] Neves D, Thunman H, Matos A, Tarelho L, Gómez-Barea A. Characterization and prediction of biomass pyrolysis products. *Prog Energy Combust Sci* 2011;37:611–30. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2011.01.001>.
- [27] Cano A, Arévalo P, Jurado F. Energy analysis and techno-economic assessment of a hybrid PV/HKT/BAT system using biomass gasifier: Cuenca-Ecuador case study. *Energy* 2020;202:117727. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117727>.
- [28] Arévalo-Cordero P, Benavides DJ, Juan Leonardo, Hernández-Callejo L, Jurado F. Optimal energy management strategies to reduce diesel consumption for a hybrid off-grid system. *Rev Fac Ing Univ Antioquia* 2020. <https://doi.org/10.17533/udea.redin.20200471>.

- [29] Cómo HOMER crea la curva de eficiencia del generador n.d. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/how_homer_creates_the_generator_efficiency_curve.html (accessed November 20, 2020).
- [30] Arévalo P, Cano A, Jurado F. Comparative study of two new energy control systems based on PEMFC for a hybrid tramway in Ecuador. *Int J Hydrogen Energy* 2020;45:25357–77. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.212>.
- [31] Manwell JF, McGowan JG. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Sol Energy* 1993;50:399–405. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(93\)90060-2](https://doi.org/10.1016/0038-092X(93)90060-2).
- [32] Modelo de batería cinética n.d. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/kinetic_battery_model.html (accessed November 20, 2020).
- [33] Wang W, Ge B, Bi D, Sun D. Grid-connected wind farm power control using VRB-based energy storage system. 2010 IEEE Energy Convers. Congr. Expo., 2010, p. 3772–7. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2010.5618326>.
- [34] Thirugnanam K, Saini H, Kumar P. Mathematical modeling of Li-ion battery for charge/discharge rate and capacity fading characteristics using genetic algorithm approach. 2012 IEEE Transp. Electrification Conf. Expo, ITEC 2012, 2012. <https://doi.org/10.1109/ITEC.2012.6243431>.
- [35] Hadjipaschalis I, Poullikkas A, Efthimiou V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renew Sustain Energy Rev* 2009;13:1513–22. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.028>.
- [36] Argyrou MC, Christodoulides P, Marouchos CC, Kalogirou SA. Hybrid battery-supercapacitor mathematical modeling for PV application using Matlab/Simulink. Proc. - 2018 53rd Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2018, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2018. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2018.8541933>.
- [37] Al-Baghdadi MARS. A simple mathematical model of performance for proton exchange membrane fuel cells. *Int J Sustain Energy* 2007;26:79–90. <https://doi.org/10.1080/14786450701549840>.
- [38] Breaz E, Gao F, Blunier B, Tirnovan R. Mathematical modeling of proton exchange membrane fuel cell with integrated humidifier for mobile applications. 2012 IEEE Transp. Electrification Conf. Expo, ITEC 2012, 2012. <https://doi.org/10.1109/ITEC.2012.6243436>.
- [39] Ural Bayrak Z, Gençoğlu MT. Mathematical Models of PEM Fuel Cells. Proc 5th Int Ege Energy Symp Exhib 2010.
- [40] Arévalo P, Benavides D, Lata-García J, Jurado F. Energy control and size optimization of a hybrid system (photovoltaic-hidrokinetic) using various storage technologies. *Sustain Cities Soc* 2020;52:101773. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101773>.

- [41] Ghenai C, Bettayeb M. Modelling and performance analysis of a stand-alone hybrid solar PV/Fuel Cell/Diesel Generator power system for university building. *Energy* 2019;171:180–9. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.019>.
- [42] An L, Zhao TS, Chai ZH, Tan P, Zeng L. Mathematical modeling of an anion-exchange membrane water electrolyzer for hydrogen production. *Int J Hydrogen Energy* 2014;39:19869–76. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.025>.
- [43] Tijani AS, Yusup NAB, Rahim AHA. Mathematical Modelling and Simulation Analysis of Advanced Alkaline Electrolyzer System for Hydrogen Production. *Procedia Technol* 2014;15:798–806. <https://doi.org/10.1016/j.protcy.2014.09.053>.

Capítulo 4

Optimización de un Sistema
Híbrido Renovable Aislado
Mediante HOMER Pro y Matlab,
Considerando Varios Sistemas de
Almacenamiento Energético

1. Referencia

P. Arévalo, D. Benavides, J. Lata-García, and F. Jurado, “Energy control and size optimization of a hybrid system (photovoltaic-hidrokinetic) using various storage technologies,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 52, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2019.101773.

Resumen

Este estudio analiza los efectos de diferentes tecnologías de almacenamiento sobre un sistema híbrido de energía renovable compuesto por generador fotovoltaico, hidrocínético y diésel. Se consideran cinco tipos de almacenamiento: plomo-ácido, iones de litio, flujo redox de vanadio, flujo redox de hidrógeno y vanadio-hidrógeno. El análisis se basa principalmente en indicadores como Coste Actual Neto, Coste de Energía, carga insatisfecha y emisiones de CO₂. En este artículo se ha utilizado el software HOMER con modelos de muestreo de tiempo y estudios de sensibilidad para determinar los efectos de cada sistema de almacenamiento. Los resultados muestran que el sistema de baterías de flujo redox de vanadio presenta un menor costo actual neto y costo de energía. El análisis de sensibilidad muestra que el sistema de flujo redox de vanadio presenta una mayor variación del estado mínimo de carga (SOC) en relación al costo actual neto. Sin embargo, el sistema compuesto por hidrógeno y pila de combustible presenta la variación más baja. Las dos estrategias propuestas para el control de la energía muestran el mismo desempeño. Sin embargo, al utilizar el Control de Seguimiento de Carga, la variación del estado mínimo de carga con respecto al costo neto es mayor que la variación obtenida al aplicar el Control de Ciclo de Carga.

DOI: 10.1016/j.scs.2019.101773

2. Referencia

P. A. Cordero, J. L. García, and F. Jurado, “Optimization of an off-grid hybrid system using lithium ion batteries,” *Acta Polytech. Hungarica*, vol. 17, no. 3, pp. 185–206, 2020, doi: 10.12700/APH.17.3.2020.3.10.

Resumen

La generación distribuida representa una solución óptima para los problemas energéticos en sitios remotos, donde el acceso a las empresas de distribución de energía es difícil. Por tanto, este artículo presenta la modelización y optimización de un sistema eléctrico basado en energías renovables híbridas (fotovoltaica/hidrocínética/diésel), combinado con un sistema de almacenamiento de baterías de Iones de Litio. El análisis se realiza mediante dos métodos. El primero es un modelo computacional basado en ecuaciones matemáticas que utiliza la herramienta Simulink Design Optimization (SDO) en Matlab. El segundo es una simulación del sistema híbrido utilizando el software HOMER. Los resultados muestran que el mayor aporte energético anual corresponde al sistema de generación hidrocínética (78,87%), la generación fotovoltaica con un porcentaje de 19,59% y la penetración del generador diésel es la más baja con 1,53%.

- **DOI:** 10.12700 / APH.17.3.2020.3.10

Capítulo 5

Análisis Comparativo De Sistemas Con Múltiples Fuentes Renovables, Planificación Y Dimensionamiento

1. Referencia

A. Cano, P. Arévalo, and F. Jurado, “Energy analysis and techno-economic assessment of a hybrid PV/HKT/BAT system using biomass gasifier: Cuenca-Ecuador case study,” *Energy*, vol. 202, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117727.

Resumen

Este trabajo analiza el impacto en un sistema híbrido renovable fuera de la red compuesto por energía fotovoltaica, turbinas hidrocinéticas, baterías y gasificadores de biomasa, utilizando diversos tipos de biomasa para determinar la configuración óptima del sistema ubicado en el sur de Ecuador. Se han propuesto tres tipos de despacho de energía, ciclo de carga, seguimiento de carga y ciclo combinado con el objetivo de determinar nuevos patrones en el comportamiento de las fuentes con respecto a la demanda eléctrica. La biomasa utilizada como recurso energético produce electricidad a través de un gasificador de biomasa que alimenta una microturbina. Considerando los tipos de biomasa consumida por el gasificador, se han analizado ítems como el costo actual neto y el costo de la energía para los diferentes tipos de control. Los estudios de sensibilidad indican el aumento en el costo del sistema al aumentar el estado mínimo de carga en las baterías. Sin embargo, este aumento reduce el consumo de biomasa y las emisiones de CO₂. Finalmente, la variación del costo en los componentes influye en el costo total del sistema, siendo el combustible y el sistema fotovoltaico los sistemas que tienen mayor sensibilidad, los resultados han demostrado que el sistema renovable es capaz de abastecer la demanda sin violar ninguna norma.

DOI: 10.1016/j.energy.2020.117727

2. Referencia

P. Arévalo and F. Jurado, “Performance analysis of a PV/HKT/WT/DG hybrid autonomous grid,” *Electr. Eng.*, 2020, doi: 10.1007/s00202-020-01065-9.

Resumen

Este trabajo presenta el desempeño de una red híbrida autónoma renovable compuesta por sistema fotovoltaico, turbinas eólicas, turbinas hidrocinéticas, generador diesel y sistemas de almacenamiento de energía. Se han estudiado tres sistemas de control de despacho de energía y varios sistemas de almacenamiento. Se han utilizado indicadores técnicos, ambientales y económicos para determinar el impacto en la red autónoma híbrida y su optimización de tamaño. Sin embargo, este estudio va más allá al realizar un análisis de sensibilidad, como el costo de capital, el estado de carga y el paso de tiempo, para elegir la mejor configuración del sistema. Los resultados muestran que, al utilizar el sistema de almacenamiento de energía compuesto por bombeo hidroeléctrico, bajo la carga posterior al control de despacho de energía, el costo actual neto y el costo de la energía son menores con respecto a otras tecnologías de almacenamiento propuestas. Sin embargo, el sistema de almacenamiento con las emisiones de CO₂ más bajas es la batería de plomo-ácido que utiliza el control de despacho de energía de ciclo combinado. Además, los aerogeneradores han presentado la mayor sensibilidad en el costo actual neto con respecto a la variación del costo de capital y la respuesta de sensibilidad presente del almacenamiento de agua bombeada con respecto al estado de carga. Todas las configuraciones tienen diferentes comportamientos, por lo que se

analizan las ventajas y desventajas de cada una.

DOI: 10.1007/s00202-020-01065-9

3. Referencia

P. Arévalo, D. Benavides, J. Lata-García, and F. Jurado, “Techno-economic evaluation of renewable energy systems combining PV-WT-HKT sources: Effects of energy management under Ecuadorian conditions,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, no. 10, Oct. 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12567.

Resumen

Este trabajo realiza un análisis tecnoeconómico de varios sistemas de energía híbrida que combinan aerogeneradores, sistemas fotovoltaicos, turbinas hidrocínicas, baterías de plomo ácido y generadores diesel en el sur de Ecuador. A partir de datos reales, la optimización del dimensionamiento de cada sistema renovable se desarrolla bajo tres algoritmos de control de energía propuestos. Luego, las combinaciones de sistemas renovables se comparan en función de los costos, la energía y el medio ambiente. Además, este estudio incluye varios análisis de sensibilidad que varían el costo de los componentes y el combustible, el estado mínimo de carga de las baterías, la carga eléctrica escalada y el paso de tiempo para comprender mejor el impacto causado en cada sistema híbrido renovable. Los resultados muestran que un sistema compuesto por tres fuentes renovables bajo control de energía de seguimiento de carga y ciclo de carga, es más económico y menos contaminante con respecto a cualquier combinación de fuentes propuesta. Sumado a esto, los sistemas que incluyen sistemas fotovoltaicos y generadores diesel presentan menor costo, 0.36 US \$ / kWh en el mejor de los casos. Se recomienda el control de energía de seguimiento de carga para reducir la operatividad del generador diesel. Sin embargo, si se retira el generador diésel, el costo resultante de los sistemas 100% renovables aumenta considerablemente, llegando a 0,88 US \$ / kWh. Los resultados también muestran que la variación en el costo de capital de los componentes es directamente proporcional al costo actual neto y al costo de variación de la energía. Además, es posible reducir el coste del sistema descargando las baterías por debajo de su estado mínimo de carga. Finalmente, los resultados son más precisos cuando se usa un intervalo de tiempo de 5 minutos.

DOI: 10.1002/2050-7038.12567

4. Referencia

P. Arévalo-Cordero, D. J. Benavides, Juan Leonardo, L. Hernández-Callejo, and F. Jurado, “Optimal energy management strategies to reduce diesel consumption for a hybrid off-grid system,” *Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia*, Apr. 2020, doi: 10.17533/udea.redin.20200471.

Resumen

Aunque el cambio climático es una realidad, muchas comunidades fuera de la red continúan utilizando generadores diésel para el suministro de electricidad. Este documento presenta una estrategia para reducir el consumo de diesel en un sistema fuera de red formado por fuentes renovables (PV-HKT-WT-DG). Se han propuesto tres estrategias de despacho de energía para verificar el impacto en el consumo de diesel y

las horas de operación del generador. Además, se han considerado diferentes tecnologías de almacenamiento de energía (plomo ácido, iones de litio, flujo redox de vanadio, almacenamiento por bombeo y supercondensador). Se ha utilizado el software HOMER para calcular el tamaño óptimo de los sistemas mediante indicadores técnico-económicos. Los resultados muestran que es posible reducir progresivamente el consumo de diesel; sin embargo, el costo de la energía aumenta. Por otro lado, cuando se utilizan baterías de iones de litio bajo el control del ciclo de carga, la penetración del generador diesel se ha reducido en gran medida sin afectar el costo del sistema. Finalmente, los análisis de sensibilidad han demostrado que cuando aumenta la demanda, el consumo de diesel no aumenta significativamente al usar baterías de flujo de vanadio redox, mientras que las horas de operación del generador diesel disminuyen significativamente en todos los sistemas.

DOI: 10.17533/udea.redin.20200471

5. Referencia

P. Arévalo, D. Benavides, J. L. Espinoza, and F. Jurado, “Optimal Design and Energy Management for a Grid Connected Renewable Hybrid System (PV-HKT-GRID),” *E3S Web Conf.*, vol. 173, p. 02001, 2020, doi: 10.1051/e3sconf/202017302001.

Resumen

La integración de energías renovables es trascendental para el desarrollo sostenible. Este artículo analiza un sistema híbrido conectado a red compuesto por tecnologías de energía renovable (fotovoltaico-hidrocinético), donde se proponen varios escenarios para la gestión energética. Incluyen un sistema de baterías como almacenamiento de energía y un sistema sin almacenamiento pero con tarifa de reventa a red, con el objetivo de determinar el mejor equilibrio económico y ambiental. Los resultados muestran que, al tener un sistema (PV-HKT-GRID) con almacenamiento de energía y sin tarifa de reventa a la red, el Costo Actual Neto (NPC) se incrementa en USD \$ 132,760 y el Costo de Energía (COE) disminuye \$ 0.013 / kWh en comparación con la red. Además, el mismo sistema híbrido sin almacenamiento de energía y sin tarifa de reventa a la red, presenta un ahorro de costo de energía de \$ 0.043 / kWh, y un costo adicional de USD \$ 43.

DOI: 10.1051/e3sconf/202017302001

Capítulo 6

Sistemas Híbridos Renovables Aplicados al Transporte Público

1. Referencia

P. Arévalo, A. Cano, and F. Jurado, “Comparative study of two new energy control systems based on PEMFC for a hybrid tramway in Ecuador,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 46, pp. 25357–25377, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.212.

Resumen

Este artículo presenta una comparación de dos sistemas alternativos para suministrar la potencia de tracción de un tranvía en Cuenca - Ecuador. Cada sistema estudia la combinación efectiva de supercondensadores, baterías de iones de litio y celdas de combustible de membrana de intercambio de protones (SC/LIB/PEMFC) a bordo. El primer sistema utiliza fuentes renovables (PV/HKT/GB/Grid) que suministran los sistemas a bordo a través de la red existente y las estaciones de carga de hidrógeno. Mientras que el segundo sistema usa solo la energía de la red desde un único punto de carga, dejando al tranvía sin ningún punto de conexión externo durante todo el viaje. Los análisis energéticos y económicos se basan en la capacidad de cada sistema para abastecer la carga y los recursos utilizados. Los resultados muestran que los nuevos sistemas de control propuestos, mediante las configuraciones analizadas compuestas por diferentes estados de control, son siempre capaces de suministrar perfectamente la potencia que necesita el tranvía durante todo su recorrido. Sin embargo, al utilizar energía procedente de fuentes renovables, el consumo de hidrógeno disminuye un 4,27% con respecto a la red en cada ida y vuelta, con un menor coste actual neto. Además, en el primer sistema propuesto, la profundidad de descarga en SC y LIB es mayor.

DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.212

2. Referencia

P. Arévalo, A. Cano, D. Benavides, and F. Jurado, “Feasibility study of a renewable system (PV/HKT/GB) for hybrid tramway based on fuel cell and supercapacitor | Request PDF,” *IET Renew. Power Gener.*, 2020.

Resumen

Este trabajo analiza la configuración, modelización y control de varios posibles sistemas híbridos para la propulsión del tranvía existente en Cuenca-Ecuador. El sistema está formado por novedosas fuentes renovables: energía fotovoltaica, turbinas hidrocinéticas y un gasificador de biomasa, que aumenta la fiabilidad del sistema y reduce las emisiones de CO₂. Además, una pila de combustible de intercambio de protones y un supercondensador que suministran la energía necesaria para el tranvía, así como un depósito de hidrógeno que almacena el exceso de energía. La gestión energética se realiza a través de fuentes renovables que recargan el supercondensador y la pila de combustible en las estaciones de carga a lo largo de la ruta del tranvía. Por tanto, el supercondensador suministra los picos de potencia durante el arranque del tranvía debido a sus características dinámicas, ya que la pila de combustible no es capaz de responder. Se han analizado diferentes sistemas híbridos renovables, lo que indica que el caso más favorable desde el punto de vista técnico, medioambiental y económico utilizando técnicas de análisis de datos y aprendizaje automático es el S4. Los análisis de sensibilidad permiten el estudio de variables como CO₂, NPC y COE para diferentes

variaciones de demanda, así como para el estado mínimo de carga en el supercondensador. Los resultados indican que el costo actual neto óptimo es de P \$ 1.46 y 0.12 \$/kWh en costo de energía, vigencia del sistema propuesto en el viaje de ida y vuelta del tranvía. NPC y COE para diferentes variaciones de demanda, así como para el estado mínimo de carga en el supercondensador. Los resultados indican que el costo actual neto óptimo es de M\$ 1.46 y 0.12 \$/kWh en costo de energía, vigencia del sistema propuesto en el viaje de ida y vuelta del tranvía. NPC y COE para diferentes variaciones de demanda, así como para el estado mínimo de carga en el supercondensador. Los resultados indican que el costo actual neto óptimo es de M\$ 1.46 y 0.12 \$/kWh en costo de energía, vigencia del sistema propuesto en el viaje de ida y vuelta del tranvía.

Capítulo 7
Un Modelo Integral de Microrred de
Hidrógeno, Gas y Electricidad Para
Aplicaciones de Gestión Multienergética

Referencia

M. Tostado-Véliz, P. Arévalo, and F. Jurado, “A comprehensive electrical-gas-hydrogen Microgrid model for energy management applications,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 228, p. 113726, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113726.

Resumen

Recientemente, se ha observado un creciente interés en las microrredes multienergéticas. Este tipo de cuadrículas involucra diferentes vectores de energía y los trata en su conjunto. Los casos más típicos contemplan subsistemas eléctricos, de gas natural e hidrógeno. Se han realizado múltiples esfuerzos para modelar este tipo de redes para problemas de gestión energética. Sin embargo, se observa que la mayoría de las referencias estudiadas no modelan fielmente este tipo de cuadrículas u omiten directamente algunos de los subsistemas mencionados, lo que dificulta la representación precisa de estas cuadrículas. Este artículo tiene como objetivo desarrollar un modelo de MG integral pero manejable, pero multienergético, que permita representar con precisión la interacción entre los subsistemas eléctricos, de gas natural e hidrógeno. Para ello, el marco desarrollado incluye modelos detallados de los diferentes elementos que se encuentran típicamente en este tipo de redes como las instalaciones Gas-to-Power o Power-to-Gas. Además, se consideran estaciones de carga para vehículos eléctricos, de gas natural e hidrógeno. Se pueden incorporar fácilmente diferentes tarifas y modos de carga de vehículos dentro del marco desarrollado. El modelo propuesto se valida con un estudio de caso en escenarios típicos de invierno y verano basado en datos reales. Los resultados muestran que el modelo desarrollado es capaz de representar con precisión el comportamiento operativo de las microrredes multienergéticas, que pueden ser valiosas para múltiples herramientas de investigación y educación.

DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113726

Capítulo 8

Conclusiones y líneas futuras de investigación

2.1. Conclusiones y aportaciones de la Tesis

En esta Tesis doctoral se han realizado diversos análisis de factibilidad, optimización y control energético de sistemas híbridos renovables aislados y conectados a la red utilizando herramientas computacionales como HOMER Pro y Matlab. Los Capítulos 1, 2 y 3 trataron sobre una visión global de la gestión de sistemas compuestos por energías renovables y la modelación matemática de cada componente utilizado, mientras que el Capítulo 4 explica la optimización de un sistema renovable al norte ecuatoriano en una aldea Amazónica, se ha presentado dos estrategias de optimización mediante distintos algoritmos con la finalidad comparativa de obtener el mejor resultado.

El Capítulo 5 expone la variabilidad del tipo de fuentes que se puede implementar dentro de un sistema híbrido renovable, el caso de estudio es el sur del Ecuador una Universidad en construcción, la misma que se encuentra en un lugar estratégico con disponibilidad de biomasa, viento, río y radiación solar. Se han comparado varios subsistemas variando las fuentes renovables y el sistema de almacenamiento. Luego, el Capítulo 6 analiza la viabilidad de un sistema renovable trabajando en conjunto con sistemas de respuesta rápida como los supercapacitores y celdas de combustible para propulsar un tranvía en la Ciudad de Cuenca – Ecuador, se presentan tres tipos de algoritmos nuevos. Finalmente, el Capítulo 7 explora nuevas alternativas multienergéticas en un caso de estudio orientado a una estación de servicios híbrida, incluyendo repostaje de vehículos eléctricos, a gas natural comprimido y a hidrógeno. Además, se ha realizado una gestión y conversión multienergética. Las principales aportaciones de la Tesis se mencionan a continuación:

Se ha utilizado diferentes tipos de sistemas de almacenamiento, con el fin de determinar el impacto que provoca cada uno en el sistema renovable híbrido PV/HKT al norte del Ecuador, en la provincia Amazónica de Nuevo Rocafuerte. El análisis incluye cuatro sistemas de almacenamiento con tres tipos de baterías (plomo ácido, ion litio y flujo de vanadio redox), y un sistema de hidrógeno, con el fin de analizar las variables que se ven más afectadas al utilizar las diferentes tecnologías de almacenamiento propuestas. La originalidad de esta sección, basado en la herramienta de análisis HOMER Pro ampliamente aceptada, es la comparación de ciertos indicadores como: carga insatisfecha, emisiones de CO₂, penetración del generador diesel, autonomía de la batería, costo de inversión, costo de la energía, costo actual neto, entre otros, teniendo como prioridad la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico en un sistema combinado. Además, el impacto del SOC mínimo de la batería en las emisiones de CO₂ se estudia mediante un análisis de sensibilidad.

Luego, para el mismo sistema renovable ubicado en Nuevo Rocafuerte, se ha realizado un estudio con el objetivo de optimizar el sistema híbrido utilizando baterías de ion litio para analizar los efectos resultantes. La originalidad de esta sección es reflejada en el tipo de sistema de almacenamiento, que por la combinación del software HOMER Pro y Matlab comparando los resultados de optimización con tres algoritmos implementados en Simulink Design Optimization que son: hipercubo latino, algoritmo genético y Nelder Mead, obteniendo resultados favorables para el primer algoritmo.

Por otra parte, la presente Tesis también incluye estudios de sistemas híbridos renovables ubicados al sur del Ecuador, el Capítulo 5 presenta tres secciones que analizan la factibilidad de un sistema renovable, uno de ellos es un novedoso estudio relacionado con la optimización de un sistema híbrido autónomo compuesto por

PV/HKT/BAT/GB, para determinar patrones de comportamiento bajo varias configuraciones. Se analiza algunos tipos de biomasa existente en el sur de Ecuador (Cuenca) para producir electricidad a través de un GB que alimenta una microturbina MT. Se han discutido tres estrategias de control de energía utilizando la herramienta computacional HOMER Pro para mejorar la confiabilidad del sistema. El GB alimenta la carga en ausencia de una fuente renovable (solar e hidrocinética), las características de los elementos pertenecen a los ubicados en el laboratorio de microrredes de la Universidad de Cuenca.

Además, en la segunda sección del Capítulo 5, para el mismo sistema bajo estudio se reemplazan las turbinas eólicas por el gasificador de biomasa al sistema renovable agregando varias opciones de almacenamiento donde se incluye un sistema de almacenamiento por bombeo. Al utilizar este sistema de almacenamiento de energía, bajo el control energético por ciclo de carga, el costo actual neto y el costo de la energía son menores con respecto a otras tecnologías de almacenamiento propuestas. Además, las turbinas eólicas han presentado la mayor sensibilidad en el costo actual neto con respecto a la variación del costo de capital y la respuesta de sensibilidad presente del almacenamiento por bombeo con respecto al estado de carga. Todas las configuraciones tienen varios comportamientos diferentes, por lo que se analizan las ventajas y desventajas de cada una. Finalmente, para este sistema se realiza un análisis de factibilidad combinando las fuentes PV/WT/HKT para la misma carga, demostrando que es óptimo usar las tres fuentes renovables simultáneamente desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Más adelante, en el Capítulo 6 los sistemas renovables se adentran en aplicaciones de transporte público como es un tranvía, se proponen tres nuevos algoritmos de control que analiza la gestión energética de un tranvía en Cuenca - Ecuador, utilizando un sistema híbrido renovable (PV+HKT+GB) autónomo y conectado a la red local con datos reales. Se ha obtenido el tamaño óptimo de cada fuente renovable, el costo actual neto (NPC) y el costo de energía (COE) en función de la disponibilidad de recursos renovables durante un año utilizando el software HOMER Pro. Por lo tanto, un sistema ESS (SC+LIB) y un sistema PEMFC que cubren la energía se utilizan para SC y LIB no pueden suministrar. El primer sistema, se ha simulado en HOMER Pro utilizando distintas subconfiguraciones combinando el HRES con SC/PEMFC. En el segundo sistema, dado que las fuentes renovables dependen de recursos renovables aleatorios, deben operar constantemente. El tercer sistema propuesto no tiene fuentes renovables, por lo que el tranvía es completamente autónomo y capaz de realizar un viaje de ida y vuelta con el sistema (SC/LIB/PEMFC) hasta su punto de conexión con la red eléctrica local, donde recargará sus componentes. Los sistemas se han simulado con las herramientas Matlab-Simulink®. Se ha demostrado que, un sistema híbrido renovable junto con componentes de rápida respuesta de potencia como SC/PEMFC y baterías son capaces de abastecer sin ningún problema al tranvía de forma autónoma.

Finalmente, el Capítulo 7 de esta Tesis tiene como objetivo llenar los vacíos encontrados en las MG multienergéticas propuestas hasta ahora, proponiendo un modelo novedoso e integral de MG multienergía adecuado para aplicaciones de gestión energética. La nueva propuesta engloba subsistemas eléctricos, de gas e hidrógeno. La idea principal detrás del modelo desarrollado es encontrar un compromiso entre integridad, precisión y simplicidad. Como ejemplos de las lagunas que nuestra propuesta pretende colmar, las resumiremos en los siguientes puntos. La mayoría de los trabajos realizados hasta ahora se centran principalmente en un subsistema, mientras

que los demás se simplifican habitualmente. Este es un buen enfoque cuando un subsistema debe ser analizado más a fondo, sin embargo, carece de precisión cuando se deben observar las interacciones ocurridas en el sistema general. Un ejemplo claro es la unidad G2P, que a menudo se modela como una relación lineal entre el NG de entrada y la potencia de salida. Sin embargo, como se modeló en este trabajo, esta relación es bastante no lineal. Por otro lado, hasta donde sabemos, cualquier referencia ha estudiado los procesos de repostaje de VE, NGV y HV en su conjunto, lo que sirve para explorar la interacción entre estos procesos y la red restante. Finalmente, muchos trabajos descuidan los usos intermedios del hidrógeno e incluso su sistema de almacenamiento en el paradigma P2G, por lo que algunas terminaciones de hidrógeno como el reabastecimiento de HV no pueden considerarse utilizando modelos más simples. Nuestra propuesta tiene como objetivo llenar estos vacíos, por lo que puede ser valiosa para muchos propósitos educativos y de investigación, ya que se conserva simple pero lo suficientemente precisa y detallada. El modelo desarrollado se valida realizando un problema de gestión energética en dos escenarios típicos de invierno y verano basados en datos reales.

2.2. Líneas de investigación futuras

Son varias las posibilidades que quedan abiertas con respecto al presente tema. Algunas propuestas para continuar profundizando en esta línea de investigación en un futuro, con respecto al trabajo actual y mediante artículos ya enviados a revisión por pares, los mismos que se mencionan a continuación:

Aplicar métodos de aprendizaje automático para pronosticar la demanda futura y realizar una optimización del tamaño y control energético más preciso de sistemas híbridos renovables, se han propuesto los siguientes artículos al respecto:

- A comparison of sizing methods for a long-term renewable hybrid system. Case Study: Galapagos Islands 2031

Referencia

A. Cano, P. Arévalo, and F. Jurado, “A comparison of sizing methods for a long-term renewable hybrid system. Case Study: Galapagos Islands 2031,” *Sustain. Energy Fuels*, 2021, doi: 10.1039/D1SE00078K.

Resumen

Esta investigación compara diferentes métodos de dimensionamiento para mejorar el sistema híbrido autónomo actual en las Islas Galápagos en el año 2031, analizando la probabilidad de pérdida de suministro eléctrico (LPSP). En primer lugar, se ha obtenido la energía consumida en las islas para el año 2031, utilizando redes neuronales artificiales ANN con Matlab, a partir de parámetros fundamentales en el diseño de un modelo de red neuronal perceptrón multicapa. En segundo lugar, los métodos utilizados para dimensionar el sistema son HOMER Pro y Simulink Design Optimization (SDO). Los modelos dinámicos de los diferentes componentes del sistema híbrido se han realizado en MATLAB/Simulink. El sistema híbrido propuesto está compuesto por baterías fotovoltaicas fotovoltaicas y WT eólicas y de plomo-ácido, bombeo hidráulico y generador diesel como sistemas de almacenamiento y soporte. Luego, para diseñar un sistema sostenible, se ha dimensionado un sistema híbrido con fuentes de energía

renovables de tamaño adecuado. Los valores de LPSP obtenidos están por debajo de 0,09% y 0,22%, lo que demuestra que el sistema ha sido dimensionado de forma óptima. Además, se ha realizado un análisis de costos, los valores obtenidos de NPC y COE según HOMER Pro son \$ 183,810,067 y 0.26 \$/kWh, y \$ 233,385,656 y 0.25 \$/kWh y usando SDO son \$ 148,523,110 y 0.25 \$/kWh, \$ 189,576,556 y 0.24 \$/kWh para las estrategias I y II respectivamente del sistema híbrido propuesto. Los datos obtenidos muestran que el algoritmo Latin Hypercube de SDO logra una mejor optimización en comparación con HOMER Pro. Aquí va el texto abstracto. El resumen debe ser un solo párrafo que resuma el contenido del artículo.

DOI: 10.1039/D1SE00078K

- Reach 100% participation in renewable energy for the Galapagos Islands by 2031: Techno-economic evaluation of the hybrid electric system Baltra-Santa Cruz

Estudiar a fondo los sistemas de propulsión para vehículos de transporte público expuestos en este estudio, comparar más alternativas técnicas, económicas y ambientales, se ha propuesto un nuevo artículo, el mismo se encuentra en proceso de publicación:

- Sustainable tramway, techno-economic analysis and environmental effects in urban public transport. A comparative study

Ampliar el estudio de sistemas híbridos renovables comparando varias tecnologías de almacenamiento incluyendo un problema de compromiso de unidad para determinar la programación despachable de las unidades generadoras, se ha propuesto el siguiente artículo:

- A novel methodology for the comprehensive planning of battery storage systems,

Proponer y analizar distintas estrategias basadas en precios para el incentivo específico de estrategia conjunta de llenado de valles y rebaja de picos. Distintos resultados son obtenidos en una 'smart home' tipo que cuenta con PV, coche eléctrico y una serie de cargas programables. Se analiza en profundidad el impacto que incluir este tipo de incentivos tiene en el consumo de la vivienda, así como en la factura eléctrica. Se demuestra además como las estrategias propuestas pueden ayudar a mejorar la curva de consumo en comparación con las tarifas convencionales. Se ha propuesto el siguiente artículo:

- Feasibility study of filling valleys and lowering peaks based on programmable incentives for a typical home

Estudiar el impacto de las fuentes energéticas convencionales con respecto a las fuentes renovables, se ha propuesto un Capítulo de libro con respecto a este tema.

- Hybrid technologies for power generation

2.3. Curriculum Vitae

2.3.1. Datos personales

Nombre: Wilian Paul Arévalo Cordero

Fecha de nacimiento: 27 de mayo de 1990

2.3.2. Títulos académicos

Ingeniero Eléctrico

Universidad de Cuenca 2015

Máster en Gestión de Energías Renovables

Universidad Rey Juan Carlos 2016

Máster en Energías Renovables

Universidad de Jaén 2017

2.3.3. Cursos Realizados

- Cuarto congreso nacional de electricidad y energías alternativas - expo electricidad 2012, duración 14 horas.
- Sexto congreso nacional de electricidad y energías alternativas - expo electricidad 2014, duración 4 horas.
- Comelec, capacitación orientada al diseño e implementación de equipos contra descargas atmosféricas en instalaciones industriales y residenciales, dimensionamiento de pararrayos en equipos eléctricos y sobre estructuras, así como calibración de sistemas de protecciones en transformadores de potencia, 2013, duración 4 horas.
- Capacitación en transformadores de distribución ELEKTRON, tipos de mantenimiento de transformadores, calibración de protecciones e implementación de sistemas de puesta a tierra, conexiones en redes de media y baja tensión, 2014, duración 2 horas.
- Congreso de electricidad y electrónica, Congreso realizado por la Universidad de Cuenca - Ecuador, exponiendo temas con el área de conocimiento e investigaciones relacionadas con energías alternativas en el presente y futuro, 2014 con la duración de 20 horas.
- Sexto congreso nacional de electricidad y energías alternativas - expo electricidad 2014, duración 24 horas.
- Curso orientado a la utilización del software LabView con el objetivo de la implementación de sistemas de adquisición de datos mediante herramientas de control, 2015, duración 40 horas.
- Operación y Control de subestaciones de 500 kV, tipo de esquemas, protecciones

en equipos de 500 kV en el Sistema Nacional Interconectado, capacitación mediante simuladores, toma de decisiones frente maniobras y/o fallas en una S/E, 2017, duración 20 horas.

- Curso ALFIN 06, el trabajo de investigación, Universidad de Jaén, 2017, duración 12 horas.
- Curso ALFIN 07 gestores bibliográficos (postgrado), Universidad de Jaén, 2017, duración 15 horas.
- Curso ALFIN 08 herramientas para la búsqueda y recuperación de información (nivel avanzado, postgrado), Universidad de Jaén, 2017, duración 15 horas.
- Curso ALFIN 09 evaluación de la información y vigilancia tecnológica (postgrado), Universidad de Jaén, 2017, duración 18 horas.
- Curso ALFIN 10 repositorios institucionales de la universidad de Jaén, derechos de autor y acceso abierto (postgrado), 2017, duración 18 horas.
- Ecuacuer capacitaciones: "confiabilidad sistemas de distribución"; "mantenimiento centrales eléctricas", 2020, duración 25 horas.

2.3.4. Experiencia laboral

- Investigación en proyecto de trabajo de fin de grado "Análisis de Alternativas, con respecto de la Fuente de Alimentación de los Servicios Auxiliares en la Central Mazar", Corporación Eléctrica del Ecuador, 2013-2014.
- Prácticas preprofesionales: Operación y Mantenimiento Eléctrico en Central Hidroeléctrica Mazar, Corporación Eléctrica del Ecuador, 2013-2014.
- Ingeniero Junior en Instrumentación y Control, SNC LAVALIN INTERNATIONAL, QUEBEC CANADÁ, proyecto acueducto refinería del pacífico, Manta – Ecuador, 2015-2016.
- Sistemas de Ingeniería Eléctrica (SIEL), obras y proyectos flores e hijo, supervisor residente de obra, 2016.
- Investigador en laboratorio de microrredes del campus Balzay de la Universidad de Cuenca, 2017-2019.
- Operador de Centro de Control de la Central Hidroeléctrica Sopladora, Corporación Eléctrica del Ecuador, actualidad (2020).

2.3.5. Logros y premiaciones

Ganador de una beca de estudios de posgrado en Europa con la Asociación Universitaria Iberoamericana de Postgrado AUIP 2016.

Ganador de una beca. Programa de Becas de Movilidad entre Universidades Andaluzas e Iberoamericanas AUIP 2020.

2.4. Contribuciones

Journal Citations Reports (JCR)

- [1] P. Arévalo, D. Benavides, J. Lata-García, and F. Jurado, "Energy control and size

- optimization of a hybrid system (photovoltaic-hidrokinetic) using various storage technologies,” *Sustainable Cities and Society*, vol. 52. Elsevier Ltd, Jan. 01, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2019.101773.
- [2] P. A. Cordero, J. L. García, and F. Jurado, “Optimization of an off-grid hybrid system using lithium ion batteries,” *Acta Polytechnica Hungarica*, vol. 17, no. 3, pp. 185–206, 2020, doi: 10.12700/APH.17.3.2020.3.10.
- [3] P. Arévalo, A. Cano, and F. Jurado, “Comparative study of two new energy control systems based on PEMFC for a hybrid tramway in Ecuador,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 46, pp. 25357–25377, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.212.
- [4] P. Arévalo and F. Jurado, “Performance analysis of a PV/HKT/WT/DG hybrid autonomous grid,” *Electrical Engineering*, 2020, doi: 10.1007/s00202-020-01065-9.
- [5] P. Arévalo, D. Benavides, J. Lata-García, and F. Jurado, “Techno-economic evaluation of renewable energy systems combining PV-WT-HKT sources: Effects of energy management under Ecuadorian conditions,” *International Transactions on Electrical Energy Systems.*, vol. 30, no. 10, Oct. 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12567.
- [6] P. Arévalo, A. Cano, D. Benavides, and F. Jurado, “Feasibility study of a renewable system (PV/HKT/GB) for hybrid tramway based on fuel cell and supercapacitor | Request PDF,” *IET Renewable Power Generation*, 2020.
- [7] P. Arévalo-Cordero, D. J. Benavides, Juan Leonardo, L. Hernández-Callejo, and F. Jurado, “Optimal energy management strategies to reduce diesel consumption for a hybrid off-grid system,” *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, Apr. 2020, doi: 10.17533/udea.redin.20200471.
- [8] A. Cano, P. Arévalo, and F. Jurado, “Energy analysis and techno-economic assessment of a hybrid PV/HKT/BAT system using biomass gasifier: Cuenca-Ecuador case study,” *Energy*, vol. 202, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117727.
- [9] M. Tostado-Véliz, P. Arévalo, and F. Jurado, “A Comprehensive Electrical-Gas-Hydrogen Microgrid Model for Energy Management Applications” *Energy Conversion and Management*, vol. 228, Jan. 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113726.
- [10] D. J. Benavides, P. Arévalo-Cordero, L. G. González, L. Hernández-Callejo, F. Jurado, and J. A. Aguado, “Method of monitoring and detection of failures in PV system based on machine learning techniques,” *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, Jul. 2020, doi: 10.17533/udea.redin.20200694.
- [11] A. Cano, P. Arévalo, and F. Jurado, “A comparison of sizing methods for a long-term renewable hybrid system. Case Study: Galapagos Islands 2031,” *Sustain. Energy Fuels*, 2021, doi: 10.1039/D1SE00078K.

Congresos Internacionales

- [1] Cordero PA, Benavides DJ, Jurado F. Energy control and sizing optimization of an off grid hybrid system (wind-hidrokinetic-diesel). *4th IEEE Colomb. Conf. Autom. Control Autom. Control as Key Support Ind. Product. CCAC 2019 - Proc., Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2019.* https://doi.org/10.1109/CCAC.2019.8921056.
- [2] Arévalo P, Benavides D, Espinoza JL, Jurado F. Optimal design and energy management for a grid connected renewable hybrid system (PV-HKT-GRID).

- E3S Web Conf., vol. 173, EDP Sciences; 2020.*
<https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017302001>.
- [3] Arévalo P, Benavides D, Espinoza JL, Jurado F. Impact on a microgrid using different storage systems under three energy dispatch control. *Conf. II Ibero-American Congr. Smart Cities (ICSCCITIES 2019), Oct.2019, Soria - Spain: 2019.*
- [4] Benavides D, Arévalo P, Gonzalez LG, Aguado JA. Analysis of different energy storage technologies for microgrids energy management. *E3S Web Conf., vol. 173, EDP Sciences; 2020.* <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017303004>.
- [5] Benavides D, Arévalo P, González LG, Jurado F. Machine learning data applied to monitoring PV systems: A case study* | Request PDF. *Conf. II Ibero-American Congr. Smart Cities (ICSCCITIES 2019), Oct.2019, Soria - Spain: 2019.*