

# DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE UNA MICROGRID CON ENERGÍAS RENOVABLES ADAPTANDO SISTEMAS TERMO SOLARES

# Contenidos

Lista de Figuras .....	v
Lista de Tablas.....	viii
Chapter 1: Introduction, Objectives, and Thesis structure .....	9
1.1.- Context and Motivation .....	9
1.2.- Thesis Objectives .....	12
1.3.- Thesis Layout .....	13
Capítulo 2: Energías renovables .....	15
2.1.- Antecedente .....	15
2.2.- Sostenibilidad energética en Latino américa.....	16
2.3.- Sistemas híbridos de potencia eléctrica.....	17
2.4.- Desarrollo de proyectos termosolares como energías renovables.....	18
2.5.- Estudios realizados de sistemas híbridos con generación Cilindro Parabólicos..	20
2.6.- Conclusiones .....	22
Capítulo 3: El campo de colectores solares cilindro-parabólicos .....	23
3.1.- Descripción del sistema .....	24
3.2.- Desarrollo de los modelos .....	25
3.2.1.- Modelo de sistema de generación de calor asistido por energía solar .....	25
3.2.2.- Sistema de conversión de potencia.....	26
3.3.1.- Sistema de Colectores Distribuidos.....	31
3.4.- Experimentos en simulación .....	35
3.4.1.- Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	40
3.4.2.- Factor de emisión .....	42
3.4.3. - Evaluación del ciclo de vida LCA de una planta de Energía solar por concentración .....	44
3.4.4.- Resultados y discusión sobre los factores de emisión.....	45
3.5.- Conclusiones .....	46
Capítulo 4: Controladores para campos solares de gran porte.....	47
4.1.- Introducción .....	47
4.2.- Pruebas de controladores.....	48
4.2.1.- Fundamentación teórica.....	49
4.2.2.- Controlador predictivo basado en modelo .....	50
4.2.3.- Control PNMPC .....	52
4.2.4.- Control predictivo basado en redes neuronales .....	56
4.2.5.- Resultados de comparación entre controladores .....	59
4.3.- Generadores de consignas.....	63

4.3.1.- Generación de consignas basada en lógica difusa.....	63
4.3.2.- Conceptos sobre lógica difusa .....	63
4.3.3.- Desarrollo del generador de lógica difusa .....	65
4.3.4.- Resultados .....	68
4.4.- Conclusiones .....	69
Capítulo 5: Dimensionamiento óptimo de sistemas híbridos.....	71
5.1.- Introducción .....	71
5.2.- Modelado de los componentes del sistema híbrido.....	72
5.2.1.- Modelado de los paneles fotovoltaicos.....	72
5.2.2.- Modelado del aerogenerador .....	74
5.2.3.- Modelado de la batería.....	76
5.2.4.- Modelado del Generador diésel .....	77
5.3.- Problema bajo estudio: Análisis de la incorporación de la energía solar de concentración en Sistemas Eléctricos en la Isla San Cristóbal, Archipiélago de Galápagos Ecuador .....	79
5.3.1.- Microgrid en la isla San Cristóbal, incorporando centrales solares.....	82
5.3.2.- Incorporación de plantas termosolares o DCS en sistemas híbridos .....	84
5.3.3.- Descripción del modelo del sistema híbrido.....	85
5.3.4.- Análisis y discusión de los resultados .....	87
5.4.- Optimización del sistema híbrido.....	90
5.4.1.- Genetic algorithm .....	91
5.4.2.- Latin hypercube.....	91
5.4.3.- Nelder–Mead .....	91
5.4.4.- Problema de optimización .....	92
5.4.5.- Implementación del problema de optimización .....	94
5.4.6.- Resultados de la simulación y discusión .....	98
5.5.- Conclusiones .....	101
Capítulo 6: Sistema de gestión energética (EMS) para microgrids.....	102
6.1.- Introducción .....	103
6.2.- Estrategias de gestión de la energía con lógica difusa y redes neuronales.....	106
6.2.1.- Estrategia de gestión de la energía basado en reglas de lógica difusa .....	108
6.2.2.- Estrategia de gestión de la energía basado en redes neuronales .....	111
6.2.3.- Resultados de la simulación y discusión .....	113
6.3.- Conclusiones .....	116
Capítulo 7: Conclusiones y Futuros trabajos .....	117
7.1.- Conclusiones .....	117
7.2.- Futuros trabajos.....	119
Apéndice A: Curriculum Vitae.....	120

Apéndice B: Contribuciones.....	121
Bibliografía.....	122

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1 - Solar thermal power plant.....	10
Fig. 1.2 - Proposed hybrid system.....	12
Fig. 1.3 - Thesis Layout.....	13
Fig. 2.1 - Generación eléctrica mundial 2018 por subregiones [ TWh, %].....	16
Fig. 2.2 - Generación eléctrica 2018 ALC por fuente [ GWh; %].....	17
Fig. 2.3 - Evolución de la potencia instalada termosolar a nivel mundial. ....	19
Fig. 2.4 Tipos de centrales termosolares y su equivalencia de horas de producción. ....	21
Fig. 2.5 - Hibridación parcial e hibridación total .....	21
Fig. 2.6 - Relación entre superficies de cultivos y las horas de sol anuales.....	22
Fig. 3.1 - Planta generadora termo solar .....	24
Fig. 3.2 - Distribución de los colectores solares en el campo .....	26
Fig. 3.3 - Modelo de Campo de Colectores Solares (CCS) en el Programa de Solución de Sistemas Transitorios (TRNSYS). ....	28
Fig. 3.4 - Perturbaciones simuladas. ....	30
Fig. 3.5 - Validación del modelo de campo sola. ....	31
Fig. 3.6 - Modelo del sistema de colectores distribuidos.....	32
Fig. 3.7- Resultados del campo de colectores parabólicos.....	33
Fig. 3.8 - Evolución de las temperaturas simuladas del petróleo durante un experimento. ....	34
Fig. 3.9 - Temperaturas de entrada y salida, flujo de trabajo y potencia suministrada por los Sistemas de Colectores Distribuidos (DCS).....	34
Fig. 3.10 - La irradiación solar en tres sitios seleccionados del Ecuador en verano e invierno .....	36
Fig. 3.11 - Energía térmica de los colectores obtenida (anual) para los sitios seleccionados del Ecuador.....	37
Fig. 3.12 - La temperatura de salida del HTF del campo de colectores solares (anual) para los sitios seleccionados de Ecuador.....	37
Fig. 3.13 - La energía térmica de los colectores obtenida para los sitios seleccionados de Ecuador de enero-febrero, y septiembre-octubre. ....	38
Fig. 3.14 - Valores del porcentaje de humedad relativa y la cobertura total del cielo del período evaluado para las ciudades.....	39
Fig. 3.15 - Energía solar de los colectores y energía eléctrica anual en los sitios seleccionados .....	39
Fig. 3.16 - La eficiencia global de la planta de energía solar de Guayaquil, Manta y San Cristóbal durante tres días en febrero. ....	40
Fig. 3.17 - Evolución de los márgenes de emisión de CO <sub>2</sub> y de la producción bruta de electricidad.....	41
Fig. 3.18 - Emisiones de CO <sub>2</sub> (g·kWh <sup>-1</sup> ) debido a la generación bruta de electricidad en Ecuador.....	43
Fig. 3.19 - Composición porcentual de la generación de electricidad en el Ecuador. ....	43
Fig. 4.1 - Arreglo de campo solar en configuración paralelo .....	49
Fig. 4.2 - Diagrama de bloques del algoritmo del controlador predictivo basado en modelos (MPC). [92] .....	50
Fig. 4.3 - Diagrama de bloques del factor de corrección.....	56
Fig. 4.4 - Estructura del modelo de planta con red neuronal.....	58

Fig. 4.5 - Datos de validación para el modelo NN .....	59
Fig. 4.6 - Irradiación para los diferentes sectores del campo.....	60
Fig. 4.7 - Temperatura de entrada y temperatura ambiente en los colectores solares...	61
Fig. 4.8 - Temperatura de salida en los colectores solares con diferentes controladores .....	62
Fig. 4.9 - Esquema de control jerárquico multicapa.....	63
Fig. 4.10 - Esquema de un sistema de lógica difusa .....	64
Fig. 4.11 - Elementos de los conjuntos difusos .....	64
Fig. 4.12 - Ejemplo del protocolo de un controlador lógico difuso.....	65
Fig. 4.13 - Conjuntos borrosos de entrada y salida. ....	66
Fig. 4.14 - Superficie de $T_{ref}$ generada por los universos del discurso de $I$ y $T_{in}$ para diferentes intervalos.....	67
Fig. 4.15 - Esquema de control compuesto de un generador de lógica difusa y un control MPC.....	67
Fig. 4.16 - Resultados del generados de consignas basado en lógica difusa para un día sin nubes .....	69
Fig. 4.17 - Resultados del generados de consignas basado en lógica difusa para un día con paso de nubes.....	69
Fig. 5.1 - Circuito equivalente de la unión p-n de un panel fotovoltaico .....	73
Fig. 5.2 - Curva característica de $P - V$ de un módulo fotovoltaico para diferentes condiciones de temperatura y radiación .....	74
Fig. 5.3 - Curva del coeficiente de potencia $C_p$ en función de la velocidad específica $\lambda$ y del ángulo de las palas $\theta$ del aerogenerador.....	75
Fig. 5.4 - Potencia de salida en función de la velocidad del viento.....	76
Fig. 5.5 - Infraestructura de generación eléctrica en las Islas Galápagos.....	79
Fig. 5.6 - <i>Esquema del diagrama unifilar sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal</i> .....	81
Fig. 5.7 - Demanda de energía eléctrica en las Galápagos (enero 1999 a diciembre 2017) .....	81
Fig. 5.8 - Sistema eléctrico híbrido propuesto, solar térmico-eólico-diésel de la isla San Cristóbal:.....	82
Fig. 5.9 - Curvas de potencia de los aerogeneradores instalados en la isla. ....	83
Fig. 5.10 - Ejemplos del uso de plantas de generación térmica funcionales en islas [166],[167].....	85
Fig. 5.11 - Sistema híbrido que se encuentra funcionando en la isla San Cristóbal.....	85
Fig. 5.12 - Diagrama de bloques de la propuesta del sistema híbrido incorporando una planta de generación térmica .....	86
Fig. 5.13 - Consumo residencial por hora.....	87
Fig. 5.14 - Resultados de las pruebas sin o con incorporación de la planta generadora termosolar en Invierno .....	88
Fig. 5.15 - Resultados de las pruebas sin o con incorporación de la planta generadora termosolar en Verano.....	89
Fig. 5.16 - Propuesta de diseño del sistema híbrido.....	90
Fig. 5.17 - Diagrama de flujo del procedimiento de simulación y optimización. ....	92
Fig. 5.18 - Diagrama de flujo del procedimiento de simulación y optimización. ....	94
Fig. 5.19 - Diagrama de flujo del método de búsqueda de patrones en la optimización de diseño de Simulink (SDO).....	95
Fig. 5.20 - Proyecto planta de energía híbrida Isla Isabela, Galápagos.....	96
Fig. 5.21 - Diagrama de bloques implementado en la optimización de diseño de Simulink (SDO). ....	97

Fig. 5.22 - Irradiación, velocidad de viento y temperatura ambiente implementado en las simulaciones del sistema híbrido.....	98
Fig. 5.23 - Funcionamiento del generador diésel.....	99
Fig. 5.24 - Curvas resultantes de las potencias del generador de diésel, BESS, carga demandada y energías renovables en las simulaciones del sistema híbrido .....	99
Fig. 6.1 - Clasificación de los EMS.....	103
Fig. 6.2 - Diagrama de la propuesta del sistema híbrido.....	104
Fig. 6.3 - Sistema global de lógica difusa del sistema eléctrico híbrido.....	106
Fig. 6.4 - Arquitectura unidireccional de tres capas, de entrada, oculta y de salida. ....	107
Fig. 6.5 - Diagrama de flujo del algoritmo de gestión de la energía. ....	109
Fig. 6.6 - Funciones de pertenencia comunes del FLSC para (a) las fuentes de energía de entrada y (b) las señales de comando del ciclo de trabajo. ....	111
Fig. 6.7 - Programador de redes neuronales. ....	112
Fig. 6.8 - Salida normal versus salida de la red neuronal .....	113
Fig. 6.9 - Potencia total del sistema híbrido con datos de un año.....	114
Fig. 6.10 - Características de las potencias de acuerdo a la estrategia de EMS aplicado .....	114

## LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 - Distribución de energía en el sistema de conversión de energía (PCS) .....	27
Tabla 3.2 - Parámetros de diseño para la planta energía solar. ....	29
Tabla 3.3 - Valores implementados en el generador de vapor .....	32
Tabla 3.4 - Consumo de combustible utilizado en la generación de electricidad .....	41
Tabla 3.5 - Emisiones de CO <sub>2</sub> (kt-year-1) debido a la generación bruta de electricidad en Ecuador .....	41
Tabla 3.6 - Características de los combustibles utilizados en los procesos de generación eléctrica. ....	42
Tabla 3.7 - Métricas de impacto del ciclo de vida (LC) por sistema y fase para diseños CSP. ....	45
Tabla 3.8 - Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas por la generación de plantas termosolares. ....	46
Tabla 4.1 - Resultados de error MAE y RMSE .....	61
Tabla 4.2 - Base de conocimiento que relaciona los valores lingüísticos.....	66
Tabla 5.1 - Datos de los aerogeneradores instalados en la isla San Cristóbal .....	80
Tabla 5.2 - Datos de las variables ingresadas al SDO de Simulink .....	95
Tabla 5.3 - Datos de las variables ingresadas al SDO considerando un incremento en el campo de baterías ESS. ....	97
Tabla 5.4 - Resultados de la potencia y cantidad de equipos necesarios para el sistema híbrido.....	100
Tabla 5.5 - Resultados del tamaño del BESS necesarios para cubrir dos casos propuestos.....	100
Tabla 6.1 - Reglas base del FLSC .....	110
Tabla 6.2 - Resultados obtenidos del EMS aplicando diferentes tipos de control .....	115

# **CHAPTER 1: INTRODUCTION, OBJECTIVES, AND THESIS STRUCTURE**

---

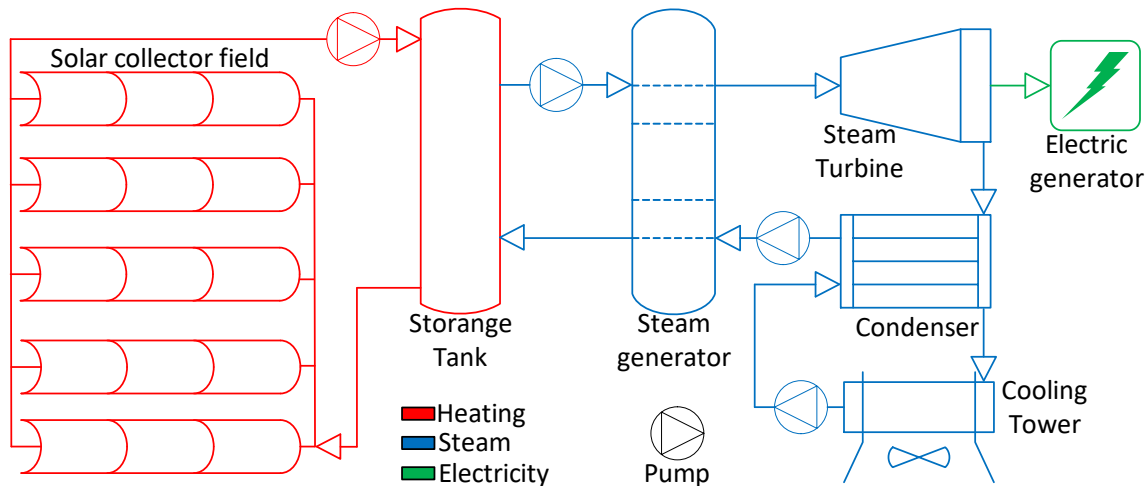
## ***1.1.- Context and Motivation***

One of the main challenges to be reversed according to global development indicators is the high concentration of greenhouse gases (GHG) due to fossil fuels in electricity generation applications and industrial processes [1,2]. One of the means to reduce GHGs is the use of technologies to convert solar energy into electricity. Among the main ones, we have photovoltaic (PV) [3] and concentrating solar thermal (CST). The most commonly used solar collectors [4,5] for fluid heating at temperatures up to 200 °C are flat plate, parabolic compound, and vacuum tube; while for fluid heating at temperatures up to 400 °C, parabolic collectors, Fresnel lenses, parabolic dishes, and heliostat fields are used. In reference [6], the authors present free applications that allow the design of solar fields.

Adapting renewable and non-renewable energy generation systems to the power grid is the principle of distributed generation systems or microgrids. Microgrids are intermittent sources of electrical energy; they depend on meteorological factors such as solar radiation, wind speed, or river flow. Therefore, it is necessary to have intelligent equipment that allows the interconnection of the powers generated by the microgrid with the powers of successive generations, such as the centralized network or fuel generators. Correctly selecting the generating devices that will make up the microgrid is vital for efficient initial

investment. Evaluating the resources vs. the system's need ensures no over-sizing, which may make the installation of the microgrid unprofitable. However, an under-sizing would not fulfill its purpose of feeding an established load. [7].

J. Lata-García et al. [8] compares various methods for autonomous hybrid generation systems integrating various technologies, including battery storage and hydrogen systems. This work uses optimal dimensioning techniques to incorporate solar thermal generation systems consisting of collector fields, thermal storage, steam generation, steam turbines, and an electric generator, as shown in figure 1.1. For the application of optimization techniques, models of generator systems were used with Simulink-MATLAB software [9], [10]. Optimizers such as genetic algorithms or Optimization based on teaching-learning were implemented [11], [12].



*Fig. 1.1 - Solar thermal power plant*

This work focuses on parabolic trough solar thermal power plants consist of a Solar Collector Field (SCF) [13], thermal energy storage (TES) [14], Power Conversion System (PCS) [15], and auxiliary elements such as pumps, pipes, and valves. Solar collectors use solar radiation to heat fluids such as oil or water. Thermal energy is used for heating or steam production for electric generators. Works such as [16,17] describe the use of solar thermal plants for electricity generation.

For heating or the production of steam for electric generators, thermal energy we used. The main goal of a parabolic trough solar field is to collect the maximum solar energy to produce as much electrical power as possible [18]. For better plant performance, it is necessary to carry out an optimal control of the outlet temperature and the oil flow; These are essential in the production of electrical energy.

The controls applied for these plants must maintain the plant's performance on days when solar irradiance is low. Xiufan and Yiguo [19] employ a mathematical model of a PTC based on HTF energy balance, absorber tube, and glass envelope. Linrui et al. [20] incorporate the heat loss of the absorber based on the energy balance. Research like Camacho and Gallego [21] propose changes in the outlet temperature setpoint according to the value of the solar irradiance. However, the oil flow is not covered by the proposed model.

The novelty of this work is to simulate a complete model of SCF and PCS, in which the variables of outlet temperature and oil flow are involved. The simulation will be carried out by the TRNSYS software [22]. At the same time, MATLAB software will be used to show the validations of the models based on the first principles of SCF and PCS operation, which was the case of [21].

A work like the current study with TRNSYS is in reference [23]. The authors use the software to evaluate different options for integrating the set of solar collectors and calculating a family home's heating and hot water needs.

Performing tests before the installation of the systems prevent over-sizing and under-sizing. In the specialized literature, modeling and simulation programs can be found; among the main ones and with a better answer in solving these problems are MATLAB [24] and Transient Systems Solution Program (TRNSYS) [23,25].

For the modeling and simulation of solar collector fields (SCF), energy production and simulation models based on mathematical equations are used that govern the components concerning the principle of operation of the same [26]. Using data in real-time allows developing strategies for the design and control of plants.

On the other hand, this study aims to estimate how much GHG emissions will be avoided by fuel consumption and to evaluate the emissions of the solar thermal plant by its manufacturing and maintenance operations. Chengzhou et al. [27] conducted a study on the typical amount of pollutant emissions to the environment directly for each power generation technology. For this purpose, a study of the CO<sub>2</sub> emission factor in Ecuador, which is where the plant will be implemented in different coastal cities, is proposed.

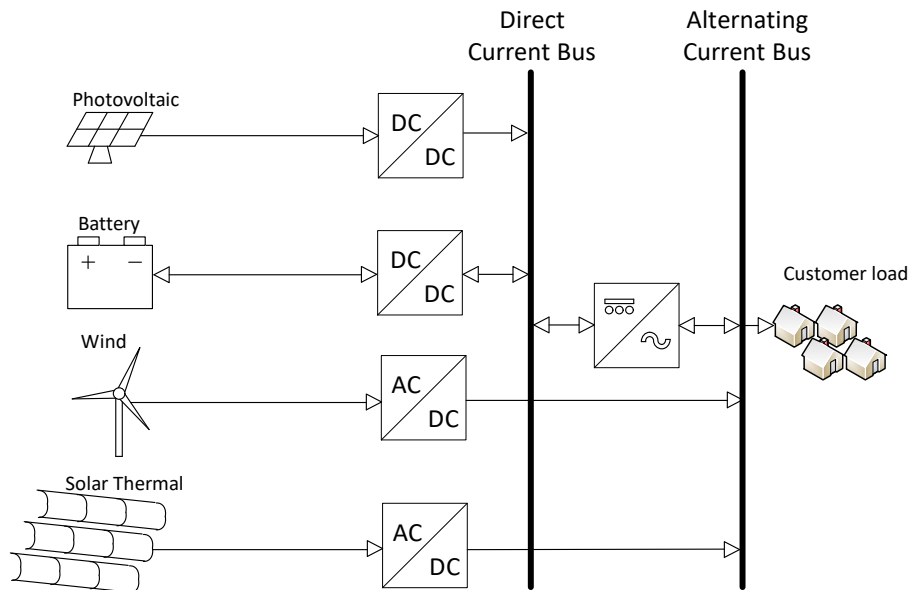
## 1.2.- Thesis Objectives

The implementation of renewable energies reduces the CO2 footprint and electrifies rural areas where it is impossible to reach. The central electricity grid is the object of research worldwide, where new technologies and methods are sought to deal with these realities.

Improving methodologies for optimal dimensioning of hybrid systems and finding their respective models provides laboratory testing before installation once its sustainability is demonstrated.

The preceding ensures that the electrification solution for these areas is viable so that public and private institutions make investments in this type of dimensioning and application of microgrid projects.

In addition, despite being a technology studied for years, it is still not possible to have solar thermal power plants in several parts of the world, for this reason, it is proposed to apply this technology as part of the solution for this project see figure 1.2.



*Fig. 1.2 - Proposed hybrid system*

This thesis aims to model a solar thermal power generation plant for the supply of electrical energy and adapt it to the microgrid.

Multiple hybrid system results are offered at various locations to show the performance of the analyzed methodologies. In this sense, this work has focused mainly on natural systems for islands to validate proven approaches for hybrid system tools.

## 1.3.- Thesis Layout

This thesis is structured as follows. After the introduction, the modeling of the solar collector field is presented in Section 2. Section 3 shows the testing of the solar thermal power generation plant for three plants. In Section 4, the study of emission factors in Ecuador is proposed. Finally, the results and conclusions of the document are exposed.

This work is organized in several chapters. A brief explanation of the content and purpose of each chapter is provided below, while the working outline is shown in figure 1.3.

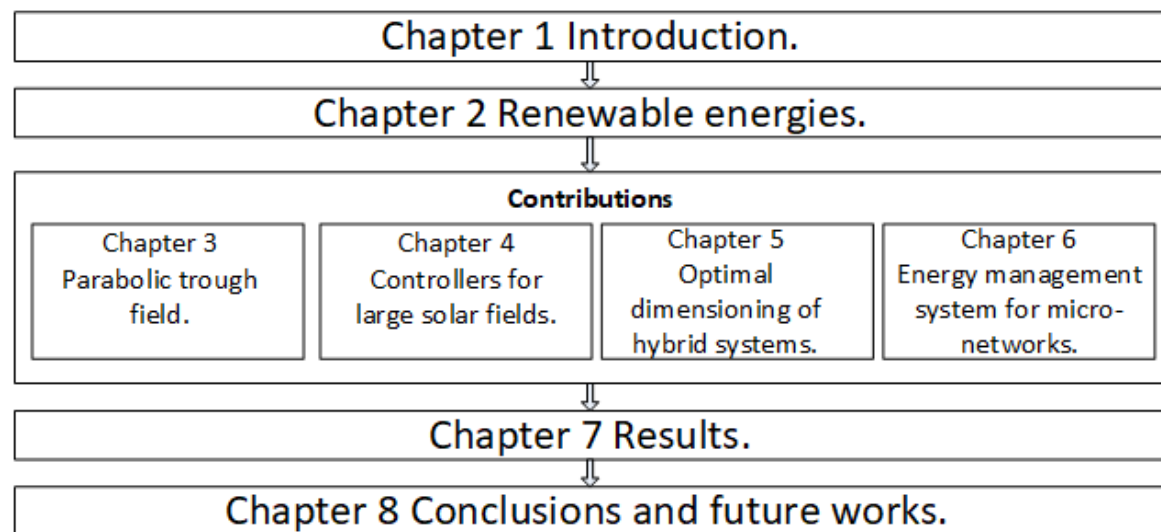


Fig. 1.3 - Thesis Layout

- Chapter 2 - Renewable energies: in this chapter, energy sustainability in Latin America is described.
- Chapter 3 - Parabolic trough fields: This section presents the mathematical equations and models that govern the Parabolic trough fields. In addition, it presents the validation results.
- Chapter 4 - Controllers for large solar fields: this chapter presents three types of predictive controllers used in large solar fields.
- Chapter 5 - Optimal dimensioning of hybrid systems: In this chapter, several types of optimization techniques are developed to find the appropriate sizing solution.
- Chapter 6 - Energy management system for micro-networks: a control solution for the energy management system for the microgrid is proposed.

- Chapter 7 - Results: different numerical results on either well or ill-conditioned systems are provided to show the analyzed methodologies' performance.
- Chapter 8 - Conclusions and Future works: the main conclusions and potential future lines are duly drawn in this chapter.

## **CAPÍTULO 2: ENERGÍAS RENOVABLES**

---

### **2.1.- Antecedente**

En las últimas décadas, gran parte de la comunidad científica ha advertido sobre el notable incremento en la concentración de gases de efecto invernadero, causado en gran medida por las acciones del ser humano, siendo considerado un problema de gran importancia que debe ser tratado de forma adecuada. Otro grave problema que ha sido tema de estudio, es el incremento del consumo de energía mundial; por ende, el aumento del uso de fuentes no renovables como los combustibles fósiles, el gas natural, la energía nuclear o el carbón; y en las últimas décadas las energías renovables también se han incrementado.

Los esfuerzos por satisfacer la demanda energética y disminuir el consumo de las fuentes no renovables se ve reflejado por varias naciones alrededor del mundo con la firma del Protocolo de Kioto, donde se plantea explotar las investigaciones, desarrollo e implementación de sistemas que empleen fuentes de energías renovables. Como meta se pretende disminuir un 5% de 6 tipos de gases de efecto invernadero en comparación con las emisiones de 1990 [28].

Como parte de la solución, se han empleado sistemas híbridos implementando las energías renovables a los sistemas actuales de generación eléctrica [29]. Sin embargo, las condiciones meteorológicas como la luz solar, la fuerza del viento o la temperatura ambiente son factores que dificultan el dimensionamiento de los equipos que conforman

los sistemas híbridos; esto, afecta en los precios de inversión para satisfacer el consumo de forma sustentable.

Entre las soluciones propuestas para prever las fluctuaciones que pueden producirse en la generación de los sistemas híbridos están el dimensionamiento mayor del sistema generador y del sistema de almacenamiento de la energía; como consecuencia, los precios de la energía entregada al usuario incrementan su costo final. Esto hace que los sistemas híbridos tengan poco atractivo, pero gracias a las políticas medio ambientales a nivel mundial, varios países están invirtiendo en la generación de sistemas híbridos con fuentes renovables [30].

## 2.2.- Sostenibilidad energética en Latino américa

Incrementar el uso de los sistemas de generación de energía eficiente, sostenible y diversa es una preocupación creciente en la mayoría de los países. La generación eléctrica a nivel mundial en el año 2018 alcanzó los 26575 TWh, es decir, 3.5% más que los producidos el año 2017. Siendo China el país que más produjo energía eléctrica con 6604 TWh. En la figura 2.1, se muestra la producción de energía en el año 2018 a nivel mundial. También es presentada la producción para América Latina y el Caribe (ALC) con sus respectivas subregiones [31], [32].

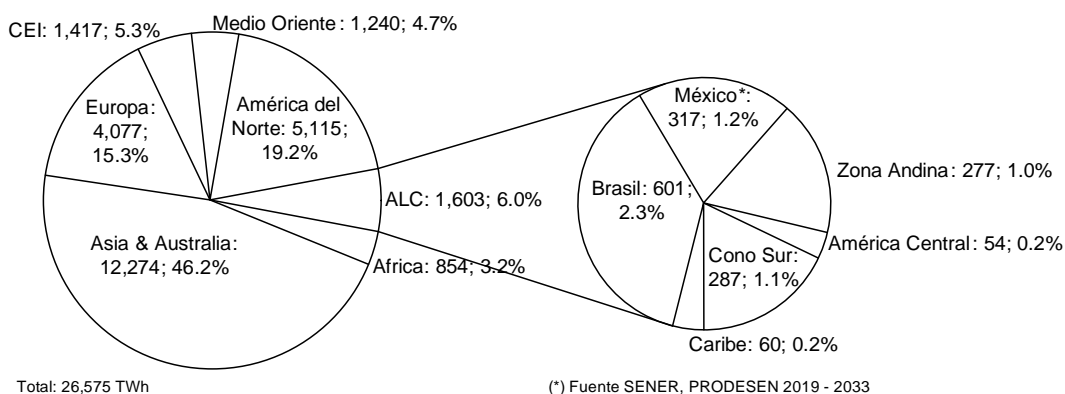


Fig. 2.1 - Generación eléctrica mundial 2018 por subregiones [ TWh, %]

La matriz de generación de electricidad de América Latina y el Caribe (figura 2.2) se basa principalmente en los recursos hídricos, que corresponden al 47.3% de la electricidad producida. El combustible fósil es responsable del 39.5%, la energía eólica del 4.8%, térmica renovable del 4.6%, la energía nuclear del 2.2%, la energía solar del 0.9% y la energía geotérmica del 0.6% [33]. La figura 2.2 muestra que actualmente la matriz eléctrica

de Brasil es la que tiene mayor participación con un 82% de fuentes renovables, mientras que el promedio mundial es del 19.5% y entre los países miembros de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), el promedio es del 18.3% [34], [35].

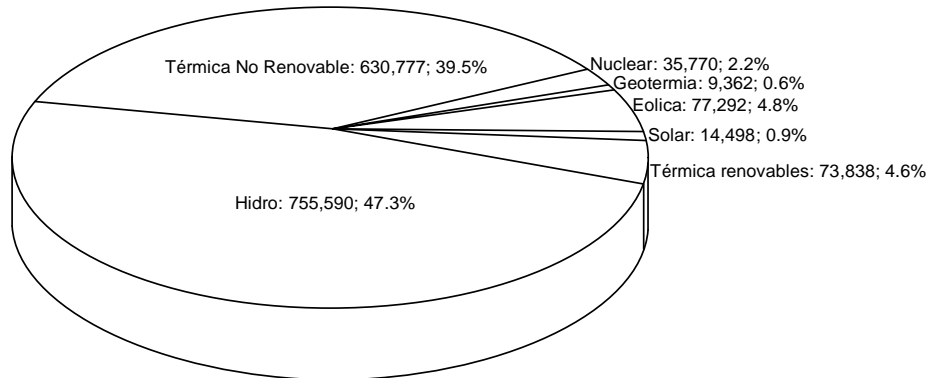


Fig. 2.2 - Generación eléctrica 2018 ALC por fuente [ GWh; %]

Por otra parte, con el crecimiento del uso de energía renovable generada por pequeñas unidades de generación distribuida, surgen algunos problemas recurrentes relacionados con la fiabilidad del sistema y la calidad de la energía generada. Debido a que las fuentes de energía (sol, viento, etc.) son intermitentes generan variaciones que pueden causar fluctuaciones impredecibles en el sistema de energía [36].

El hecho de que la generación de energía a partir de fuentes renovables no esté sujeta a la demanda puede causar desequilibrios en el sistema de generación. Una forma de evitar este problema es insertar formas intermedias de almacenamiento de energía, como baterías, súper condensadores y volantes de inercia [37], [38] minimizando los efectos de las variaciones inherentes al proceso de generación de este tipo de energía.

## 2.3.- Sistemas híbridos de potencia eléctrica

Lograr el suministro de energía eléctrica en sectores que se encuentren fuera del alcance de las líneas de transmisión de las generadoras eléctricas, ha llevado a las poblaciones aisladas al uso de generación distribuida o in-situ; estas están basadas en la generación de energía eléctrica a través de las fuentes de energía que están al alcance de las poblaciones. Los sistemas son considerados híbridos cuando utilizan dos o más fuentes de energía para alimentar a la misma carga. Actualmente se presenta un mayor interés en los sistemas híbridos que emplean energías renovables como la energía proveniente del sol, el viento, las biomásas y las hidrocínicas [39]; esto debido al aporte al medio ambiente

evitando la generación de gases invernadero y también porque muchos de estos sistemas carecen de partes móviles generando ahorro en mantenimientos [40].

Cuando la generación producida por el sistema híbrido supera la demanda requerida, la energía excedente es acumulada en el sistema de almacenamiento (Energy Storage System (ESS)). Esto permite al sistema entregar energía aún cuando no estén generando o en horas donde la demanda del sistema sea incrementada [41]. Por lo expuesto, los sistemas de almacenamientos de energía son estudiados como solución al momento de dimensionar de forma óptima el sistema híbrido con energías renovables. Uno de los mayores retos es determinar de manera idónea el tamaño del ESS; esto, con el fin de equilibrar el costo de implementación versus las mejoras técnicas proporcionadas al sistema. Lograr la reducción en las inversiones de las tecnologías de energías renovables ayudará en el crecimiento del uso de estas [42].

La aplicación del hidrógeno como tecnología de almacenamiento de energía va sustituyendo al almacenamiento convencional de baterías; su gran ventaja es ser una fuente fiable y no contaminante. Los precios asociados a la fabricación de esta tecnología es su principal desventaja. También es necesario considerar que, si el hidrógeno es producido a través de fuentes de energía de origen renovable, solo así, es considerado tecnología amigable con el ambiente y eficiente [43].

## **2.4.- Desarrollo de proyectos termosolares como energías renovables**

Existen numerosas zonas en el mundo caracterizadas por climas áridos, con altos valores de irradiancia solar ideales para la generación de electricidad o calor de proceso en industrias e incluso para la desalación de agua salobre con la finalidad de utilizarla como agua potable para distintos usos, incluido el riego en el sector agrícola.

En el contexto de la diversidad de fuentes de energía renovables, la energía termosolar es una de las tecnologías que está siendo estudiada para la generación de electricidad y aplicaciones industriales. Las centrales termosolares, consisten en la generación de electricidad a través de un conjunto de generadores – turbina, que se mueven por el vapor obtenido por intercambiadores que emplean el calor de campos de colectores

solar. Estos reciben la radiación solar para alcanzar temperaturas que superan los 300 °C. En la figura 2.3 es presentado un resumen esquemático con la situación de las centrales termosolares a nivel mundial. Las centrales termosolares analizadas, son las que están en operación o cuya construcción está siendo llevada y anunciada por los países donde funcionarán [44].

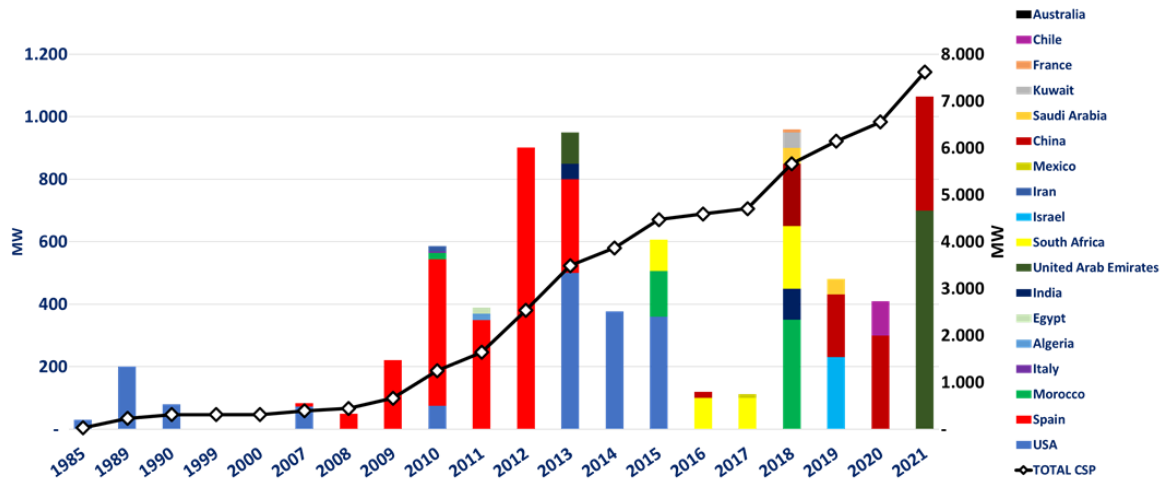


Fig. 2.3 - Evolución de la potencia instalada termosolar a nivel mundial.

Los países que más potencia instalada y con visión para futuros proyectos en generación de energía termosolares son:

España, que mediante el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima espera alcanzar los 5GW para el 2030 a través de las centrales termosolares.

Sudáfrica, Actualmente opera a 500MW de energía entregada por centrales termosolares. Para 2022 tiene planteado tener en funcionamiento una nueva planta con 100MW.

Región Mena (Países árabes), La suma de la potencia generada por centrales termosolares en países como Marruecos, Israel, Kuwait, Arabia Saudí da como resultado un aproximado de 800MW. Y quizás el país que tiene un papel importante es Dubái que actualmente cuenta con 100MW y tiene en construcción un termosolar que generará 700MW que podrá entrar en funcionamiento en 2021.

China tiene en operación 8 proyectos con una potencia total de 500MW, a corto plazo se propone como meta completar 20 centrales y alcanzar 1.35GW. Siendo el país con mayor inversión en este campo.

USA con 16 centrales termosolares, alcanza 1.7GW con centrales cilindro parabólicas y receptores de central de torre.

Chile cuenta con un gran recurso solar, Chile es el primer país en Latino América en invertir en la construcción de una central termosolar de torre; la central Cerro Dominador de 110MW fue inaugurada en junio de 2021 [45], [46].

Tomando como referencia a España que es uno de los países que más ha invertido en sistemas renovables; especialmente en la generación termosolar [47], para 2011 se tenía que las centrales solares térmicas constituían el 2.0% de la matriz energética española [48]. En el último informe del Sistema Eléctrico Español Avance 2020 [49] indica que la potencia termosolar instalada es el 2.2%, esto denota la empleabilidad de la tecnología cuyos sistemas siguen aportando potencia a la matriz energética.

Lo antes expuesto, hace de la industria de generación termosolar sea una importante fuente de energía en el escenario español. España ha investigado la energía solar desde los 80s y trabajos como el de V. Hernández [42], donde se advierte tal relevancia sobre todos de las plantas termosolares que están ubicadas, en general, donde la insolación anual se considera alta para los estándares mundiales (algo alrededor de 2500 a 3000 horas de sol por año).

Estas características hacen que las plantas termosolares sean importantes actores en el sistema de generación renovable. Esta tecnología es posible agregarla en sistemas de generación de electricidad y en calefacción de agua para hogares, las industria y hospitales. Transformando los sistemas de energía termosolar en microrredes de generación híbrida [50].

## **2.5.- Estudios realizados de sistemas híbridos con generación Cilindro Parabólicos**

Son considerados sistemas híbridos de generación de energía eléctrica cuando son utilizados dos o más sistemas de generación [51], [52]. En la actualidad los sistemas híbridos que incorporan energías renovables son ampliamente utilizados. Los sistemas de generación con energía solar termoeléctrica se implementan por su gran potencial en climas mediterráneos, en la figura 2.4 se muestran las horas equivalentes de producción en varios tipos de tecnologías termosolares [53].

Debido a la cantidad de luz al día y a las irregularidades climáticas como el paso de nubes, aún no son consideradas como una solución definitiva para la producción de energía.

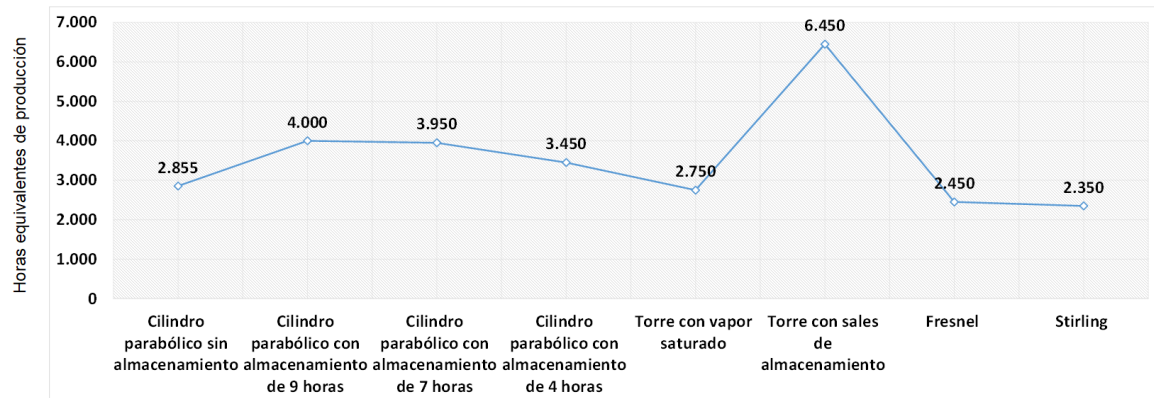


Fig. 2.4 Tipos de centrales termosolares y su equivalencia de horas de producción [53].

La hibridación de tecnologías termosolares con tecnologías de producción nocturna hacen que se atenúen las intermitencias en la entrega de energía. La energía termosolar es complementada de manera óptima con la energía eléctrica producida por la combustión de gas natural o biomasa. En la figura 2.5. son representados dos sistemas de hibridación parcial y total para generar energía eléctrica empleando energía solar y un sistema de almacenamiento de energía.

Parte de la energía es almacenada en tanques de sales y puede ser utilizada en horas del día donde no hay radiación solar. Sin embargo, en el sistema de hibridación total la potencia generada durante todo el día es igual a la potencia nominal máxima del sistema solar.

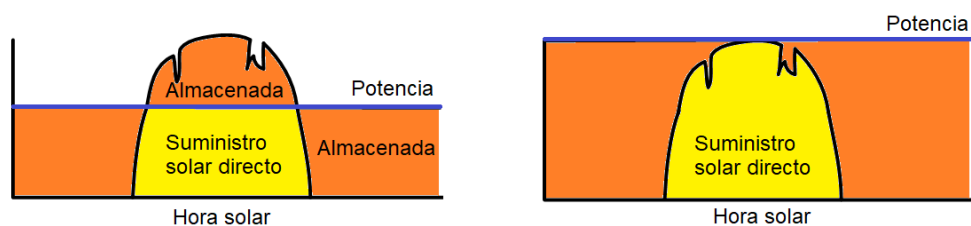
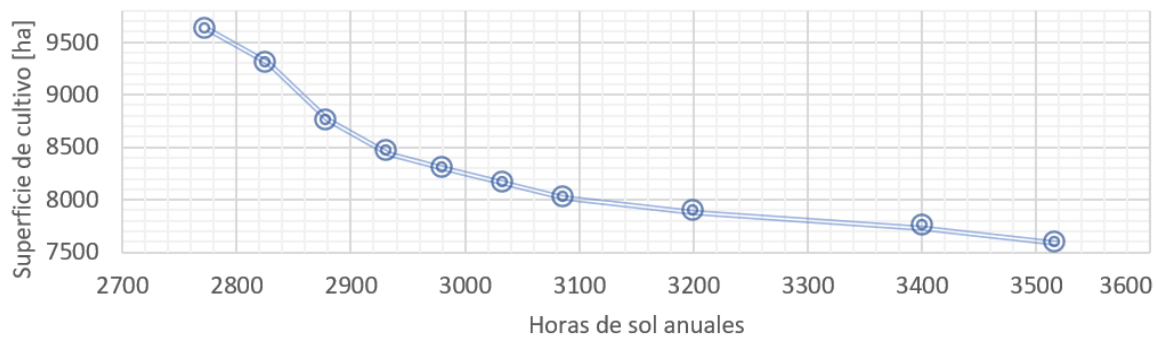


Fig. 2.5 - Hibridación parcial e hibridación total

Una de las hibridaciones más empleadas es la termosolar-biomasa, esta emplea la radiación solar en determinadas horas del día y biocombustibles que son almacenados y utilizados en la noche o en horas de alto consumo de la red eléctrica. En trabajos como [54] se plantea el análisis de un sistema híbrido (solar-biomasa) para la generación de energía eléctrica en el centro-sur de España. Al sistema se acopla almacenamiento de sales

minerales y biocombustible sólido obtenido de cultivos leñosos de chopo [55], sauce, eucalipto [56] o paulownia [57], [58]; también llamados “cultivos energéticos forestales”.

En el estudio es mostrada un sistema de hibridación semi total de una central termosolar de 50 MWe que usa sales fundidas para almacenar el calor solar en la noche. Las sales empleadas son las sales 1 con capacidad de almacenamiento de 2400 horas al año y sales 2 con capacidad de almacenamiento de 2442 horas al año. El sistema de biomasa se plantea con biocombustible sólido leñoso cultivado que tiene un poder calorífico de 4500 kcal/kg. El autor como resultado obtiene una curva en la figura 2.6 que representa las hectáreas necesarias comparadas con energía solar almacenada y se entiende que a mayor capacidad de almacenamiento solar son menos las hectáreas de cultivo de biocombustible sólido.



*Fig. 2.6 - Relación entre superficies de cultivos y las horas de sol anuales*

## **2.6.- Conclusiones**

En esta sección fue descrito el funcionamiento de los sistemas de energías renovables y sus combinaciones es sistemas híbridos. Además, se ha explicado el uso de la tecnología termosolar implementada con sistemas de biocombustibles; que resulta una solución al uso de energías renovables en lugares con condiciones climáticas adversas.

## **CAPÍTULO 3: EL CAMPO DE COLECTORES SOLARES CILINDRO-PARABÓLICOS**

---

Entre los principales desafíos que se deben revertir según los indicadores del desarrollo mundial es la alta concentración de gases de efecto invernadero (GEI) debido al uso de combustibles fósiles en las aplicaciones de generación de electricidad y en los procesos industriales [59,60]. Uno de los medios para lograr una reducción de los GEI es el uso de tecnologías para convertir la energía solar en electricidad. Entre las principales tenemos la fotovoltaica (PV) [61] y la térmica solar de concentración. Los colectores solares más utilizados se muestran en [62,63] como el colector solar y el Concentrador Parabólico Compuesto (calentamiento de fluidos a temperaturas de hasta 200 °C); Colector cilíndrico parabólico, lente de Fresnel, disco parabólico, y campos de helióstatos (calentamiento de fluidos a temperaturas de hasta 400 °C) son las principales tecnologías utilizadas para concentrar la energía solar.

El capítulo está organizado de la siguiente forma: la sección 3.1. es la descripción del sistema, 3.2. el desarrollo del modelo 3.3. la validación de los modelos, 3.4. experimentos y simulaciones y 3.5. conclusiones.

### 3.1.- Descripción del sistema

La figura 3.1 muestra los componentes de una planta generadora termosolar. Entre las partes fundamentales están el campo de colectores solares, el tanque de almacenamiento, el generador de vapor, la turbina y el generador eléctrico. En el campo de colectores solares (CCS), la irradiación solar calienta el fluido que circula por el CCS, haciendo que éste alcance temperaturas superiores a los 200 °C. La energía térmica se acumula en el tanque de almacenamiento. Posteriormente es utilizada por un generador de vapor, que produce una presión de vapor capaz de mover una turbina. La potencia mecánica de la turbina hace girar el generador eléctrico enviando la energía eléctrica a la microrred. El conjunto de sistemas de vapor y generadores eléctricos se denomina Sistema de Conversión de Energía (PCS por sus siglas en inglés). El condensado producido en el PCS es tratado y devuelto al generador de vapor. El conjunto de sistemas de CCS, tanques de almacenamiento y PCS se llaman Sistemas de Colectores Distribuidos (DCS) [64], [65].

Las plantas de generación de energía solar térmica son de las tecnologías más utilizadas en las últimas décadas [66], [67] y han contribuido significativamente a la electrificación de varios países del mundo.

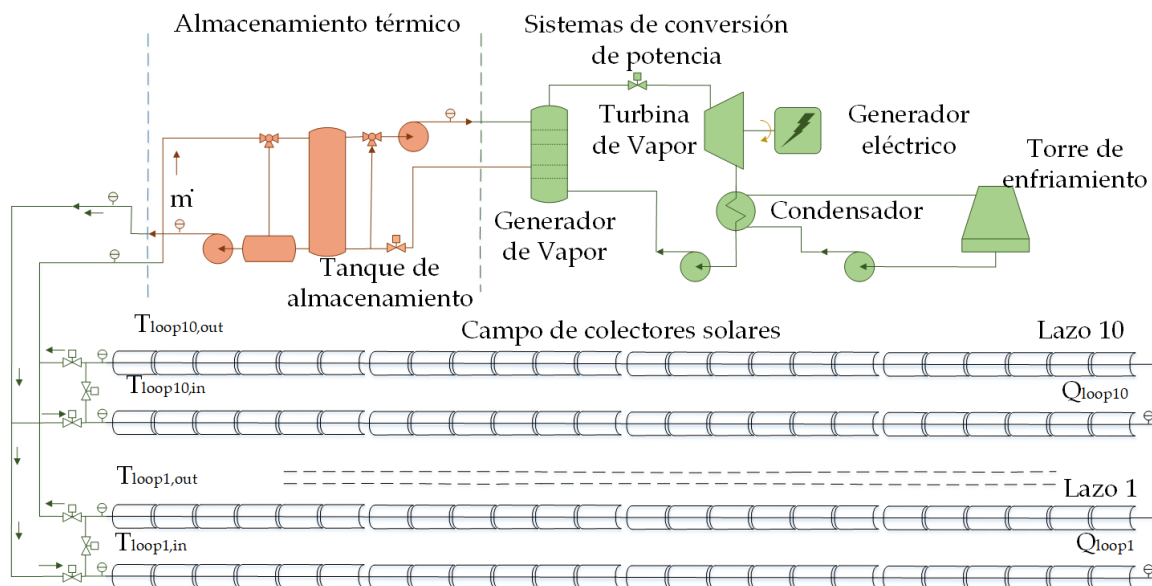


Fig. 3.1 - Planta generadora termo solar

A continuación, se describirán los modelos CCS y PCS con sus principios y fundamentos básicos, como el equilibrio energético.

## 3.2.- Desarrollo de los modelos

En esta sección se presentan los modelos matemáticos basados en las ecuaciones diferenciales de Sistemas de Colectores Distribuidos. El modelo de parámetros distribuidos fue probado y validado en estudios como [68], que se utilizan actualmente en los trabajos de investigación que ratifican su aplicabilidad [67-70].

### 3.2.1.- Modelo de sistema de generación de calor asistido por energía solar

El modelo de todo el campo se describe como la colocación de varios lazos de colectores parabólicos.

Cada lazo CCS tiene cuatro sectores conectados en serie; los sectores contienen 12 módulos colectores. El CCS tiene un área total de 2635.2 m<sup>2</sup> que recibe la irradiación solar en los tubos absorbedores [71]. En la figura 3.2, se muestra la distribución de los colectores. La ecuación (3.1) describe la variación de la energía interna de la planta, que proporciona la evolución de la temperatura de salida,  $T_{loop,out}(t)$ . Como puede verse, la temperatura de salida del bucle depende de varias entradas, la manipulada,  $Q_{loop}(t)$  es el flujo volumétrico, y las otras actúan como perturbaciones:  $T_{loop,in}(t)$  es la temperatura de entrada,  $T_a(t)$  es la temperatura ambiente,  $T_m(t)$  es la temperatura media del fluido (véase la ecuación (3.2)) e  $I(t)$  es la irradiación solar. Las ecuaciones que modelan la dinámica de la temperatura de salida de los bucles son:

$$\rho C_p A_{cs} \frac{\partial T_{loop,out}(t)}{\partial t} = IK_{opt} n_o G \quad (3.1)$$

$$- \frac{\rho}{C_f} C_p Q_{loop}(t) \frac{T_{loop,out}(t) - T_{loop,in}(t - d_{tout-tin})}{L_{eq}} - H_l \frac{T_m(t) - T_a(t)}{L_{eq}} \quad (3.2)$$

$$T_m(t) = \frac{T_{loop,out}(t) + T_{loop,in}(t - d_{tout-tin})}{2}$$

donde  $\rho$  es la densidad del fluido y  $C_p$  es la capacidad de calor específica según la temperatura del fluido. Trabajos como [72] y [73] proporcionan datos sobre el fluido de transferencia térmica o HTF (Heat Transfer Fluid), que es Santotherm-55. Este aceite circula por el sistema colector. Santotherm-55 es capaz de alcanzar los 305 °C sin degradarse.  $A_{cs}$  es el área transversal del tubo colector,  $L_{eq}$  es la longitud del tubo colector equivalente,  $H_l$  es el coeficiente de pérdidas térmicas expresado por (3.3),  $\dot{m}$  flujo másico del circuito primario y  $\Delta h$  entalpía aumentada.  $K_{opt}$  es la eficiencia óptica,  $n_o$  es la eficiencia geométrica,  $G$  la apertura del colector,  $d_{t_{out-tin}}$  es el retardo entre la temperatura de salida y la temperatura de entrada, y  $C_f$  es un factor de conversión para calcular la tasa de flujo másico dentro de este hipotético tubo colector equivalente. Tiene en cuenta el número de colectores paralelos en cada hilera de bucles,  $n_p$ , el número de tubos en serie en cada colector,  $n_t$ , y la conversión  $\text{kg} \cdot \text{h}^{-1}$ .

$$-H_l = \frac{\dot{m} \cdot \Delta h}{\frac{T_{loop,out} + T_{loop,in}}{2} - T_a} \quad (3.3)$$

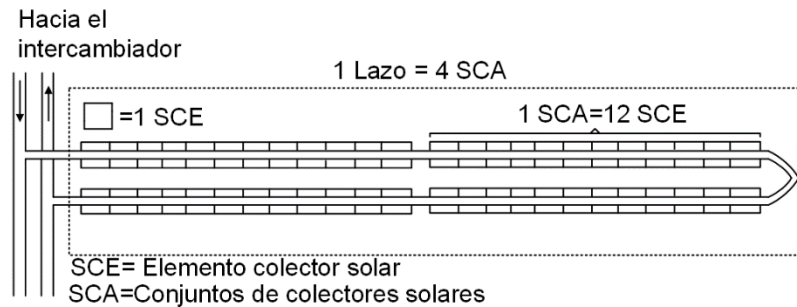


Fig. 3.2 - Distribución de los colectores solares en el campo

### 3.2.2.- Sistema de conversión de potencia

La dinámica de funcionamiento de los PCS es emplear la alta temperatura proveniente del tanque de almacenamiento para generar vapor. La presión del vapor hace girar la turbina que está acoplada a un generador eléctrico. Esta energía puede ser usada en sistemas aislados o conectada a la red eléctrica. El modelo de energía térmica  $W_t$  está dado por  $P(T_{CCS,out})$  es calculado por el modelo simplificado del campo solar en la ecuación (3.4) CM Cirre [74].

$$P(T_{CCS,out}) = IK_{opt}n_oG - \frac{H_l}{L_{eq}}(T_{CCS,out}, T_{CCS,in}, T_a)L_{eq}n_l \quad (3.4)$$

donde,  $H_1$  es la función lineal de las pérdidas térmicas. La investigación del CM Cirre [74] consistió en hacer varias pruebas con diferentes flujos y temperatura de entrada, temperatura de salida y temperatura ambiente. Con las pruebas se obtiene la regresión lineal (3.5).

$$H_1 = 1970 \left( \frac{T_{loop,out} + T_{loop,in}}{2} - T_a \right) - 34.651 \quad (3.5)$$

Para convertir la energía térmica  $W_t$  en energía eléctrica  $W_e$ , se utilizan las máximas eficiencias del conjunto completo de DCS formado por el SCF, el sistema de almacenamiento y el PCS. Por lo tanto, para realizar la conversión se utilizan los valores de eficiencia del sistema encontrados por CM Cirre [71]. La eficiencia del almacenamiento térmico elegida es  $\bar{\eta}_{alm} = 0.98$  y la conversión de energía térmica en eléctrica es  $\bar{\eta}_{PCS} = 0.22$ . La energía estimada que puede ser proporcionada por el DCS se muestra en la ecuación (3.6).

$$P(T_{SCF,out}) = IK_{opt}n_oG - H_1n_t\bar{\eta}_{alm}\bar{\eta}_{PCS} \quad (3.6)$$

En la tabla 3.1 se presentan las eficiencias de los PCS según las pruebas realizadas en los años de funcionamiento.

Tabla 3.1 - Distribución de energía en el sistema de conversión de energía (PCS)

Propiedad	Cantidad
Energía eléctrica neta	500 kW
Energías parásitas	77 kW
Potencia eléctrica bruta	577 kW
Eficiencia bruta	$\eta_{gross} = 19.13 \%$
Potencia térmica del petróleo	$P_{HTF} = 3016 \text{ kW}$
Pérdidas térmicas	$L_{PCS} = 259 \text{ kW}$
Pérdidas por refrigeración	$L_{rs} = 3016 \text{ kW}$

### 3.3.- Validación de los modelos del sistema

En esta sección se plantea la validación de las ecuaciones presentadas en la sección 3.2. La validación se realiza mediante la comparación de los modelos diferenciales en el software Matlab y los modelos en bloques con los que cuenta el software TRNSYS.

El modelo de campo de colectores solares se implementa a través del programa TRNSYS., que contiene una biblioteca especializada con modelos de colectores solares, tanques de almacenamiento y sistemas de conversión de energía. En la figura 3.3 se muestra el esquema de los dispositivos utilizados para la simulación del CCS. Las pruebas de campo se realizan con los datos globales con los que cuenta el programa como la irradiación solar, los ángulos de incidencia y la temperatura ambiente de varios lugares del Ecuador.

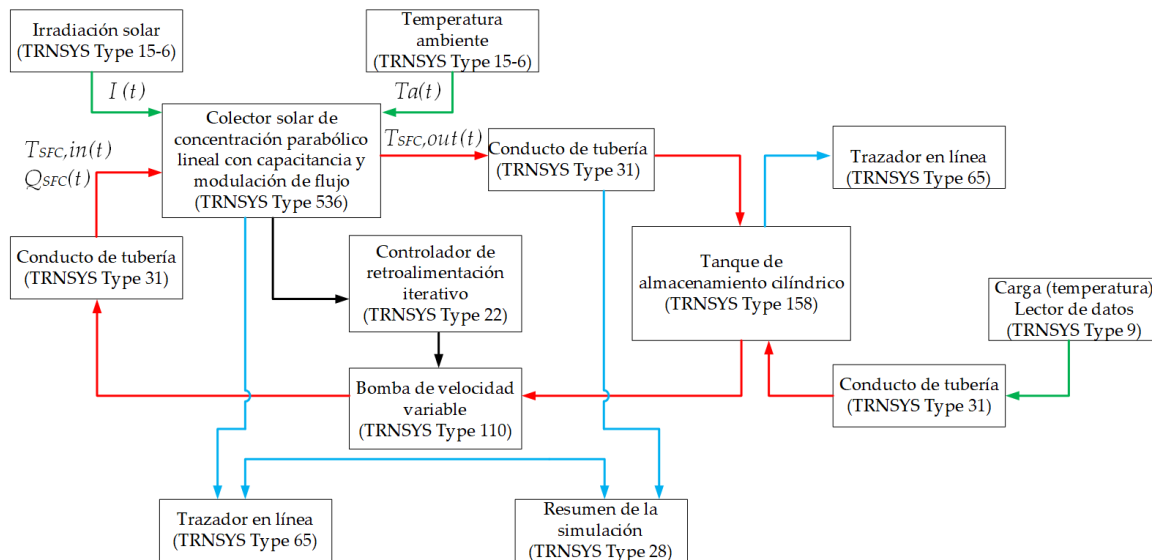


Fig. 3.3 - Modelo de Campo de Colectores Solares (CCS) en el Programa de Solución de Sistemas Transitorios (TRNSYS).

En la tabla 3.2 se muestran los valores utilizados para el dimensionamiento del campo de colectores solares, el depósito de almacenamiento y la capacidad del sistema de conversión de energía (la turbina de vapor y el generador eléctrico).

Tabla 3.2 - Parámetros de diseño para la planta energía solar.

Propiedad	Valor	Unidad
<b>Campo de colectores</b>		
Tipo de colector	PTC	-
Ancho del colector parabólico	1.83	m
Largo del colector parabólico	3.05	m
No. de colectores	480	-
No. de lazos	10	-
Área total de los espejos	2635	m <sup>2</sup>
Reflectividad del espejo	0.78	-
<b>Tanque de Almacenamiento</b>		
Tipo	Cilíndrico	
Volumen del tanque	115	m <sup>3</sup>
Altura del tanque	11.2	m
Coefficiente de pérdidas del tanque	0.69	W · m <sup>-2</sup> · K <sup>-1</sup>
<b>Bloque de Potencia</b>		
Salida del Generador eléctrico	0.5	MW <sub>e</sub>
Capacidad de la turbina	0.5	MW

Para verificar el correcto funcionamiento de los elementos del campo solar, estos elementos se comparan con un modelo desarrollado con las ecuaciones diferenciales presentadas anteriormente y el modelo proporcionado por el TRNSYS Tipo 536. El concentrador parabólico Tipo 536 está modelado en la ecuación teórica desarrollada en la Ingeniería de Procesos Térmicos Solares [75, 76]. En presencia de flujo, la temperatura del fluido a la salida del colector se expresa mediante la ecuación (3.7).

$$\frac{\partial T_{loop,out}(t)}{\partial t} = T_{loop,in}(t) + \frac{A_{cs}(IK_{opt} - H_l(T_m(t) - T_a(t)))}{\rho C_p Q_{loop}(t)} \quad (3.7)$$

Las entradas del sistema son las presentadas en las ecuaciones (3.1) y (3.2). Sin embargo, en la ecuación (3.6), no se incluye el retardo de la temperatura de entrada al colector.

Para la validación del modelo TRNSYS, fue necesario un modelo Simulink/Matlab para la evolución de la temperatura de salida (modelo dinámico),  $T_{loop,out}(t)$  representada por la ecuación (3.1). Para los datos de entrada, se replican las pruebas del trabajo de

CM Cierre [74] sobre el control de los colectores solares distribuidos en un campo termosolar. Para las pruebas de ambos modelos, el retardo de  $T_{loop,in}(t)$  fue descartado para los cambios de temperatura.

En la figura 3.4, se presentan los valores de entrada en el campo solar para un día soleado, sin nubes y en verano. Las muestras se tomaron desde las 11:50 hasta las 15:00. La temperatura del fluido de entrada ( $T_{CCS,in}$ ) en el campo de colectores permanece constante a 153 °C. La temperatura ambiente  $T_a$  oscila entre 30 °C y 32 °C. La irradiancia solar  $I$  muestra un valor mínimo de 867.19  $W \cdot m^{-2}$  a las 10:00 y un valor máximo de 940  $W \cdot m^{-2}$  a las 14:38. El flujo de entrada de petróleo ( $Q_{CCS}$ ) en el campo colector es proporcionado por un controlador con valores mínimos de 15800  $kg \cdot h^{-1}$  y un máximo de 25000  $kg \cdot h^{-1}$ .

En la figura 3.5 se presentan los resultados de las temperaturas de salida del campo solar utilizando las ecuaciones diferenciales con respecto a la respuesta dada por el conjunto de elementos que ofrece el software TRNSYS. Como resultado, se puede observar que el modelo TRNSYS es adecuado para las pruebas que se realizarán a continuación con el sistema de almacenamiento térmico y el sistema de conversión de energía.

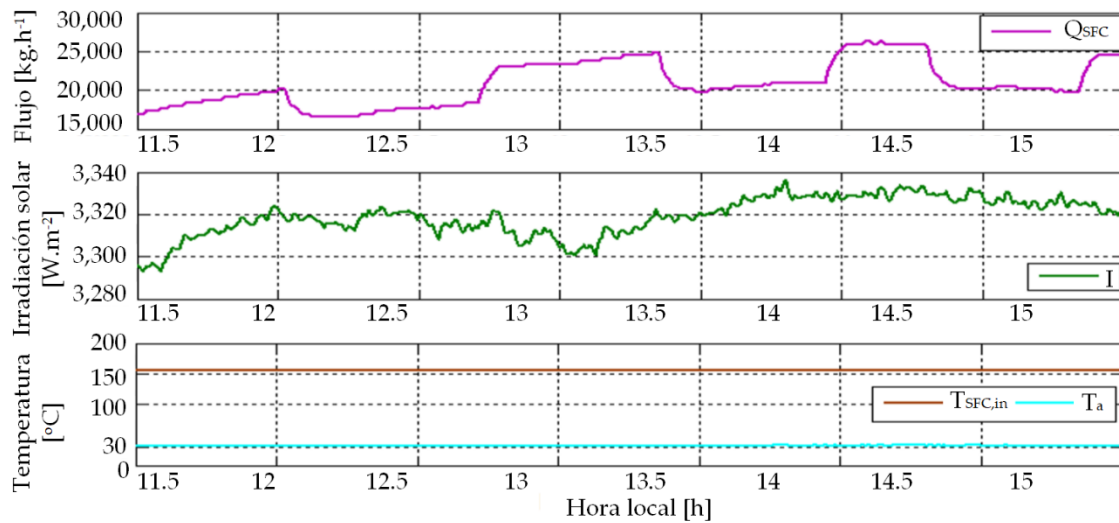


Fig. 3.4 - Perturbaciones simuladas.

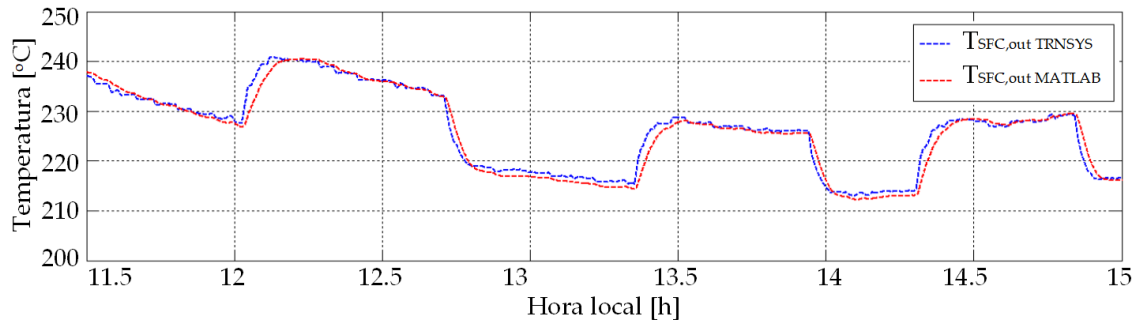


Fig. 3.5 - Validación del modelo de campo sola.

### 3.3.1.- Sistema de Colectores Distribuidos

El sistema completo que comprende el campo colector, el almacenamiento de temperatura y el sistema de conversión de energía se muestra en la figura 3.6, una vez que se obtiene la temperatura a través del campo colector mediante el CCS estimado en 280 °C como temperatura de trabajo, es necesario analizar el rendimiento del sistema de almacenamiento de energía térmica (TES).

El depósito estratificado se divide en diez segmentos para su análisis, en los cuales, la temperatura más alta se encuentra en la parte superior en el segmento llamado "Segmento superior" y la temperatura mínima en la parte inferior en el "Segmento inferior". Desde el segmento superior, el fluido con la temperatura de trabajo es conducido al sistema de generación de vapor. En el generador de vapor, el vapor producido alcanza una presión de 25 bar para que la turbina pueda alcanzar la potencia de trabajo de 500 kW. Las presiones de entrada para las pruebas son asignadas por un controlador que evalúa la carga.

El Controlador de Retroalimentación Iterativa (CRI) Tipo 22 está diseñado para mantener los puntos de ajuste de la temperatura del aceite y el flujo de presión. El CRI rastrea el error de rastreo  $x_k (x_k = y - y_{set})$  con el método secante. Donde  $x_k$  es el error de seguimiento,  $y$  es una variable controlada y  $y_{set}$  es el punto de ajuste. El método secant [77,78] calcula la señal de salida  $f(x_k)$  de un controlador para minimizar el error de seguimiento. El método se define por la ecuación de recurrencia (3.8):

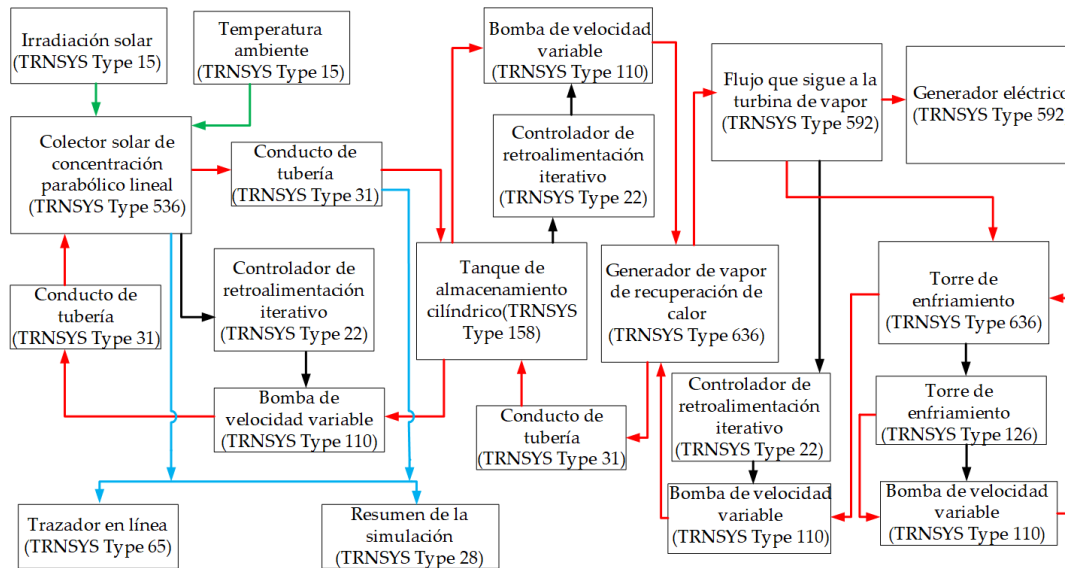


Fig. 3.6 - Modelo del sistema de colectores distribuidos

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)}{f(x_k) - f(x_{k-1})} (x_k - x_{k-1}) \quad (3.8)$$

$(k = 1, 2, \dots)$

Donde  $x_{k+1}$  es la aproximación de la raíz de  $(x) = 0$ ;  $x_0, x_1$  son los valores iniciales del método secante. En el análisis numérico, el método secante es un algoritmo de búsqueda de raíces que utiliza una sucesión de raíces de líneas secantes para aproximarse mejor a la raíz de una función  $f(x)$ .

Según los principios de funcionamiento del sistema de vapor, es necesario introducir las variables termodinámicas; en la tabla 3.3 se presentan esas variables. A través de la presión y la temperatura del vapor, es posible encontrar los valores específicos de entalpía y volumen de vapor mediante tablas dadas por los fabricantes especializados en sistemas de vapor.

Tabla 3.3 - Valores implementados en el generador de vapor

Propiedad	Valor	Unidad
Entalpía del vapor	25000	$\text{kJ} \cdot \text{kg}^{-1}$
Presión del vapor	25	bar
Presión de escape del vapor	16	bar
Flujo másico de vapor	36000	$\text{kJ} \cdot \text{kg}^{-1}$
Temperatura del vapor	280	$^{\circ}\text{C}$
Máxima diferencia de temperatura	7	$^{\circ}\text{C}$

En la figura 3.7, los valores de entrada se presentan en el campo solar para un día soleado, sin nubes y en el verano. Las muestras se han tomado desde las 09:00 hasta las 15:30. La temperatura de entrada del fluido ( $T_{CCS,in}$ ) en el campo de colectores permanece constante a 186.3 °C. La temperatura ambiente  $T_a$  oscila entre 30 °C y 32 °C.

La irradiación solar  $I$  muestra un valor mínimo de 421.  $W \cdot m^{-2}$  a las 09:00 y un valor máximo de 975  $W \cdot m^{-2}$  a las 13:38. El flujo de entrada ( $Q_{CCS}$ ) del petróleo al campo colector es proporcionado por el punto de ajuste entregado por un controlador con valores mínimos de 3600  $kg \cdot h^{-1}$  y un máximo de 9832.8  $kg \cdot h^{-1}$ . Como se puede ver, el flujo de la bomba del campo de colectores para un día soleado sigue la irradiación solar. ( $T_{CCS,out}$ ) muestra la temperatura a la salida del campo de colectores con un valor máximo de 280 °C.

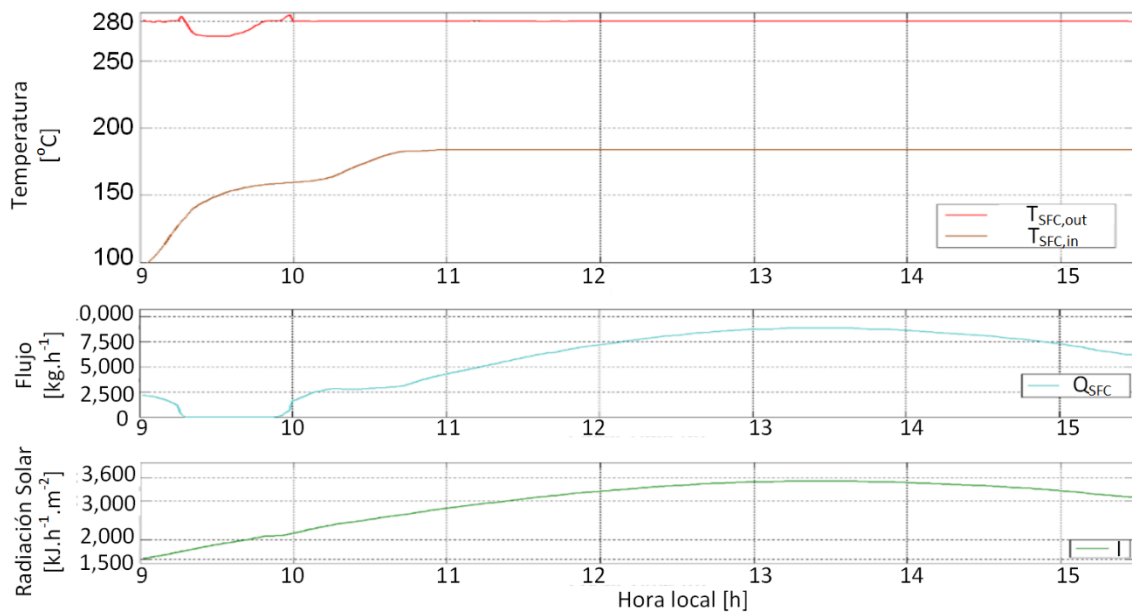


Fig. 3.7- Resultados del campo de colectores parabólicos.

La figura 3.8 corresponde a una operación de carga en el depósito de almacenamiento, en la que el HTF se calienta en el campo de colectores y entra en la parte superior del depósito. Debido a la estratificación en el tanque, hay diferentes temperaturas. Los volúmenes de aceite son significativamente diferentes. Como los termopares se colocan a intervalos, los cambios de temperatura son muy pronunciados.

Cuando la turbina de vapor está funcionando, los valores de la temperatura de entrada al sistema de conversión de energía y su respectiva salida se muestran en la figura 3.9. La

temperatura de entrada ( $T_{PCS,in}$ ) tiene un valor mínimo de 180 °C y alcanza los 280 °C. Esta temperatura es proporcionada por el depósito de almacenamiento.

La temperatura de salida ( $T_{PCS,out}$ ) tiene un valor mínimo y 99 °C y alcanza 220 °C, la temperatura ( $T_{PCS,out}$ ) se convierte en la temperatura de entrada del depósito de almacenamiento. Como se puede apreciar, la temperatura ( $T_{PCS,out}$ ) presenta un comportamiento lineal, a partir de las 10:45 debido al continuo consumo de la turbina de vapor.

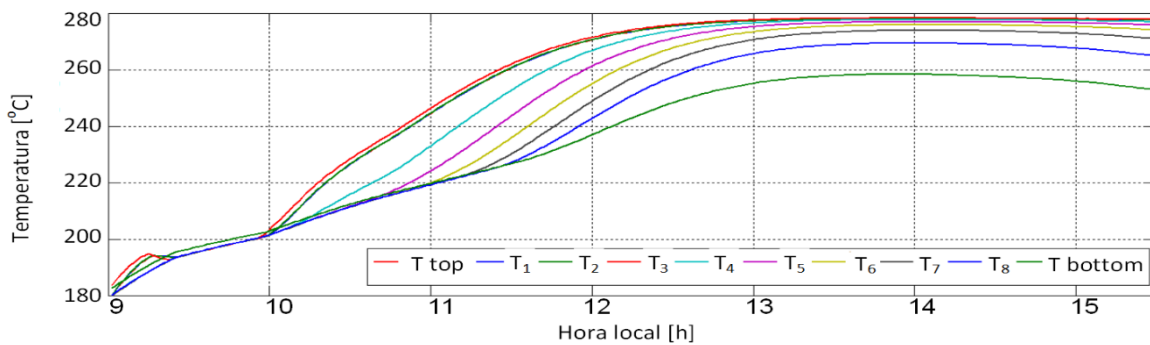


Fig. 3.8 - Evolución de las temperaturas simuladas del petróleo durante un experimento.

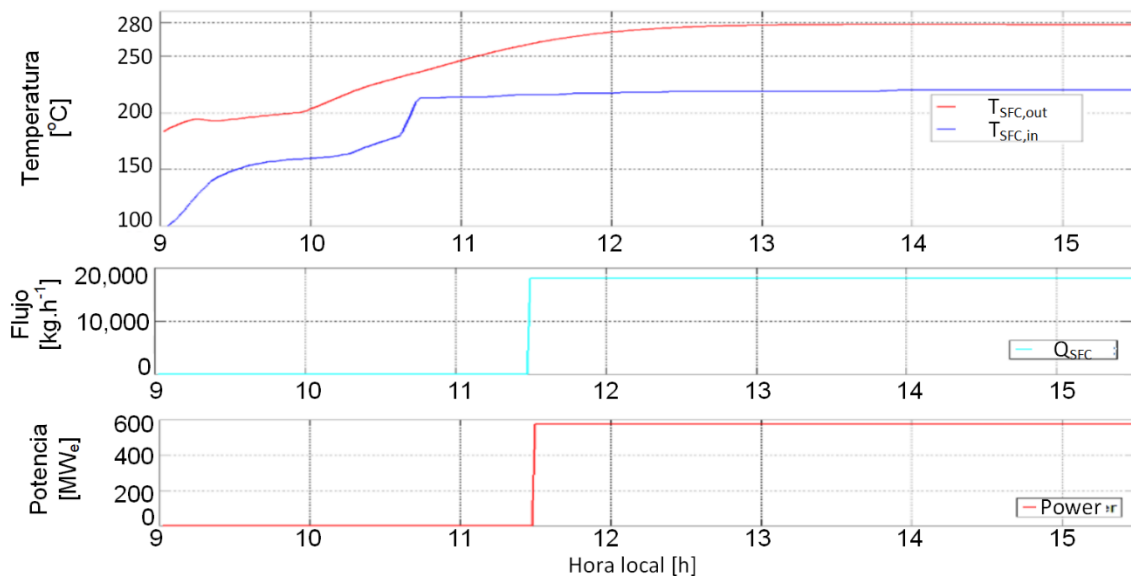


Fig. 3.9 - Temperaturas de entrada y salida, flujo de trabajo y potencia suministrada por los Sistemas de Colectores Distribuidos (DCS).

En el experimento que se realizará a continuación se verá cómo el funcionamiento de la turbina depende de varios factores como las condiciones meteorológicas y el consumo de electricidad, lo que hace necesario otro tipo de controles que interpreten los requerimientos del trabajo durante todo un día.

El flujo de vapor ( $Q_{PCS}$ ) trabaja a un valor de 5277.8 W y la potencia eléctrica obtenida por el generador (Power) alcanza el valor de 500 kW. El experimento presentado es considerado como el ideal para un DCS donde puede trabajar de manera óptima.

### **3.4.- Experimentos en simulación**

En esta sección son mostrados las pruebas de simulación en los modelos implementados.

En los trabajos [79, 80] son presentados los resultados que se centran en el rendimiento del modelo de la planta con diferentes parámetros meteorológicos en tres ciudades seleccionadas de la costa de Ecuador que se encuentran en diferentes latitudes. Los tres sitios seleccionados son Guayaquil, (latitud 2.16 °S y longitud 79.9 °W), Manta (latitud 0.97 °S y longitud 80.7 °W) y San Cristóbal (latitud 0.87 °S y longitud 89.44 °W). Ecuador tiene dos estaciones, las figura 3.10 muestra la temperatura ambiente, la cobertura total del cielo y la irradiación solar registrada en los períodos de invierno (diciembre a mayo) y verano (junio a noviembre).

La prueba para el modelo propuesto se realizó con datos climatológicos proporcionados por el software TRNSYS durante un año. Como característica de las ciudades evaluadas, se presentan la temperatura ambiente media anual y la máxima irradiación solar anual registrada. La temperatura ambiente promedio es de 25.7 °C para Guayaquil, 24.8 °C para Manta y 23.9 °C para San Cristóbal. La máxima irradiación solar registrada es de 3768.6  $\text{kJ}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$  para Guayaquil, 3768  $\text{kJ}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$  para Manta y 3869.8  $\text{kJ}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$  para San Cristóbal. Otros factores que afectan directamente a la irradiación solar son el porcentaje de humedad relativa [%H] y el porcentaje de cobertura total del cielo [%]. En Guayaquil, el porcentaje de humedad relativa es de 72.1% y el porcentaje de cobertura total del cielo es de 56.9%. En Manta se registran un porcentaje de humedad relativa del 77.3% y un porcentaje de cobertura total del cielo del 53.7% y en San Cristóbal, un porcentaje de humedad relativa del 51.1% y un porcentaje de cobertura total del cielo del 54.6%. La ciudad de Guayaquil es la que tiene la mayor cobertura total del cielo y la isla de San Cristóbal la que tiene la menor humedad relativa.

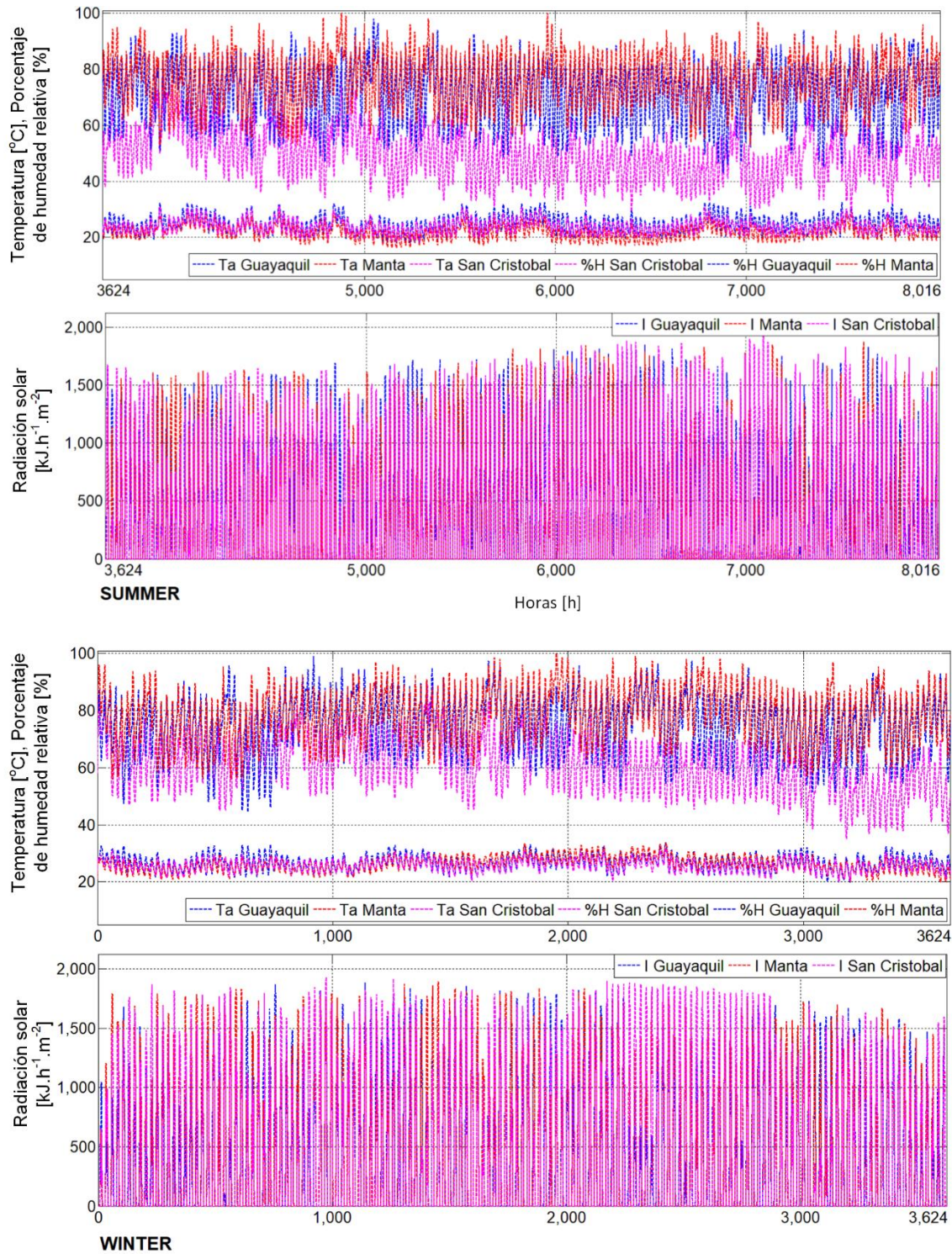


Fig. 3.10 - La irradiación solar en tres sitios seleccionados del Ecuador en verano e invierno

Como se puede ver en los gráficos de la figura 3.10, en invierno la irradiación solar y la temperatura ambiente es mayor que en verano. En invierno la máxima irradiación solar es de 3694.6 kJ·h<sup>-1</sup>·m<sup>-2</sup> para Guayaquil, 3790 kJ·h<sup>-1</sup>·m<sup>-2</sup> para Manta y 3869.8 kJ·h<sup>-1</sup>·m<sup>-2</sup> para San Cristóbal y la temperatura ambiente promedio es de 26.8 °C para Guayaquil, 26.4

°C para Manta y 25.8 °C para San Cristóbal. Mientras que en el verano la irradiación solar máxima es de  $3690 \text{ kJ}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$  para Guayaquil,  $3751.1 \text{ kJ}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$  para Manta y  $3872.1 \text{ kJ}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$  para San Cristóbal y la temperatura ambiente promedio es de 24.7 °C para Guayaquil, 21.9 °C para Manta y 24.0 °C para San Cristóbal.

En la figura 3.11 se muestra la energía térmica recogida por el campo de colectores solares en las tres ciudades evaluadas. Manta y San Cristóbal presentan valores más altos en comparación con Guayaquil. La tasa máxima de energía térmica obtenida en Manta y San Cristóbal es de  $6966.1 \text{ MJ}\cdot\text{h}^{-1}$  respectivamente. Mientras que la tasa máxima en Guayaquil es de  $6933.9 \text{ MJ}\cdot\text{h}^{-1}$ .

Como se puede ver en la figura 3.12 los valores de temperatura más altos registrados en las tres ciudades son 361 °C en San Cristóbal, 341 °C en Manta y 327 °C en Guayaquil. Los resultados anteriores pueden atribuirse al alto valor de irradiación de la radiación solar y a la temperatura ambiente en las zonas más cercanas al mar en el Ecuador.

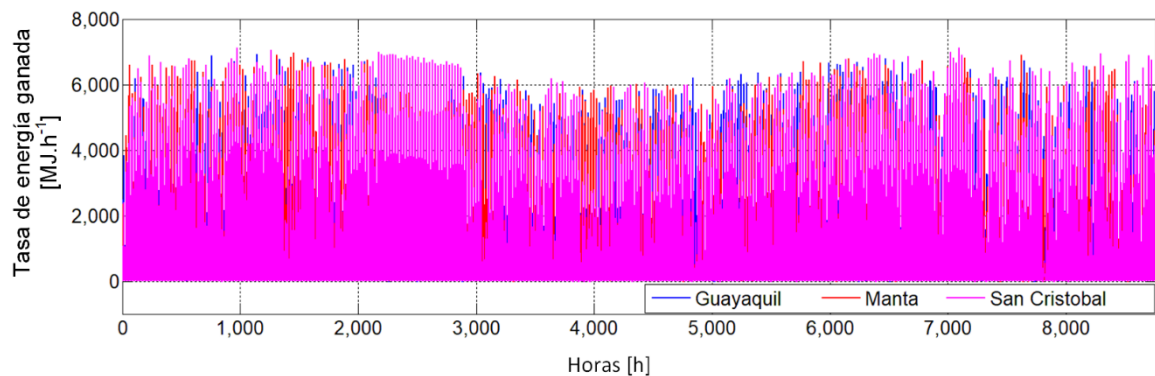


Fig. 3.11 - Energía térmica de los colectores obtenida (anual) para los sitios seleccionados del Ecuador

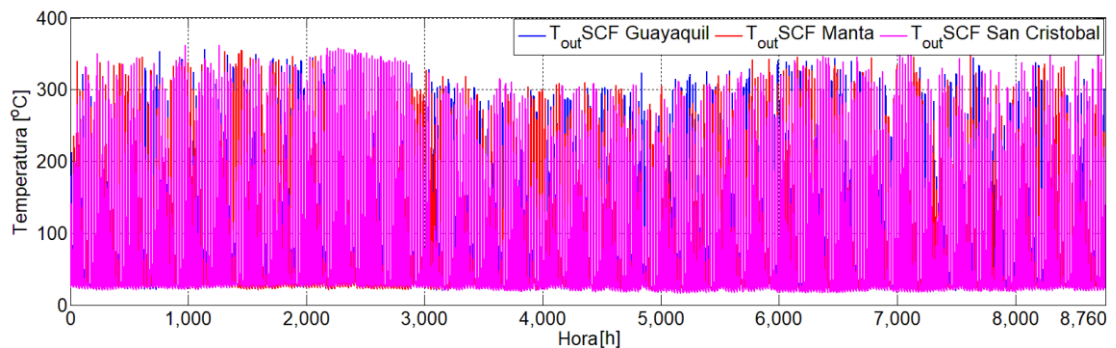


Fig. 3.12 - La temperatura de salida del HTF del campo de colectores solares (anual) para los sitios seleccionados de Ecuador

Como muestra, se tomaron los resultados de los meses de enero y febrero, en los cuales, la irradiación solar es la más alta.

La figura 3.13 muestra que la radiación solar es más intensa en Manta y San Cristóbal. La irradiación solar alcanza un valor máximo de  $3869.8 \text{ kJ}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$ . El valor mínimo de la irradiación solar se da en Guayaquil registrando un valor de  $3688 \text{ kJ}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$ . Este menor valor en Guayaquil de la radiación solar puede ser atribuido a la contaminación, la humedad y la cobertura del cielo.

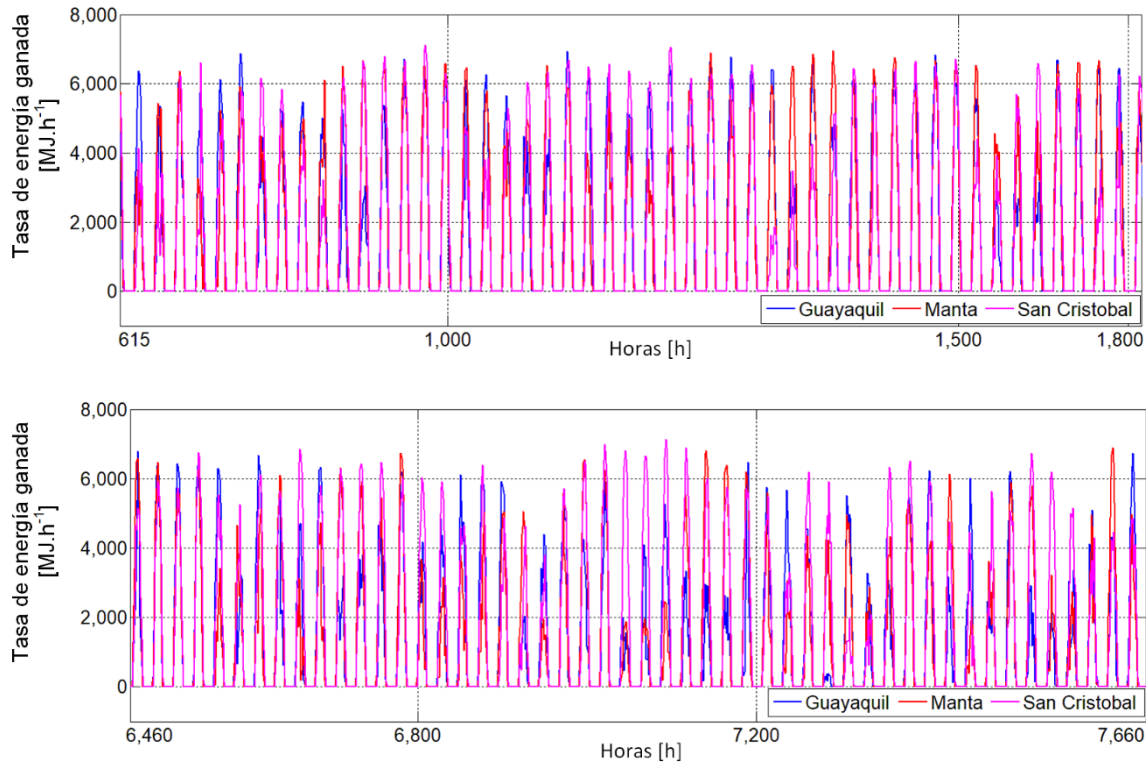


Fig. 3.13 - La energía térmica de los colectores obtenida para los sitios seleccionados de Ecuador de enero-febrero, y septiembre-octubre.

Como se ha explicado en los capítulos anteriores, la energía solar térmica producida por el CCS se convierte en energía eléctrica por el conjunto completo del DCS. En la figura 3.14, se presentan los valores del porcentaje de humedad relativa y la cobertura total del cielo del período evaluado para las ciudades. El gráfico permite apreciar cómo en la ciudad de Guayaquil hay un mayor tiempo de cobertura total del cielo que afecta a la irradiación solar. También en la figura 3.14, se muestran los resultados de la producción de MWh obtenidos durante el año.

En la figura 3.15 se ilustra la energía térmica anual obtenida por el CCS y la energía eléctrica anual generada para las ciudades seleccionadas. Se observa que la mayor energía anual obtenida por el concentrador solar se alcanza en San Cristóbal, con 2450 GJ, mientras que la energía eléctrica generada es de 680.6 MWh. La menor energía anual obtenida por

el concentrador solar se obtiene en Guayaquil, donde registra un valor de 1480 GJ, mientras que la energía eléctrica generada es de 411.1 MWh.

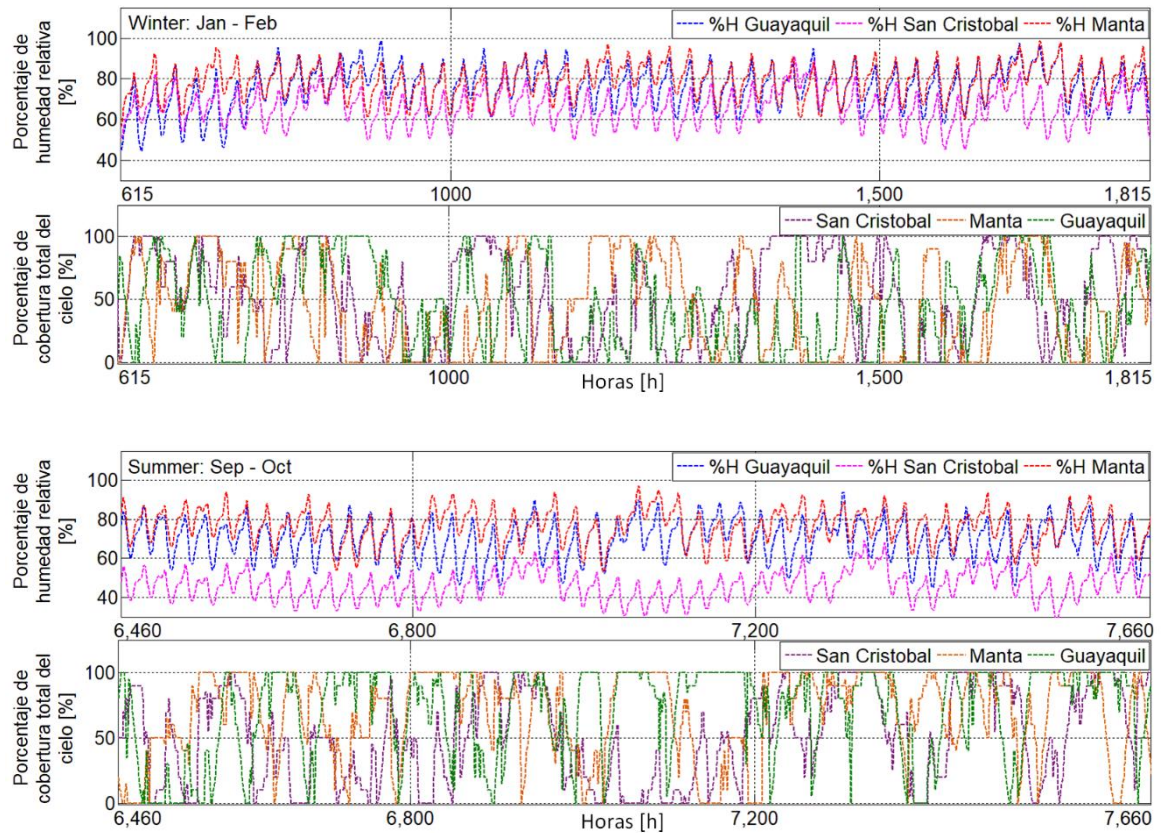


Fig. 3.14 - Valores del porcentaje de humedad relativa y la cobertura total del cielo del período evaluado para las ciudades

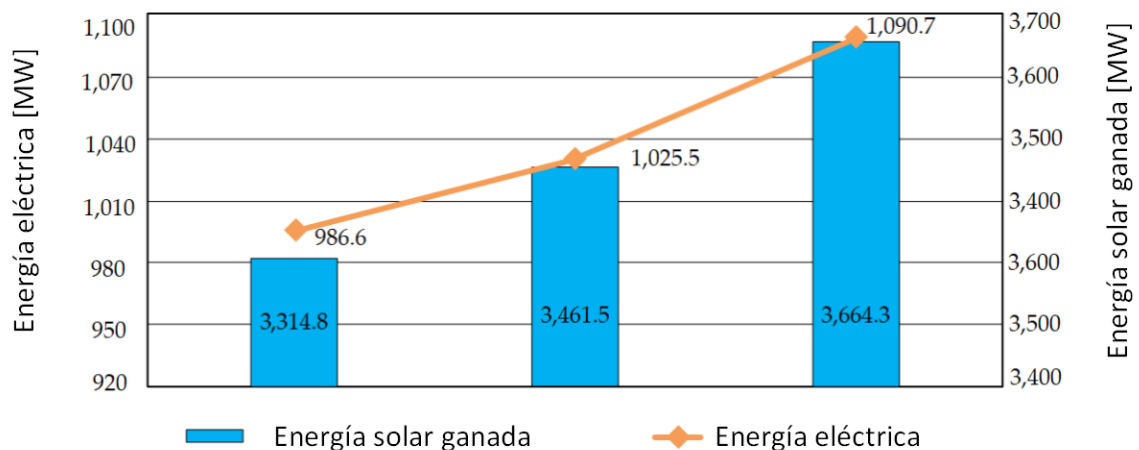


Fig. 3.15 - Energía solar de los colectores y energía eléctrica anual en los sitios seleccionados

En la figura 3.16 se presenta la eficiencia instantánea de la planta. La eficiencia se obtiene dividiendo el total de la tasa de energía eléctrica entre el total de la energía solar de la irradiación del haz incidente del generador eléctrico y es implementado para las tres ciudades seleccionadas. De la comparación se deduce que la variación de la eficiencia en

las tres ciudades es similar, cubriendo una eficiencia mínima de 31.1% y una máxima de 41.1% en la última hora de la tarde para las tres ciudades.

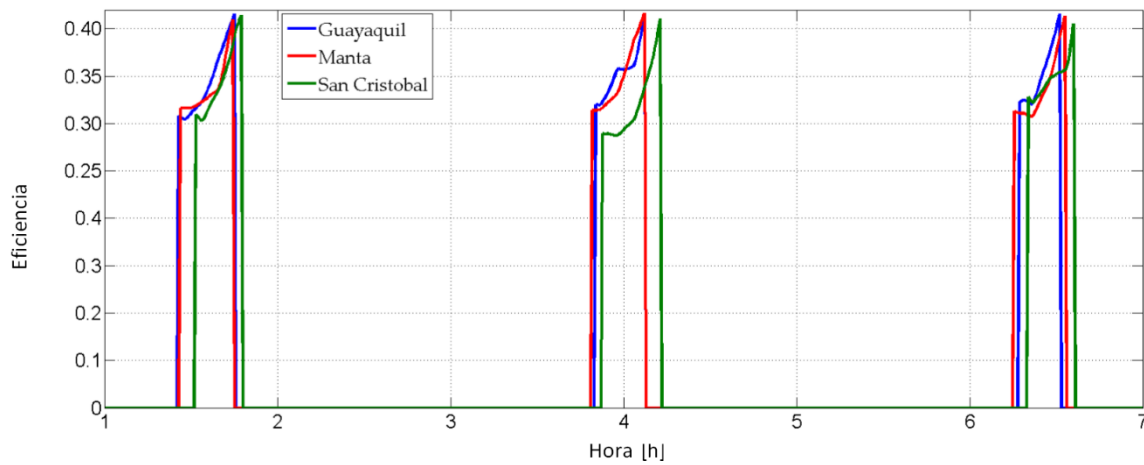


Fig. 3.16 - La eficiencia global de la planta de energía solar de Guayaquil, Manta y San Cristóbal durante tres días en febrero.

### 3.4.1.- Emisiones de CO<sub>2</sub>

Como ha sido mencionado en el capítulo 1, uno de los objetivos del uso de la energía termosolar o sistema de colectores distribuido DCS, es reducir las emanaciones de CO<sub>2</sub>. Para saber cuánto CO<sub>2</sub> se evita con la energía termosolar, se recopiló información de la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) [81], que es la entidad en Ecuador a cargo de las estadísticas de generación eléctrica en el país. En la figura 3.17, la línea de tendencia muestra la producción bruta de electricidad, que es la suma de la cantidad de electricidad generada por la infraestructura existente en el país y la energía importada de Colombia y Perú. Las barras muestran la cantidad de tCO<sub>2</sub> generada anualmente [82]. En la tabla 3.4, se muestra el consumo de combustible para la producción bruta de electricidad en el período 2011-2018. En la tabla 3.5 se muestra el factor de emisión de CO<sub>2</sub> y la densidad de los diferentes combustibles utilizados en los generadores térmicos.

Tabla 3.4 - Consumo de combustible utilizado en la generación de electricidad

Combustible (Unidades en millón)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gasolina(l)	1208.8	1421.6	1561.6	1676.6	1526.6	1136.1	645.1	843.3
Diesel (l)	783.3	60.0	804.2	843.8	965.6	842.4	491.9	519.6
Naphtha (l)	66.8	0.5	12.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas natural (m3)	518.8	680.0	759.1	782.6	753.9	767.9	688.8	592.1
Desperdicio (l)	155.0	149.6	145.9	164.6	267.2	225.5	129.6	130.0
Crudo (l)	285.5	3055.0	343.7	350.5	341.5	456.4	461.4	508.7
Gas licuado de	32.3	28.6	26.8	28.6	33.2	37.7	32.3	35.9
Caña de azucar (t)	1064.3	1122.3	343.5	1447.7	1504.4	1542.8	1668.5	1437.1
Biogás (m3)	0	0	0	0	0	8119299.9	16327344.0	26622714.2

Tabla 3.5 - Emisiones de CO<sub>2</sub> (kt-year-1) debido a la generación bruta de electricidad en Ecuador

Fuel	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Fuel oil	2970.9	3493.5	3838.0	4120.5	3751.4	2792.8	1583	2072.8
Diesel	1755.2	1417.8	1802.3	1890.7	2163.7	1887.7	1102.7	1164.5
Naphtha	134.6	0.8	24.7	0	0	0	0	0
Natural gas	907.7	1190.6	1327.5	1365.9	1318.3	1341.9	1206	1035.9
Waste	381.5	367.2	358.8	405.1	656.9	554.2	318.1	319.7
Crude	644.3	688.9	775.5	790.8	770.6	1029.6	1041.1	1147.6
Liquefied gas Petroleum	41.9	37.3	35.0	37.6	43.2	49.2	42.1	46.9
*Cane bagasse	827.4	872.5	850.0	1124.9	1169.6	1199.4	1297.1	1117.2
*Biogas	0	0	0	0	0	8897.1	17891	29173
Total	6836.1	7196.1	8161.8	8610.5	8704.2	7655.3	5292.9	5787.3

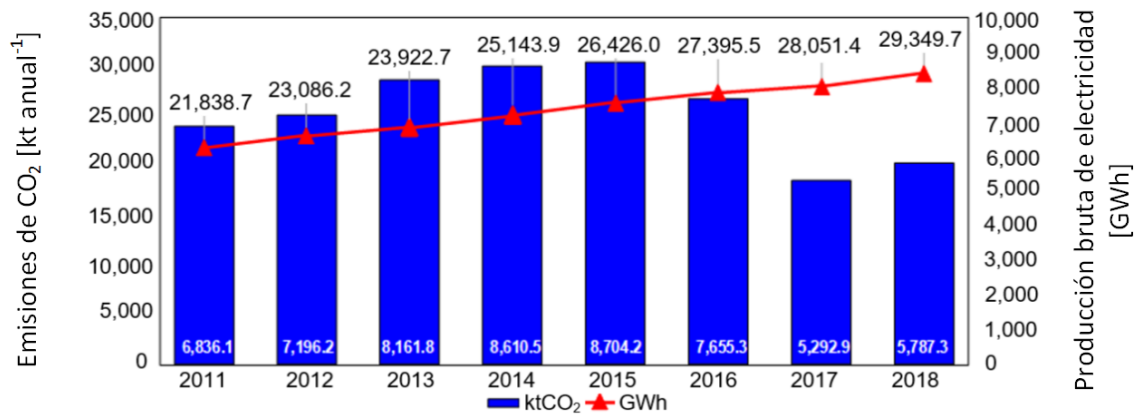


Fig. 3.17 - Evolución de los márgenes de emisión de CO<sub>2</sub> y de la producción bruta de electricidad.

Para calcular las emisiones de contaminantes atmosféricos primarios y de CO<sub>2</sub>, se aplicó el modelo básico utilizado en trabajos como [83, 84], resultando en la ecuación (3.9).

$$EF_{EL,k,y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \cdot E_{Edw-i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{EG_{k,y}} \quad (3.9)$$

Donde:

$EF_{EL,k,y}$ , Factor de emisión de CO<sub>2</sub> de las unidades de generación  $m$  en el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>·MWh<sup>-1</sup>);

$FC_{i,y}$ , Cantidad de combustible fósil tipo  $i$  consumido en el año  $y$  de las unidades de generación  $m$ ;

$E_{Edw,i,y}$ , Densidad de energía por peso del combustible fósil tipo  $i$  en el año  $y$ ;

$EF_{CO_2,i,y}$ , Factor de emisión de CO<sub>2</sub> por el combustible tipo  $i$  en el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>·MWh<sup>-1</sup>);

$EG_{k,y}$ , Energía neta generada en el año  $y$ , excepto las unidades de bajo costo (MWh);

$k$ , Todas las unidades de generación conectadas a la red en el año  $y$  excepto las unidades de bajo costo;

$i$ , Todos los combustibles utilizados por las unidades de generación en el año  $y$ ;

$y$ , Año correspondiente a los datos utilizados para el análisis.

Las variables asociadas al factor de emisión de CO<sub>2</sub> y la densidad de los diferentes combustibles utilizados en los generadores térmicos son presentados en la tabla 3.6.

Tabla 3.6 - Características de los combustibles utilizados en los procesos de generación eléctrica.

Fuels properties	Calorific Value		CO <sub>2</sub> Emission Factor		Density		Energy Density by Weight	
	Value	Unit	Value	Unit	Value	Unit	Value	Unit
Fuel oil	40.4	TJ·Gg <sup>-1</sup>	0.279	kg·Wh <sup>-1</sup>	944.0	kg·m <sup>-3</sup>	11.2	kWh·kg <sup>-1</sup>
Diesel	43.0	TJ·Gg <sup>-1</sup>	0.267	kg·Wh <sup>-1</sup>	850.0	kg·m <sup>-3</sup>	11.6	kWh·kg <sup>-1</sup>
Naphtha	44.5	TJ·Gg <sup>-1</sup>	0.264	kg·Wh <sup>-1</sup>	739.0	kg·m <sup>-3</sup>	12.4	kWh·kg <sup>-1</sup>
Natural gas	48.0	TJ·Gg <sup>-1</sup>	0.202	kg·Wh <sup>-1</sup>	0.67	kg·m <sup>-3</sup>	10.7	kWh·kg <sup>-1</sup>
Waste	40.4	TJ·Gg <sup>-1</sup>	0.279	kg·Wh <sup>-1</sup>	944.0	kg·m <sup>-3</sup>	2.2	kWh·kg <sup>-1</sup>
Crude	42.3	TJ·Gg <sup>-1</sup>	0.264	kg·Wh <sup>-1</sup>	874.0	kg·m <sup>-3</sup>	11.6	kWh·kg <sup>-1</sup>
LPG	47.3	TJ·Gg <sup>-1</sup>	0.227	kg·Wh <sup>-1</sup>	528.6	kg·m <sup>-3</sup>	13.7	kWh·kg <sup>-1</sup>
Cane bagasse	9.25	kJ·kg <sup>-1</sup>	0.003	kg·Wh <sup>-1</sup>	120.0	kg·m <sup>-3</sup>	4.76	kWh·kg <sup>-1</sup>
Biogas	0.02	MJ·m <sup>-3</sup>	0.690	kg·Wh <sup>-1</sup>	1.15	kg·m <sup>-3</sup>	1.48	kWh·kg <sup>-1</sup>

### 3.4.2.- Factor de emisión

El factor de emisión es un valor representativo que intenta relacionar la cantidad de un contaminante liberado a la atmósfera con una actividad asociada que expulse este.[85].

El factor de emisión de CO<sub>2</sub> para cada unidad de electricidad disponible para el consumo se establece dividiendo la producción bruta de electricidad adicionando los valores de energía importada (figura 3.17) entre las emisiones netas totales de la tabla 3.5. Los resultados se muestran en la figura 3.18, donde, las emisiones de CO<sub>2</sub> al año debidas a la generación total de electricidad en Ecuador en 2011-2018 oscilaron alrededor de 5787.3 y 8704.2 ktCO<sub>2</sub>·año<sup>-1</sup>.

La Agencia Internacional de Energía [86] reporta el valor promedio del factor de emisión para el Ecuador, para el período 2011-2018, igual a 337.5 gCO<sub>2</sub>-kWh<sup>-1</sup>. El valor

promedio para el período 2011-2018 de la figura 3.18 es igual a 331.2 gCO<sub>2</sub>-kWh<sup>-1</sup>. Estos valores medios son congruentes con una diferencia de 3.75%.

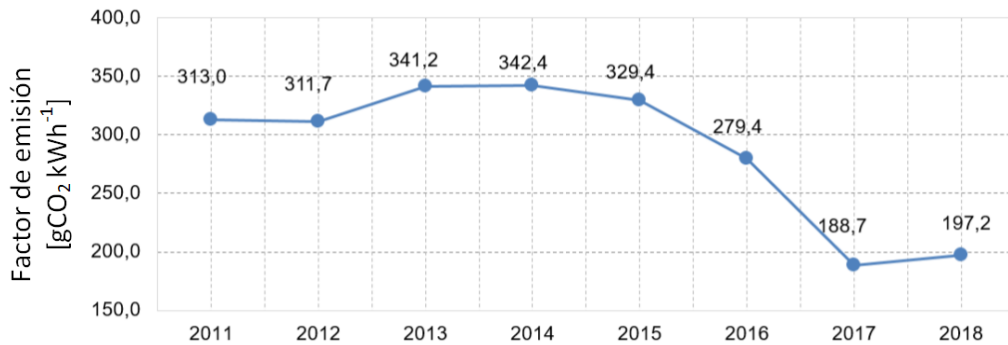


Fig. 3.18 - Emisiones de CO<sub>2</sub> (g-kWh<sup>-1</sup>) debido a la generación bruta de electricidad en Ecuador

El factor de emisión de CO<sub>2</sub> para cada unidad de electricidad disponible para el consumo osciló entre 188.7 y 342.4 gCO<sub>2</sub>·kWh<sup>-1</sup>. El valor más alto del factor de emisión corresponde al año 2014, como se puede ver en la figura 3.19, el año con el mayor porcentaje de participación de las fuentes no renovables (49.1%). El valor más bajo (188.7 gCO<sub>2</sub>·kWh<sup>-1</sup>) corresponde al año 2017, el año con menor participación de las fuentes no renovables (73.6%).

El factor de emisión de CO<sub>2</sub> para el consumo unitario de electricidad se utiliza en varios niveles: nacional, regional, local, institucional, familiar y personal; en evaluaciones de indicadores de sostenibilidad, como las huellas de carbono y ecológica. Es un parámetro básico en la planificación energética para evaluar el cambio de emisiones con nuevas configuraciones de la matriz o mezcla energética.

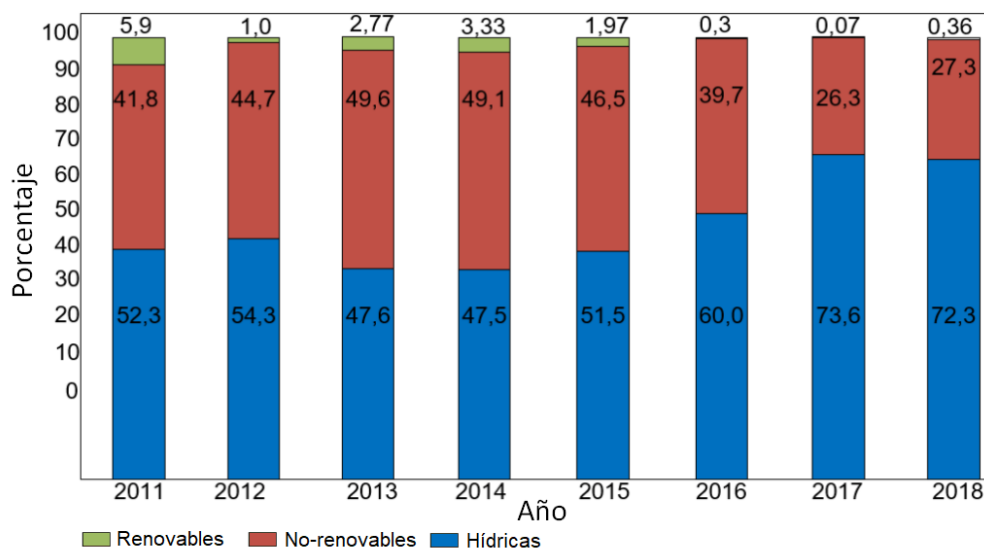


Fig. 3.19 - Composición porcentual de la generación de electricidad en el Ecuador.

### **3.4.3.- Evaluación del ciclo de vida LCA de una planta de Energía solar por concentración**

Burkhardt et al. [87, 88] realizaron la evaluación del ciclo de vida (LCA por sus siglas en inglés) de una planta de energía solar de concentración con colectores cilindro-parabólicos (CSP) para definir los impactos de las principales alternativas de diseño de esta.

La LCA se reconoce como un enfoque holístico y estándar para cuantificar los impactos ambientales de las tecnologías de energía renovable (RE). La LCA tiene en cuenta los impactos resultantes de las actividades anteriores y posteriores a lo largo del ciclo de vida (LC) de una central eléctrica. Los autores utilizaron un análisis híbrido, en el que se modelan las masas de los componentes y los flujos de energía de los procesos. Las categorías de los costos se traducen a los impactos ambientales a través de los insumos económicos.

Según las directrices descritas en la serie de normas internacionales ISO 14040-44 [89], el análisis de ciclo de vida híbrido evalúa las siguientes fases de vida útil de la planta de canalización propuesta: Fabricación, construcción y la O&M (operación y mantenimiento).

Se evalúan los ciclos de vida de los sistemas para identificar las áreas de alto impacto: sistema HTF, sistema de campo solar, sistema TES y sistema de la central eléctrica.

A través del software de modelación SimaPro LCA y la base de datos del inventario del ciclo de vida (LCI) de EcoInvent, Burkhardt et al. [88] proveen emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de componentes y sistemas seleccionados. Donde los GEI son Las emisiones individuales de la planta LCI de CSP son presentadas como la suma de los gases ponderada por su potencial de calentamiento global (GWP)<sup>3</sup> de 100 años para obtener gramos de equivalentes de CO<sub>2</sub> (g CO<sub>2</sub>eq·kWh<sup>-1</sup>). Además, se presentan como un resumen en la tabla 3.7.

Tabla 3.7 - Métricas de impacto del ciclo de vida (LC) por sistema y fase para diseños CSP.

Fase del ciclo de vida	Sistema de la planta	GHG (g CO <sub>2</sub> eq·kWh <sup>-1</sup> )
Fabricación		13
Construcción	HTF	1.8
Operación	Planta de energía	11
Desmantelamiento	Campo Solar	0.12
Eliminación	TES	2.1
Total general		26

### 3.4.4.- Resultados y discusión sobre los factores de emisión

La tabla 3.8 muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> en kg de CO<sub>2</sub> kWh<sup>-1</sup> de la planta de generación de energía solar térmica. Utilizando un factor de conversión de 0.8 kg CO<sub>2</sub> kWh<sup>-1</sup>, se calcularon las emisiones de CO<sub>2</sub>. El factor de conversión se calculó en el Proyecto Eólico Isla San Cristóbal [90]. El factor de conversión fue resultado del estudio sobre el factor de emisión de CO<sub>2</sub> debido a la generación de electricidad en las Islas Galápagos. Para el Ecuador continental se obtienen 0.197 kg CO<sub>2</sub> kWh<sup>-1</sup>. Mientras que para Galápagos el resultado es cuatro veces mayor que el anterior, esto se debe a las diversas fuentes de energía que en el continente tiene, como la hidroeléctrica, mientras que, en las Galápagos, la energía no renovable se produce únicamente mediante la quema de combustibles fósiles.

Por otro lado, para calcular las emisiones producidas por los CSPs debido a su mantenimiento y otras variables que se explicaron anteriormente, se utilizará un factor de emisión de 0.026 g CO<sub>2</sub>·h<sup>-1</sup>. Aunque este factor de emisión se calculó para una PCS de dimensiones mayores que las presentadas en este trabajo, sirve como valor de referencia para el cálculo.

*Tabla 3.8 - Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por la generación de plantas termosolares.*

<b>Lugar</b>	<b>Energía Eléctrica [MWh]</b>	<b>Galones salvados</b>	<b>Facturación en dólares</b>	<b>Emisiones de TON CO<sub>2</sub> generadas por la planta Termosolar</b>	<b>Emisiones de TON CO<sub>2</sub> evitadas al no usar combustibles</b>	<b>Total de Emisiones de TON CO<sub>2</sub> evitadas</b>
Guayaquil	411.1	35747.8	52703.0	10.7	81.0	70.3
Manta	497.2	43234.8	63741.0	12.9	98.0	85.1
San Cristóbal	680.6	59182.6	87252.9	17.7	544.4	526.7

### **3.5.- Conclusiones**

Los datos utilizados para la simulación se toman de pruebas de funcionamiento reales, lo que da un valor añadido a los modelos. Ambas pruebas utilizan la variable de temperatura de salida del aceite en el CCS. Sin embargo, en el TRNSYS se incorpora la variable del flujo de aceite sintético y su control mediante el método secante. Esta propuesta puede ser útil para los investigadores e ingenieros de diseño de plantas termosolares o DCS.

Los resultados de la simulación muestran que el total de energía solar térmica anual obtenida en los sitios seleccionados son 2450 GJ en San Cristóbal, 1700 GJ en Manta y 1080 GJ en Guayaquil. Manta y Guayaquil son grandes ciudades ubicadas en el continente y las centrales hidroeléctricas abastecen su consumo de electricidad. La ciudad de San Cristóbal es una isla situada en el archipiélago de las Galápagos y está aislada de la red eléctrica, produciendo un gran número de gases de efecto invernadero debido al consumo de combustibles fósiles. Finalmente, una inversión en sistemas de generación termosolar o DCS es más aconsejable en la isla de San Cristóbal.

La implantación de plantas solares térmicas en lugares aislados o de difícil acceso islas permite reducir el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de CO<sub>2</sub>. También evita los riesgos de derrames de combustible cuando se transporta en barco.

## **CAPÍTULO 4: CONTROLADORES PARA CAMPOS SOLARES DE GRAN PORTE**

---

### ***4.1.- Introducción***

Los sistemas termosolares o DCS utilizan la irradiación solar para calentar un determinado fluido de trabajo que produce energía a través del calor absorbido. En estos sistemas, al no poder controlar la radiación solar, la variación de temperatura se hace mediante el caudal del fluido de trabajo. El campo de colectores solares, a su vez, está sometido a perturbaciones externas, como las variaciones de la radiación solar que ocurren por la posición del sol durante el día o por el paso de nubes, los cambios de las temperaturas ambiente y del fluido que entra en el campo solar. El objetivo del control es mantener la temperatura en el campo solar dentro de la región de funcionamiento, incluso cuando está sometido a perturbaciones. En los campos solares de gran porte, es habitual que la radiación solar alcance valores diferentes para cada sector del campo durante el día, debido al paso de nubes localizadas, dando lugar a sectores del campo con diferentes valores de radiación.

De esta manera, se genera un problema mayor y más difícil de tratar, principalmente por la dinámica acoplada de la disposición de los campos sometidos a diferentes

perturbaciones. En este capítulo se exploran las características de funcionamiento y las posibilidades de control sobre grandes sistemas solares en diferentes topologías utilizando una estrategia de Control Predictivo basado en modelos (MPC).

El capítulo se organiza como sigue: en el apartado 4.2 se comenta los tipos de controladores que se van a utilizar, en el apartado 4.3 los resultados y luego, en la sección 4.4, los comentarios.

## **4.2.- Pruebas de controladores**

Para simular el comportamiento del campo solar es tomada la configuración que está implementada en el campo real. Son cuatro campos individuales colocados en Paralelo CP (campos paralelos). En el sistema CP el caudal total del arreglo es cuatro veces mayor al de un campo individual y por lo tanto el límite de funcionamiento de la bomba es  $\dot{m}_A$  dado por la ecuación (4.1).

$$4.8 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1} < \dot{m}_A < 19.2 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1} \quad (4.1)$$

Donde  $\dot{m}_A$  es la salida total del arreglo en paralelo

La configuración en paralelo representa a los cuatro campos en paralelo con bombas de velocidad variable en sus entradas y con salidas interconectadas, generando un sistema con cuatro entradas manipuladas, 12 perturbaciones (I,  $T_a$ , . para cada campo) y una salida controlada. La figura 4.1 muestra el arreglo en paralelo de los campos solares, donde el flujo viene dado por la ecuación (4.2).

$$\dot{m}_A = \sum_{i=1}^4 \dot{m}_{Fi} \quad (4.2)$$

$\dot{m}_A$  es el flujo a la salida total del arreglo y  $\dot{m}_{Fi}$  son los flujos de salida individuales de cada campo indicados por  $i=1; 2; 3; 4$ . El arreglo en paralelo es capaz de funcionar con uno o varios de sus campos con flujos reducidos, siempre y cuando la suma de caudales esté en los límites del caudal de funcionamiento de la bomba (4.1).

La temperatura de salida del arreglo es aproximada por  $\dot{m}$  en la ecuación (4.3).

$$T_{oA} = \frac{\sum_{i=1}^4 T_{oFi} \dot{m}_i}{\dot{m}_A} \quad (4.3)$$

Siendo  $T_{oA}$  la temperatura resultante de la disposición de los campos solares  $T_{oFi}$  y  $\dot{m}_i$  con  $i=1; 2; 3; 4$ , las temperaturas de salida y los flujos de cada campo; y  $\dot{m}_A$  el flujo resultante del sistema en paralelo.

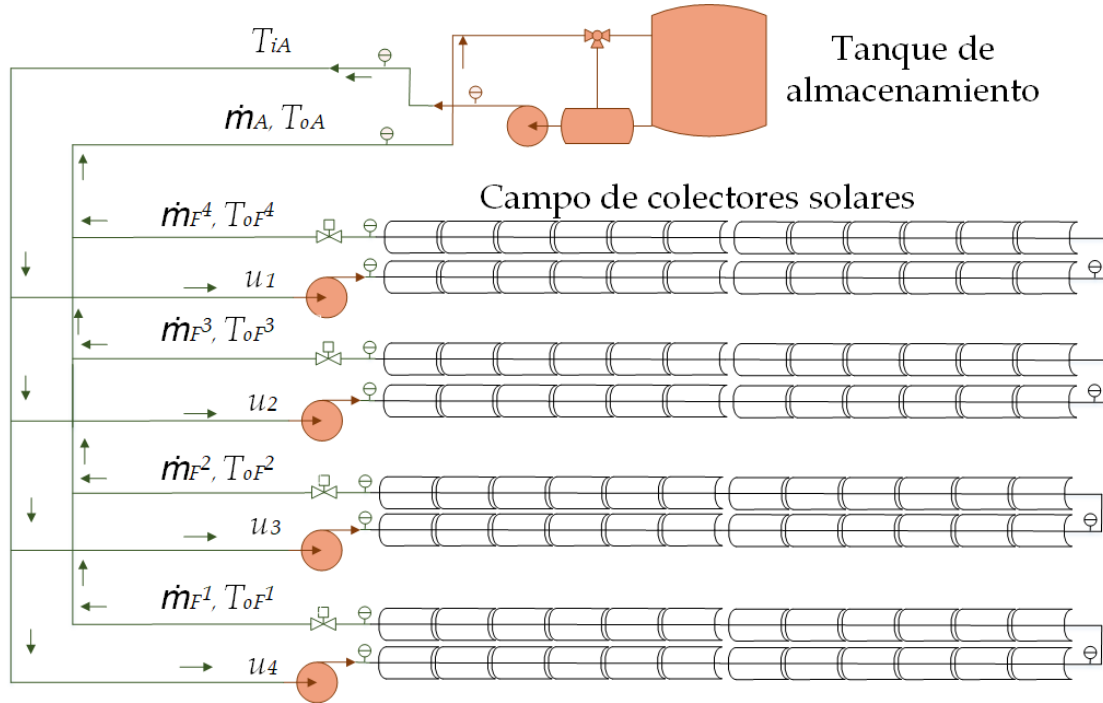


Fig. 4.1 - Arreglo de campo solar en configuración paralelo

#### 4.2.1.- Fundamentación teórica

Los controladores óptimos surgen del uso de técnicas de optimización aplicadas en control de procesos. El control óptimo puede ser indicado con el modelo dinámico discreto dado por la ecuación (4.4):

$$x_{k+1} = f(x_k, u_k) \quad (4.4)$$

Donde  $x_k$  es el estado del sistema y  $u_k$  las variables manipuladas, ambas en el instante actual. La función  $f$  el modelo aproximado del proceso. Por lo tanto, dada una determinada función de costes que tiene en cuenta los objetivos del controlador, el problema de optimización a resolver se puede denotar en ecuación (4.5):

$$\min_u \sum_{i=0}^{\infty} \ell(\hat{x}_i, u_i) \quad (4.5a)$$

$$\text{s.a. } \hat{x}_{i+1} = f(\hat{x}_i, u_i), \forall i \in \mathbb{I}_{[0, \infty]} \quad (4.5b)$$

$$\hat{x}_0 = x_k \quad (4.5c)$$

$$\hat{x}_i \in \mathcal{X}, \forall i \in \mathbb{I}_{[0,\infty]} \quad (4.5d)$$

$$\hat{x}_i \in \mathcal{U}, \forall i \in \mathbb{I}_{[0,\infty]} \quad (4.5e)$$

Siendo  $\hat{x}_i$  las predicciones de estado,  $u_i$  las acciones de control resultantes del problema de optimización,  $\mathcal{U}$  los conjuntos de estado y  $\mathcal{X}$  las posibles acciones de control. El inconveniente del control óptimo se da al momento de tratar el horizonte temporal infinito mediante el tiempo computacional finito; esto hace que se busquen otras formas de resolver el problema. Una de las técnicas bien aceptadas por sus ventajas y versatilidad y el Controlador Predictivo Basado en Modelos, que se detallarán en el siguiente apartado.

#### 4.2.2.- Controlador predictivo basado en modelo

El control predictivo basado en modelos es una familia de técnicas de control que utiliza un modelo para predecir el comportamiento futuro del proceso y, a partir de estas predicciones, minimizar una función de coste que pondera el error de seguimiento de la referencia y las acciones de control. También considera un conjunto de restricciones sobre las variables implicadas [91].

La figura 4.2 muestra el diagrama de bloques de un controlador MPC donde se observa el bloque del modelo encargado de calcular las predicciones y el bloque del optimizador encargado de calcular la acción de control en cada paso.

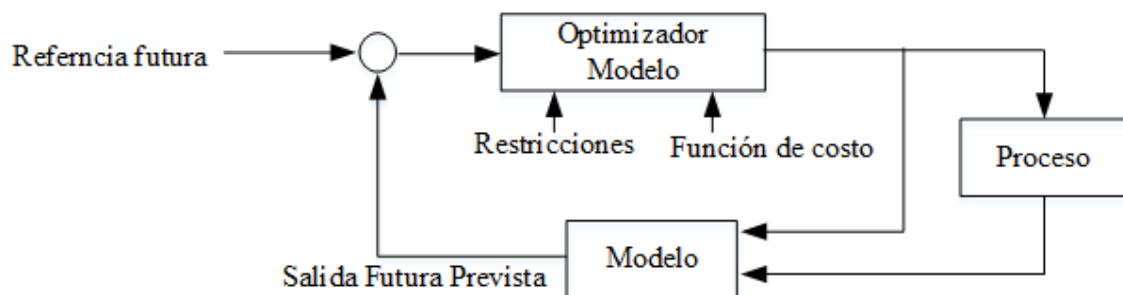


Fig. 4.2 - Diagrama de bloques del algoritmo del controlador predictivo basado en modelos (MPC). [92]

Para el modelo discreto de la ecuación (4.4), el problema de optimización a resolver por el MPC se puede denunciar como la ecuación (4.6):

$$\min_u J = \sum_{i=0}^{N-1} \|\hat{x}_i - x_i^{sp}\|_Q^2 + \sum_{j=0}^{N_u-1} \|u_j\|_R^2 \quad (4.6a)$$

$$\text{s.a. } \hat{x}_{i+1} = f(\hat{x}_i, u_j), \forall i, j \in \mathbb{I}_{[0, N-1]} \quad (4.6b)$$

$$\hat{x}_0 = x_k \quad (4.6c)$$

$$\hat{x}_i \in \mathcal{X}, \forall i \in \mathbb{I}_{[0, N-1]} \quad (4.6d)$$

$$u_j \in \mathcal{U}, \forall j \in \mathbb{I}_{[0, N-1]} \quad (4.6e)$$

Siendo  $J$  la función de coste del MPC, llamada coste de paso,  $\hat{x}_i$  las predicciones de los estados,  $x_i^{sp}$  los valores de referencia de los estados,  $u_j$  las acciones de control resultantes del problema de optimización,  $N$  el horizonte de predicción,  $N_u$  el horizonte de control y  $\mathcal{U}$  y  $\mathcal{X}$  los conjuntos posibles de estados y acciones de control, respectivamente.

Una forma de resolver este problema de optimización es escribir las predicciones de estado en función de los controles futuros a calcular y sustituir esta relación en la función de costes, convirtiéndola en una función de una sola variable  $u_j$ . Es importante destacar que el MPC resuelve un problema de optimización de lazo abierto para cada periodo de muestreo, cuyo resultado es, para el estado actual del sistema  $x_k$ , una secuencia óptima de acciones de control  $u = \{u_0, u_1, u_2 \dots u_{N-1}\}$ . Sin embargo, el MPC sólo aplica el primer valor de la acción de control  $u_0$  al sistema, utilizando la llamada estrategia de horizonte deslizante, resolviendo un nuevo problema de optimización en cada instante  $k$ .

Por lo tanto, el MPC sustituye la necesidad de calcular una ley de control  $u = k(x)$  calculada en línea por el controlador 4.5 que requeriría un gran esfuerzo computacional, por la resolución de un problema de optimización en bucle abierto en línea. Esta sustitución es perfectamente aplicable siempre que la solución del problema pueda obtenerse dentro del periodo de muestreo del sistema [93].

Hay que tener en cuenta que, en el cálculo de las predicciones, las condiciones iniciales utilizadas se actualizan con el estado real de la planta en cada periodo de muestreo. Esta estrategia de solución repetida del problema de optimización le da al MPC,

implícitamente, características de un sistema alimentado, pudiendo enfrentar posibles incertidumbres y perturbaciones del sistema [94].

El MPC tiene la capacidad de tratar con plantas mono y multivariables, incluye directamente el control de retroalimentación y feedforward en su formulación y permite la compensación interna de los retrasos de transporte [95].

### **4.2.3.- Control PNMPC**

La técnica PNMPC fue desarrollada por [96], [97] y se basa en algoritmos que utilizan la representación vectorial de las predicciones sobre el horizonte  $p$ ,  $\tilde{Y}$  como una función vectorial con  $m$  cambios en la acción de control  $u$ , según la ecuación (4.7). La PNMPC es una técnica que ofrece una alternativa para resolver el problema de optimización lineal utilizando optimizadores convencionales como  $QP$  programación cuadrática o solución de programación lineal.

$$\tilde{Y} = F + G\Delta u \quad (4.7)$$

El PNMPC se diferencia de otras técnicas de MPC principalmente porque utiliza modelos linealizados de la trayectoria del sistema. Se supone que las predicciones  $\tilde{Y}$  dependen sólo de las entradas pasadas  $\tilde{u}$ , las salidas pasadas  $\tilde{y}$  y los incrementos de control futuros  $\Delta u$ , como se muestra en las ecuaciones (4.8) a (4.11):

$$\tilde{Y} = f(\tilde{y}, \tilde{u}, \Delta u) \quad (4.8)$$

El vector de predicciones se reescribe como:

$$\tilde{Y} = F + G_{PNMPC}\Delta u \quad (4.9)$$

Donde:

$$F = f(\tilde{y}, \tilde{u}) \quad (4.10)$$

$$G_{PNMPC} = \frac{\partial \tilde{Y}}{\partial \Delta u} \quad (4.11)$$

La matriz  $G_{PNMPC}$  es el Jacobiano de  $\tilde{Y}$  respecto a los incrementos de control y se obtiene numéricamente como el vector de respuesta libre  $F$ . Un algoritmo de predicción calcula el vector  $\tilde{Y}$  con las  $p$  predicciones cuando proporciona los valores de las entradas y salidas pasadas, y el vector con los  $m$  incrementos de entrada futuros  $\Delta u$ . Si se llama al

conjunto de entradas pasadas  $\tilde{u}$  y a la salida actual y pasada  $\tilde{y}$ , las predicciones pueden ser reescrita en la siguiente expresión (4.12).

$$\begin{aligned}\tilde{y}_{(k+1)} &= f(\tilde{y}, \tilde{u}, \Delta u(k)) \\ \tilde{y}_{(k+2)} &= f(\tilde{y}, \tilde{u}, \Delta u(k), \Delta u(k+1)), \\ &\vdots \\ \tilde{y}_{(k+p)} &= f(\tilde{y}, \tilde{u}, \Delta u(k), \dots, \Delta u(k+m-1)),\end{aligned}\tag{4.12}$$

Empleando la ecuación (4.9) donde  $F$  es el vector de predicciones que se obtendría para  $\Delta u = 0$  y  $G_{PNMPC}$  es el Jacobiano de las salidas predichas con respecto al vector de incrementos de la señal de control  $\Delta u$ .

$G_{PNMPC}$  es una matriz dinámica generalizada que puede utilizarse para sistemas lineales y sistemas no lineales, siempre que sean continuos y diferenciables. La expresión (4.9) para un sistema SISO puede reescribirse como (4.13):

$$\begin{aligned}\begin{bmatrix} \tilde{y}(k+1) \\ \tilde{y}(k+2) \\ \vdots \\ \tilde{y}(k+p) \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} f_1(\tilde{y}, \tilde{u}) \\ f_2(\tilde{y}, \tilde{u}) \\ \vdots \\ f_p(\tilde{y}, \tilde{u}) \end{bmatrix} + \\ &\begin{bmatrix} \frac{\partial \tilde{y}(k+1)}{\partial \Delta u(k)} & 0 & \dots & 0 \\ \frac{\partial \tilde{y}(k+2)}{\partial \Delta u(k)} & \frac{\partial \tilde{y}(k+2)}{\partial \Delta u(k+1)} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \tilde{y}(k+p)}{\partial \Delta u(k)} & \frac{\partial \tilde{y}(k+p)}{\partial \Delta u(k+1)} & \dots & \frac{\partial \tilde{y}(k+p)}{\partial \Delta u(k+m-1)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta u(k) \\ \Delta u(k+1) \\ \vdots \\ \Delta u(k+m-1) \end{bmatrix}\end{aligned}\tag{4.13}$$

La forma triangular inferior de la matriz jacobiana se debe a la causalidad del sistema y a la ausencia de acoplamiento directo entre la entrada y la salida.  $\frac{\partial \tilde{y}(k+j)}{\partial \Delta u(k+i)} = 0$  para  $i \geq j$ .

La derivada parcial  $\frac{\partial \tilde{y}_{k+j}}{\partial \Delta u(k)}$  esto es definido como (4.14):

$$\frac{\partial \tilde{y}_{k+j}}{\partial \Delta u(k)} = \lim_{\Delta u_k \rightarrow 0} \frac{\partial \tilde{y}_{k+j}(u_{k-1} + \Delta u_k) - \tilde{y}_{k+j}(u_{k-1})}{\Delta u_k}\tag{4.14}$$

Para un sistema SISO, por ejemplo, en el primer instante del muestreo, se realiza el siguiente procedimiento para obtener el valor numérico de  $F$  y  $G_{PNMPC}$ :

1. Obtener el vector  $\tilde{Y}_p^0$  (dimensión  $p \times 1$ ) ejecutando el modelo de predicción con las entradas y salidas pasadas y  $\Delta u = [0 \ 0 \ \dots \ 0]^T \cdot F = \tilde{Y}_p^0$

2. Calcula la primera columna de la matriz  $G_{PNMPC}$ . Obteniendo el vector  $\tilde{Y}_p^1$  (dimensión  $p \times 1$ ) ejecutando el modelo con las entradas y salidas pasadas y considerando  $\Delta u = [\epsilon \ 0 \ \dots \ 0]^T$ , donde  $\epsilon$  es un valor muy pequeño,  $\frac{u_{k-1}}{1000}$ , por ejemplo.

$$G_{PNMPC}(:,1) = \frac{\tilde{Y}_p^0 - \tilde{Y}_p^1}{\epsilon}$$

3. Calcula la segunda columna de la matriz  $G_{PNMPC}$ . Obtiene el vector  $\tilde{Y}_p^2$  (dimensión  $p \times 1$ ) ejecutando el modelo con las entradas y salidas pasadas y considerando  $\Delta u = [\epsilon \ 0 \ \dots \ 0]^T$   $G_{PNMPC}(:,2) = \frac{\tilde{Y}_p^2 - \tilde{Y}_p^0}{\epsilon}$ .

4. Continúa con el cálculo de las demás columnas de la matriz  $G_{PNMPC}$  hasta la última columna, donde se obtiene el vector  $\tilde{Y}_p^m$  ejecutando el modelo con las entradas y salidas pasadas  $\Delta u = [\epsilon \ 0 \ \dots \ 0]^T$   $G_{PNMPC}(:,m) = \frac{\tilde{Y}_p^m - \tilde{Y}_p^0}{\epsilon}$

Para la aplicación de la técnica PNMPC en sistemas multivariables es necesario concatenar los vectores de predicción para cada variable  $\tilde{Y}$  y los incrementos de control  $\Delta u$ . Así, un sistema con entradas  $n_i$  y  $n_o$  salidas tiene los siguientes vectores (4.15):

$$\begin{aligned} \tilde{Y} &= [\tilde{Y}_1 \tilde{Y}_2 \dots \tilde{Y}_{pno}]^T \\ \Delta u &= [\Delta u_1 \Delta u_2 \dots \Delta u_{mni}]^T \end{aligned} \quad (4.15)$$

Para obtener  $F$  y  $G_{PNMPC}$  el procedimiento es entonces como el anterior. La diferencia es que ahora la matriz  $G_{PNMPC}$  tiene bloques computados como en el caso SISO para cada par de entrada y salida. Obviamente, al igual que en el MPC lineal, las relaciones débiles de salida-entrada pueden ser despreciadas para evitar la propagación del ruido. La acción de control se obtiene minimizando la función de coste  $J$ . Utilizando la ecuación (4.9) como forma de expresar las predicciones, la función objetivo cuadrática se escribirse como sigue (4.16):

$$\min_{\Delta u} J$$

Sujeto a:

$$J = (\tilde{Y} - W)^T R (\tilde{Y} - W) + \Delta u^T Q \Delta u,$$

$$\tilde{Y} = F + G_{PNMPC} \quad (4.16)$$

Donde  $W$  representa el vector de referencia futura,  $R$  la matriz de ponderación del error y  $Q$  la matriz de ponderación del control. La minimización de la función de costes para el caso sin restricciones puede obtenerse igualando a cero el gradiente de la función de costes y en el caso con restricciones las soluciones se obtienen resolviendo una  $QP$ .

Las técnicas de control predictivo aplicadas a sistemas lineales utilizan un mecanismo que consiste en corregir las predicciones con el error entre el valor medido de la variable controlada y su valor predicho en el instante  $k$ . Esta técnica aplicada a sistemas lineales garantizaba el error nulo en estado estacionario, ya que el incremento del esfuerzo de control requerido para la corrección del error en el instante  $k$  será el mismo en los instantes futuros debido a la relación lineal entre la entrada y la salida, por lo que la ganancia es constante. La aplicación de este procedimiento a la técnica PNMPC aplicada a sistemas no lineales no garantiza el error nulo en estado estacionario, ya que la ganancia varía con el punto de funcionamiento del sistema. El procedimiento para corregir las predicciones presentado en [97], consiste en añadir a cada predicción la integral del error de predicción iterada.

La figura 4.3. muestra cómo se puede obtener el factor de corrección para cada variable controlada. Este se obtiene iterando e integrando el error como se muestra en la figura 4.3. Considerando la variable controlada  $y(t)$ , si el error de nivel tiene una aproximación lineal, la función de transferencia que relaciona el error y la diferencia entre los valores medidos y los predichos de la variable sin corrección puede obtenerse como se muestra en (4.17). Hay que tener en cuenta que el error  $e(z)$  se denota como la diferencia entre el valor medido y el valor predicho corregido, mientras que  $(y(k) - \tilde{y}_{sc}(k))$  corresponde al error entre la variable medida y el valor predicho sin corrección.

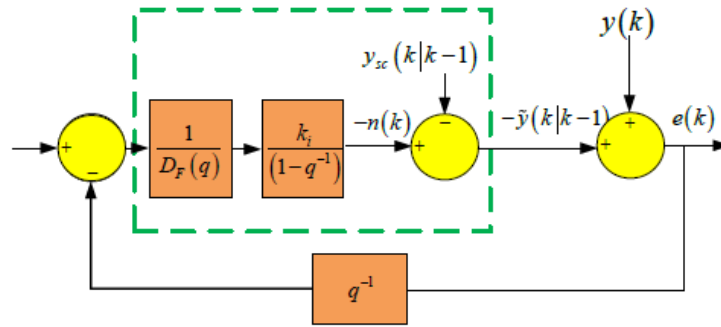


Fig. 4.3 - Diagrama de bloques del factor de corrección

$$\frac{e(z)}{y(k) - \tilde{y}_{sc}(k)} = \frac{z^2 - (1 + f_d)z + f_d}{z^2 - (1 + f_d - k_i)z + f_d} \quad (4.17)$$

Suponiendo que el sistema de bucle cerrado es estable, podemos aplicar el Teorema del Valor Final para verificar que la presencia de  $(1 - z^{-1})$  en el numerador de la función de transferencia (4.16) garantiza un error nulo en estado estacionario para una entrada de tipo escalón. Los valores de  $k_i$  y  $f_d$  se eligen comparando el denominador de la función de transferencia (4.16) con el polinomio deseado  $p_d(z) = z^2 - 2az + a^2$

El valor de  $a$  influye en la velocidad a la que el error responde a las perturbaciones. Una vez determinado el valor de  $a$ ,  $f_d$  y  $k_i$  pueden obtenerse mediante las ecuaciones (4.18) y (4.19).

$$f_d = a^2 \quad (4.18)$$

$$f_d = 1 + a^2 - 2a^2 \quad (4.19)$$

#### 4.2.4.- Control predictivo basado en redes neuronales

El control predictivo de redes neuronales es una estrategia basada en modelos que se utilizan para calcular la acción de control óptima, resolviendo un problema de optimización en cada intervalo de muestreo, con el fin de mantener la salida de la planta controlada próxima a la referencia [98]. En el artículo de J. Henriques et al. [99] aplican la estrategia de control a una planta solar de colector mediante un entrenamiento de redes neuronales en la planta solar de Almería España. Anna Vasickaninová y Monika Bakosová [100] presentan el uso de un control predictivo con redes neuronales NNPC comparado con un control difuso en intercambiadores de calor confirmando la efectividad del controlador NNPC. M. Cervantes et al. [101] muestran los resultados de las propuestas de nuevos controladores no lineales basados en redes neuronales artificiales inversas (ANNi) y el

algoritmo de optimización de enjambre de partículas (PSO); los resultados son satisfactorios frente a cambios abruptos en las referencias a la temperatura de salida de un campo de colectores cilindro parabólicos (PTC).

El modelo predictivo apropiado es una cuestión clave en modelos de control predictivo. El modelo de control predictivo basado en redes neuronales (NNMPC) utiliza un modelo de red neuronal de una planta para predecir el rendimiento futuro de la planta. En artículos de congresos de matemáticas y simulación computacional como [102] – [104] explican como las redes neuronales son implementadas para la identificación y posterior control de procesos basados en datos reales medidos; así, las predicciones son utilizadas por un programa de optimización numérica para determinar la señal de control que minimiza el criterio de desempeño (4.20) en el horizonte especificado.

$$J(k) = \sum_{j=N_1}^{N_2} [y_r(k+1) - y_m(k+j)]^2 + \lambda \sum_{j=1}^{N_u} [\Delta u(k+j-1)] \quad (4.20)$$

Donde,  $N_1$ ,  $N_2$  y  $N_u$  definen los horizontes. Los valores  $N_1$  y  $N_2$  son los horizontes de predicción mínimo y máximo y  $N_u$  es el horizonte de predicción de la señal de control. El valor de  $N_2$  debe cubrir la parte importante de la curva de respuesta al escalón. El uso del horizonte de control  $N_u$  reduce la carga computacional del método.

El parámetro  $\lambda$  representa la contribución que la suma de los cuadrados de los incrementos de control tiene sobre el índice de desempeño,  $y_r$  es la respuesta de referencia,  $y_m$  es la respuesta del modelo de red y  $\Delta u$  es la secuencia de los incrementos de control futuros que deben ser calculado. El criterio de rendimiento (4.19) se utiliza en combinación con las restricciones de entrada y salida (4.21):

$$\begin{aligned} u_{min} \leq u \leq u_{max}, \quad \Delta u_{min} \leq \Delta u \leq \Delta u_{max}, \quad y_{min} \leq y \leq y_{max}, \quad (4.21) \\ \Delta y_{min} \leq \Delta y \leq \Delta y_{max}, \end{aligned}$$

La primera etapa del NNMPC es entrenar una red neuronal para representar la dinámica directa de la planta. El error de predicción entre la salida de la planta y la salida de la red neuronal se utiliza como señal de entrenamiento. Las capacidades de aproximación universal del perceptrón multicapa lo convierten en una opción popular para el modelado de sistemas no lineales y para la implementación de controladores no lineales.

Las redes de dos capas, con funciones de transferencia sigmoidea en la capa oculta y funciones de transferencia lineal en la capa de salida, son aproximadores universales (figura 4.4). La función de transferencia predeterminada para las capas ocultas es *tansig* y para las capas de salida es *purelin*.

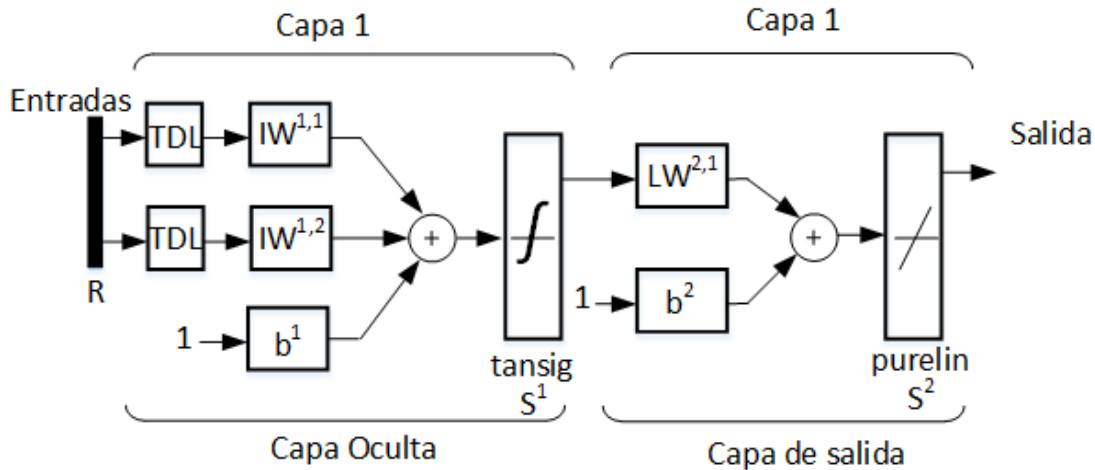


Fig. 4.4 - Estructura del modelo de planta con red neuronal.

Autores como H.P. Gavin [105] y M. H. Alomari et al. [106] en sus investigaciones presentan el uso de algoritmos como Levenberge-Marquardt (LM) y Bayesian Regularization (BR) y como en los problemas de aproximación de funciones, el algoritmo de Levenberge-Marquardt tendrá la convergencia más rápida.

El algoritmo LM es el algoritmo de optimización más utilizado y se eligió el algoritmo LM para el entrenamiento de la red. La fórmula para la optimización del peso y la actualización del umbral en el algoritmo LM dada por (4.22)

$$X_{k+1} = X_k - (J^T + \mu I)^{-1} J^T e \quad (4.22)$$

Donde  $J$  es la matriz jacobiana de la diferencia de error al valor de peso,  $e$  denota el vector de error y  $\mu$  es un escalar positivo, que determina la longitud del paso en la dirección de descenso más empinado. Cuando  $\mu$  tiende a cero, el método se acerca al método de Newton, y cuando  $\mu$  tiende a infinito, se acerca al método de descenso más empinado conocido.

El error de predicción entre la salida de la planta y la salida de la red neuronal se utiliza como señal de entrenamiento de la red neuronal. La estructura del modelo de planta de red neuronal se muestra en la figura 4.4, donde  $R$  es el número de elementos de entrada;  $S^1$ ,  $S^2$  son los números de neuronas en la Capa 1 y la Capa 2; TDL son líneas de retardo

pulsadas que almacenan valores anteriores de la señal de entrada;  $IW^{ij}$  es la matriz de ponderación de entrada para la conexión desde el número de entrada  $j$  al número de capa  $i$ ;  $LW^{ij}$  es la matriz de pesos de capa para la conexión desde el número de capa  $j$  al número de capa  $i$ .

Los datos de entrenamiento se obtuvieron del proceso controlado con el intervalo de muestreo de 1s. Se utilizaron 2000 muestras para el entrenamiento de redes neuronales. El modelo NN se entrenó fuera de línea. Los resultados se muestran en la figura 4.5 para los datos de validación. El error de predicción fue suficientemente pequeño y la salida del proceso y la salida del modelo NN se ajustaron bien. Es posible afirmar que el procedimiento de NN fue exitoso. La información y los parámetros para NNMPC del intercambiador de calor descrito son:

- la rutina de minimización: csrchbac,
- el número de neuronas en la capa oculta de la red del modelo de planta: 7,
- Horizontes de predicción y control:  $N_1 = 1$ ,  $N_2 = 7$ ,  $N_u = 5$ ,
- los coeficientes de ponderación en la función de coste (2),  $\lambda = 0,05$ ,
- el parámetro para el cálculo de la trayectoria de referencia:  $\alpha = 0,001$ ,
- las restricciones de entrada de control:  $4.8 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1} < \dot{m}_A < 19.2 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1}$ ,
- las restricciones de salida de control:  $15 \text{ °C} < T_{out} < 200 \text{ °C}$ .

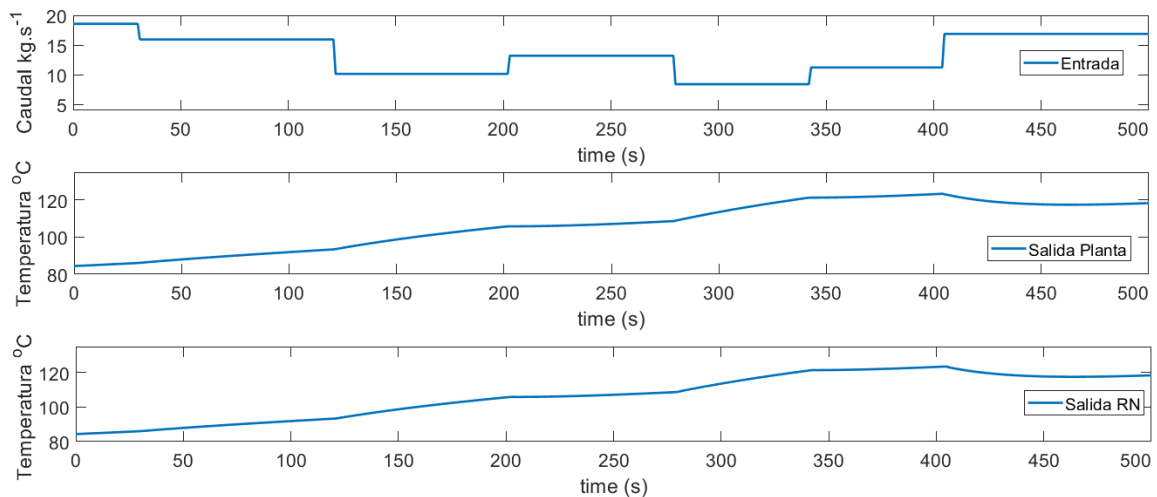


Fig. 4.5 - Datos de validación para el modelo NN

#### 4.2.5.- Resultados de comparación entre controladores

En este apartado se muestran los resultados de los modelos anteriormente descritos y se comparan con los datos reales de la instalación realizados por el autor José Vergara [107], [108].

Para comparar el rendimiento de los controladores implementados en el campo de colectores solares, es sometido a las mismas condiciones de irradiación, temperatura ambiente y temperatura del agua de entrada, considerando 5 horas de duración. Los perfiles de irradiación se pueden ver en la figura 4.6 y la entrada y temperaturas en la figura 4.7. Se puede observar en la figura 4.6 que los sectores del campo serán irradiados de forma diferente, especialmente debido al paso de nubes localizadas.

Es importante destacar que este fenómeno afecta a los sectores del campo de forma diferente, lo que provoca un desequilibrio térmico en el sistema. El comportamiento de la temperatura y el caudal de salida de cada comparador con referencia puede verse en las figuras 4.8, donde se observa que la dinámica con cada uno de los controladores es similar.

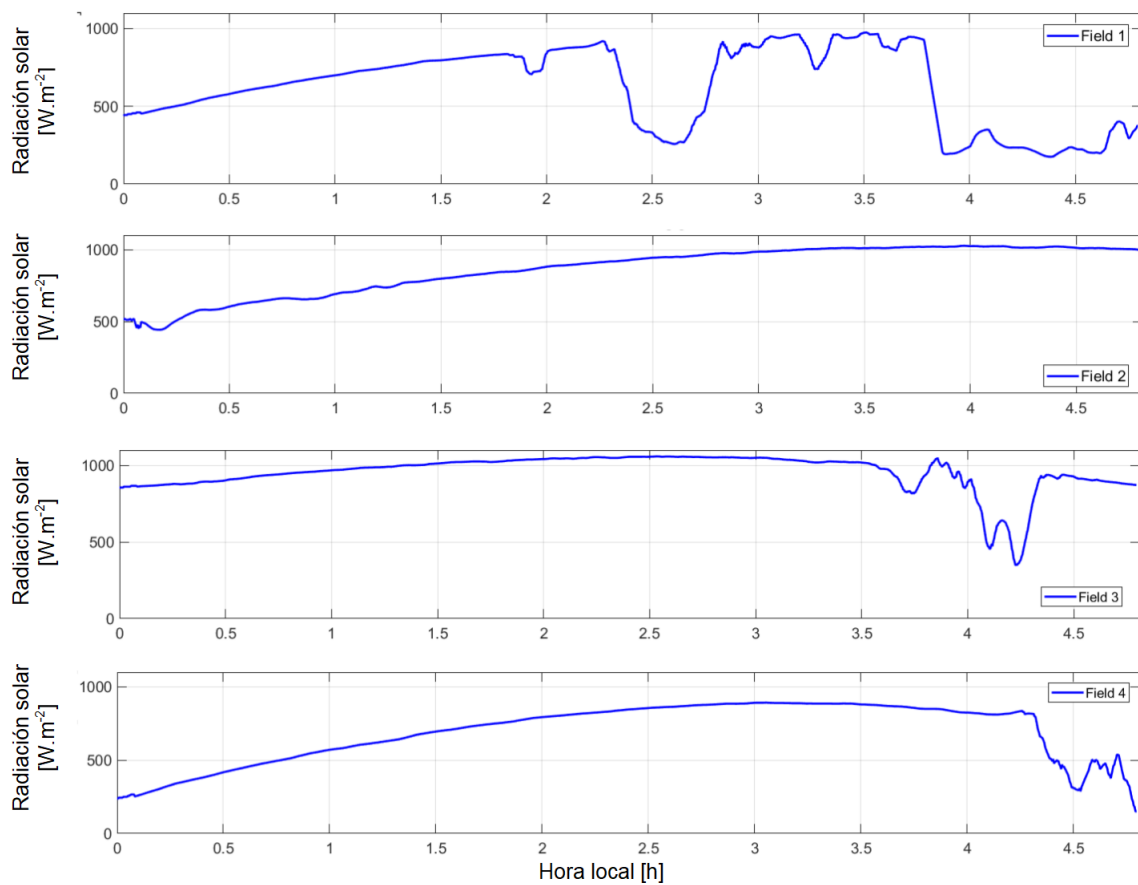


Fig. 4.6 - Irradiación para los diferentes sectores del campo

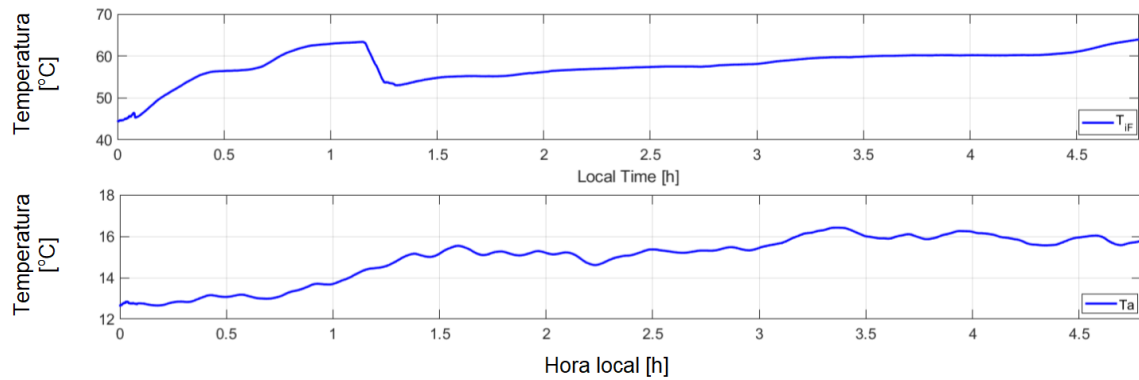


Fig. 4.7 - Temperatura de entrada y temperatura ambiente en los colectores solares

La configuración del campo solar permite desactivar los campos cuya irradiación es insuficiente para mantener la temperatura del agua de salida del campo dentro de los límites de funcionamiento, siempre que se cumpla la restricción de flujo de la disposición ecuación (4.1).

Para analizar el comportamiento de los arreglos en una situación más crítica, se utilizaron escenarios con irradiaciones e implementaron los controladores PID, MPC, PNMPC y NN manteniendo las diferentes radiaciones para cada campo. Para cuantificar, se analizó la eficiencia del sistema, la cantidad de calor disponible por la disposición y el flujo total resultante como es presentado en la figura 4.8.

Además, se calculó, para el tiempo de simulación, el error cuadrático medio (RMSE) y el error absoluto medio (MAE) para analizar el esfuerzo de control y el seguimiento de referencia, respectivamente, como se puede ver en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 - Resultados de error MAE y RMSE

	MPC		PID		PNMPC		NN	
	RMSE	MAE	RMSE	MAE	RMSE	MAE	RMSE	MAE
	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C
Campo 1	2.46	6.42	3.02	7.35	8.83	17.99	1.47	4.33
Campo 2	0.79	0.91	0.32	0.62	5.95	15.15	0.23	0.37
Campo 3	0.69	0.82	0.73	2.57	2.67	9.25	0.22	0.53
Campo 4	0.67	0.77	0.18	0.49	2.78	6.66	0.1	0.19

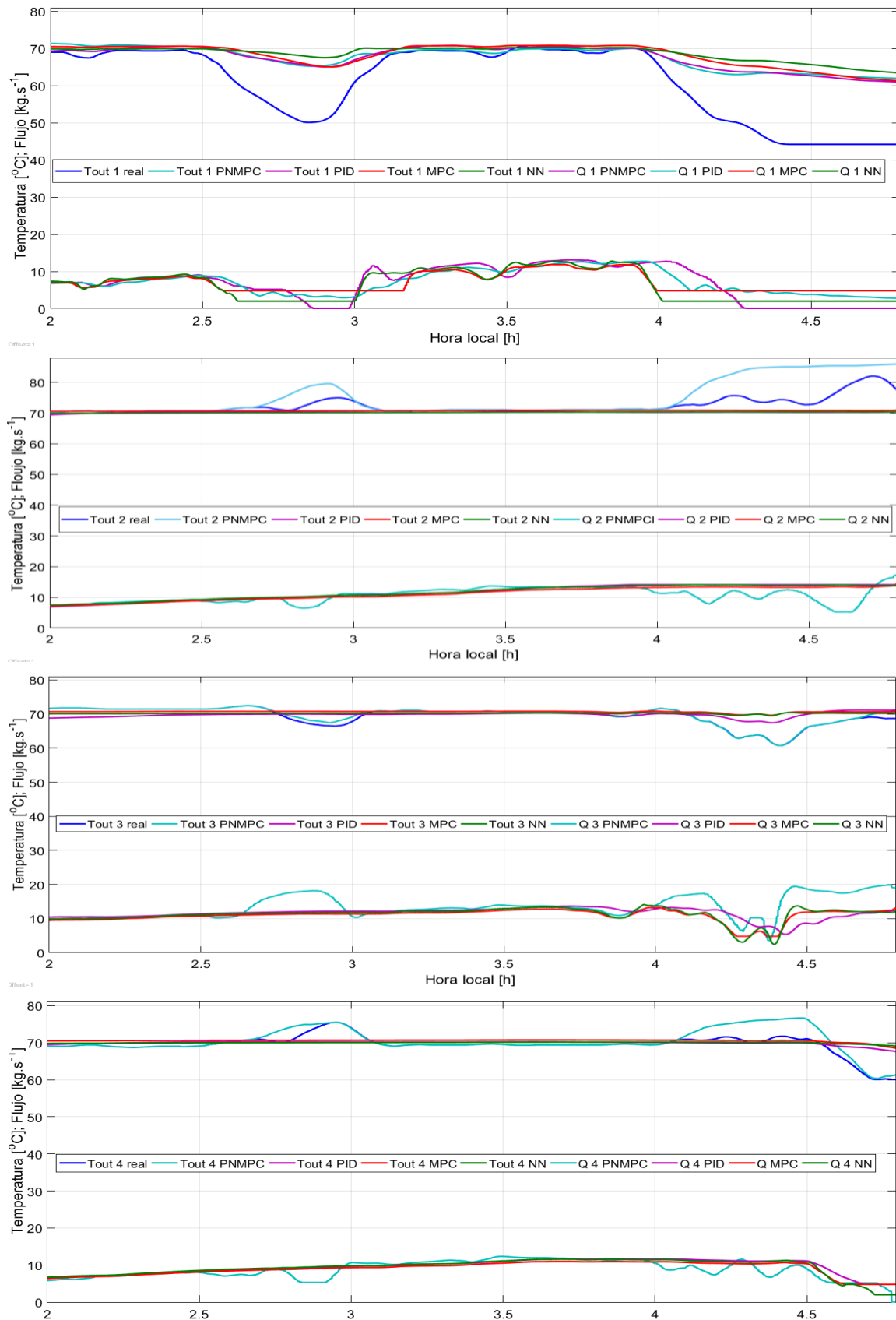


Fig. 4.8 - Temperatura de salida en los colectores solares con diferentes controladores

## 4.3.- Generadores de consignas

Los generadores de consignas forman parte de una estructura de control jerárquico de dos capas, que permiten calcular de manera automática y en un período adecuado la consigna ideal basada en una serie de restricciones identificadas en el análisis de diseño. En la figura 4.9 es presentada la estructura de un control multicapa; donde la primera capa es la capa de regulación (controladores) y una segunda capa que consiste en el generador de consigna.

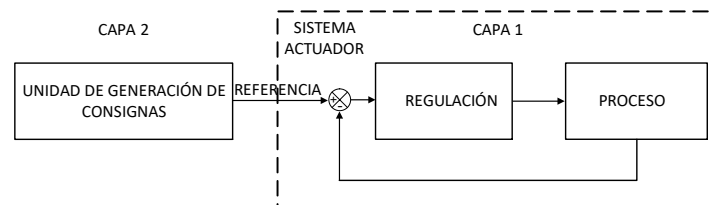


Fig. 4.9 - Esquema de control jerárquico multicapa

En el caso del campo de colectores solares, la capa 2 tiene la finalidad de encontrar la temperatura de referencia de acuerdo con las condiciones meteorológicas como la irradiación y la temperatura ambiente. Entre los objetivos principales de un generador de consigna tenemos proporcionar un arranque y una parada de la planta que evite los puntos críticos de forma segura.

### 4.3.1.- Generación de consignas basada en lógica difusa

Una de las técnicas empleadas en el desarrollo de generadores de consigna basados en lógica difusa. Y es ampliamente utilizado debido a la similitud con el razonamiento humano, que a través de la experiencia y conocimiento (adquiridos por un operador del proceso) no es necesario aplicar complejas fórmulas matemáticas.

### 4.3.2.- Conceptos sobre lógica difusa

En la figura 4.10 es mostrado el esquema de un sistema de lógica difusa donde las entradas son consideradas como  $(u_i \in U_i$  donde  $i = 1, 2, \dots, n$ ) y las salidas  $(y_i \in Y_i$  donde  $i = 1, 2, \dots, m$ ). Estas ingresan a un codificador borroso (fusificador) que convierte los números reales a números borrosos. El bloque de inferencias junto a una base de conocimiento (reglas) producen las conclusiones difusas. Finalmente, el bloque decodificador borroso (desfusificador) convierte las variables difusas a números reales.

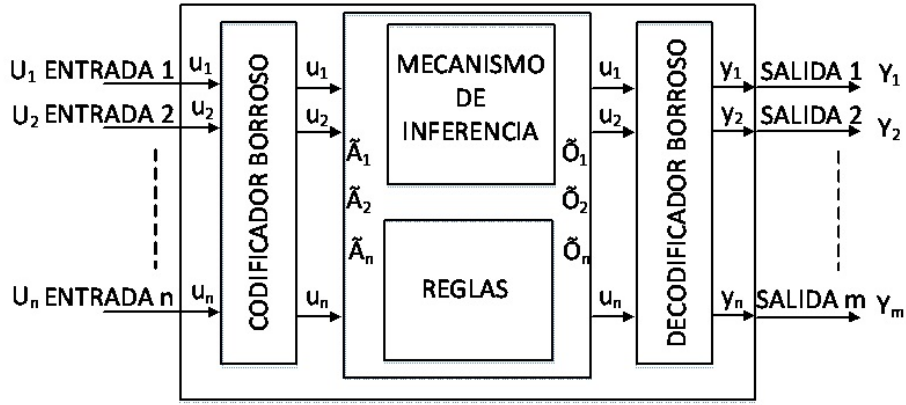


Fig. 4.10 - Esquema de un sistema de lógica difusa

$U_i$  y  $Y_i$  son conjuntos de números reales pertenecientes al universo del discurso para los valores de  $u_i$  y  $y_i$ . En el fusificador las variables  $u_i$  y  $y_i$  pasan a llamarse  $\tilde{u}_i$  y  $\tilde{y}_i$  (variables lingüísticas). A las variables difusas se les asignan nombres como: flujo, temperatura, error, etc. Entonces  $u_i$  y  $y_i$  toman valores del universo  $U_i$  y  $Y_i$ ; mientras que  $\tilde{u}_i$  y  $\tilde{y}_i$  toman valores lingüísticos utilizados para describir las características de las variables como se muestra en la figura 4.11.

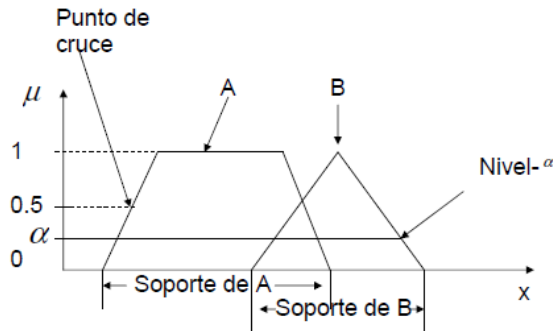


Fig. 4.11 - Elementos de los conjuntos difusos

Para definir las reglas de inferencia, los valores de las variables lingüísticas  $\tilde{u}_i$  y  $\tilde{y}_i$  serán definidos como  $\tilde{A}_i^j$  al  $j^{\text{esimo}}$  y  $\tilde{O}_i^p$  al  $p^{\text{esimo}}$  definida sobre los universos determinísticos  $U_i$  y  $Y_i$ , entonces tenemos (4.23) y (4.24).

$$\tilde{A}_i = \{\tilde{A}_i^j : j = 1, 2, \dots, N_i\} \quad (4.23)$$

$$\tilde{O}_i = \{\tilde{O}_i^p : p = 1, 2, \dots, M_i\} \quad (4.24)$$

Los valores lingüísticos suelen ser términos descriptivos relativos a las variables lingüísticas, como, por ejemplo: alto, bajo, medio, negativo y otros. Un ejemplo de los valores lingüísticos se aprecia en la figura 4.12.

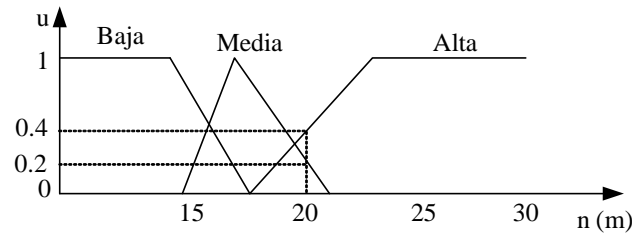


Fig. 4.12 - Ejemplo del protocolo de un controlador lógico difuso.

Un sistema de lógico difusa describe un protocolo por medio de un conjunto reglas tipos condición → acción o (Si – Entonces). El esquema implica que las entradas del sistema borroso están asociadas a las premisas y las salidas al consecuente. Un ejemplo es presentado por la expresión:

$$\text{Si } \tilde{u}_1 \text{ es } \tilde{A}_i^j \text{ y } \tilde{u}_2 \text{ es } \tilde{A}_i^k \text{ y, ..., y } \tilde{u}_n \text{ es } \tilde{A}_n^l \text{ Entonces } \tilde{y}_q \text{ es } \tilde{B}_q^p$$

### 4.3.3.- Desarrollo del generador de lógica difusa

En los campos de colectores solares, las dos variables que más influencia tienen al momento de determinar la consigna adecuada con la radiación solar  $I$  y la temperatura del fluido a la entrada del campo solar  $T_{in}$ . La entrada  $I$  indica cuál es el incremento máximo posible que obtiene la temperatura del fluido dentro del campo solar; mientras que la entrada  $T_{in}$  indica la temperatura que debe tener el fluido al iniciar el proceso. Esto asegura que el valor máximo es posible conseguir sin exceder los límites de seguridad  $\Delta T$ .

Tanto para  $I$  como  $T_{in}$ , es necesario construir los universos de discurso que abarcan los rangos mínimos y máximos de niveles de radiación solar y la temperatura de entrada del fluido al campo de colectores solares (15 °C a 70 °C). Las funciones de pertenencia tienen forma triangular, siendo en el lado izquierdo de tipo L y en el extremo derecho de tipo Gamma como se ve en la figura 4.12; donde, los conjuntos se basan en cinco niveles con valores lingüísticos muy bajo (MB), Bajo (B), medio bajo (BM), Medio (M), Alto (A), muy alto (MA).

La figura 4.13 muestra la superficie resultante con los datos ingresados en la herramienta Fuzzy logic design de Matlab. Donde los niveles de radiación van desde 0  $\text{W.m}^{-2}$  a 1100  $\text{W.m}^{-2}$  con intervalos de 27  $\text{W.m}^{-2}$  y desde 15 °C a 70 °C en intervalos de 1.8 °C. La temperatura de referencia  $T_{ref}$  se incrementa conforme aumenta  $I$  y  $T_{in}$ ; esto, debido a que, si hay mayor energía solar, es posible aumentar la temperatura a la salida del campo solar.

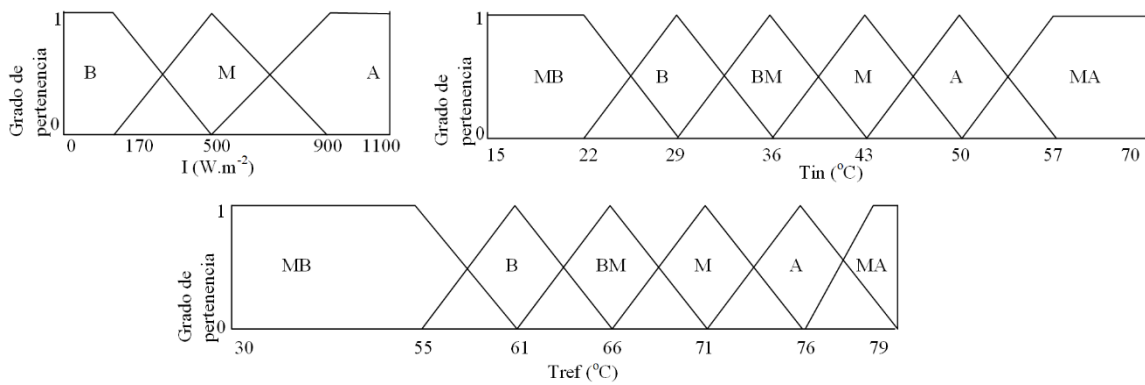


Fig. 4.13 - Conjuntos borrosos de entrada y salida.

En la tabla 4.2 es mostrada la base de conocimiento implementada que relaciona los valores lingüísticos de la temperatura de entrada y radiación solar con las de la temperatura de referencia; a su vez, se basarán las reglas difusas. Como fue comentado al inicio de este capítulo, las reglas son basadas en la experiencia de operación de la planta solar. Las reglas que se muestran en la tabla 4.2 son del tipo Si – Entonces. Por ejemplo:

Si  $I$  es  $A$  y  $T_{in}$  es  $B$  Entonces  $T_{ref}$  es  $B$ .

Tabla 4.2 – Base de conocimiento que relaciona los valores lingüísticos

Rules	Entradas: Irradiación solar y temperatura de entrada		Salidas: Temperatura de referencia
	I	$T_{in}$	$T_{ref}$
1	B	MB	MB
2	B	B	MB
3	B	BM	B
4	B	M	B
5	B	A	B
6	B	MA	A
7	M	MB	MB
8	M	B	MB
9	M	BM	B
10	M	M	BM
11	M	A	M
12	M	MA	A
13	A	MB	MB
14	A	B	B
15	A	BM	BM
16	A	M	M
17	A	A	A
18	A	MA	MA

La figura 4.14, muestra la superficie resultante  $T_{ref}$  generada por los universos del discurso de  $I$  y  $T_{in}$  para diferentes intervalos.

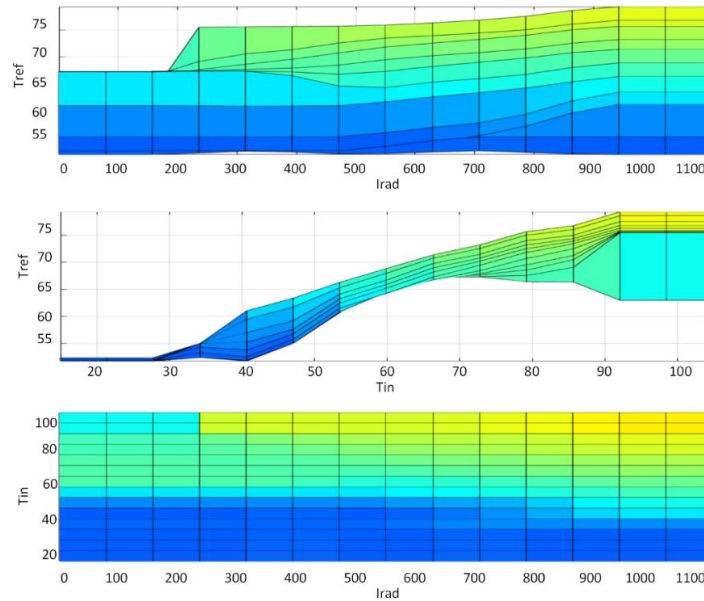


Fig. 4.14 - Superficie de  $T_{ref}$  generada por los universos del discurso de  $I$  y  $T_{in}$  para diferentes intervalos.

Para probar el algoritmo de generación de consignas basado en modelo difuso es necesario establecer un algoritmo de control que represente la capa 1 (regulación). En la figura 4.15, es mostrado el esquema de control jerárquico multicapa aplicando el generador de consigna por lógica difusa (Capa 2) y el control MPC probado anteriormente. La consigna cambia automáticamente de acuerdo con los niveles de radiación solar y la temperatura de entrada del campo solar. La consigna actúa de entrada al algoritmo de control MPC, que calculan el caudal necesario para tener el error mínimo entre  $T_{out}$  y  $T_{ref}$ .

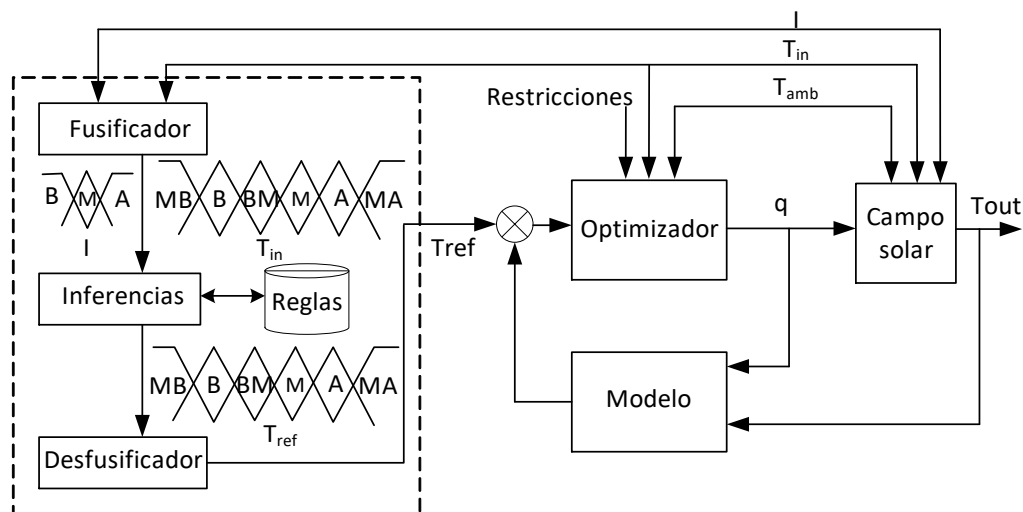


Fig. 4.15 - Esquema de control compuesto de un generador de lógica difusa y un control MPC

#### **4.3.4.- Resultados**

Los experimentos mostrados en el siguiente apartado son variaciones de los experimentos realizados con datos reales del trabajo José Vergara [108] y son aplicados en el esquema compuesto del generador de lógica difusa con control MPC del campo solar mostrado en la figura 4.15. El objetivo de estas pruebas es verificar que el algoritmo genera de forma correcta una  $T_{ref}$  cuyo comportamiento esté acorde con las restricciones de seguridad de la planta.

La figura 4.16 muestra una prueba realizada con la radiación solar al máximo y se establece el arranque del sistema. Se puede observar cómo  $T_{ref}$  evoluciona en función al incremento de  $T_{in}$ . En este caso, el campo coloca al mínimo flujo de la bomba de entrada ( $4.8 \text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}$  rango de seguridad) con la intención de mantener el fluido por más tiempo en el campo y elevar la temperatura lo rápido posible. Al final de la prueba se puede apreciar una caída en la radiación solar  $I$  y se observa como el generador de lógica difusa calcula una  $T_{ref}$  tomando en cuenta el cambio en  $I$  y así mantiene los niveles de incremento de temperaturas dentro de los límites de seguridad. A la vez, se da la situación de que la radiación está bajando debido a la caída de la tarde, por lo que  $T_{ref}$  no vuelve a incrementarse y se queda a niveles inferiores de  $67 \text{ }^\circ\text{C}$ .

En la prueba de la figura 4.17 se muestra una prueba en un día nublado. La respuesta del generador es realizar un decremento (escalones) de manera suave en  $T_{ref}$  sí detecta que durante un tiempo considerable la radiación solar ha variado considerablemente. Durante un periodo de tiempo (sobre 25 minutos, cerca de las 11 horas) la radiación cae por debajo de  $300 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ . En ese momento, sin importar el caudal que se genere, al no haber energía térmica,  $T_{out}$  desciende debido a las pérdidas térmicas. El generador de consignas establece la consigna al mínimo establecido por encima de  $T_{in}$ , de forma que, al incrementarse la energía solar por el paso del transitorio, el algoritmo de control recupera el seguimiento sin los problemas de oscilaciones que debieran haber derivado de la acumulación del error.

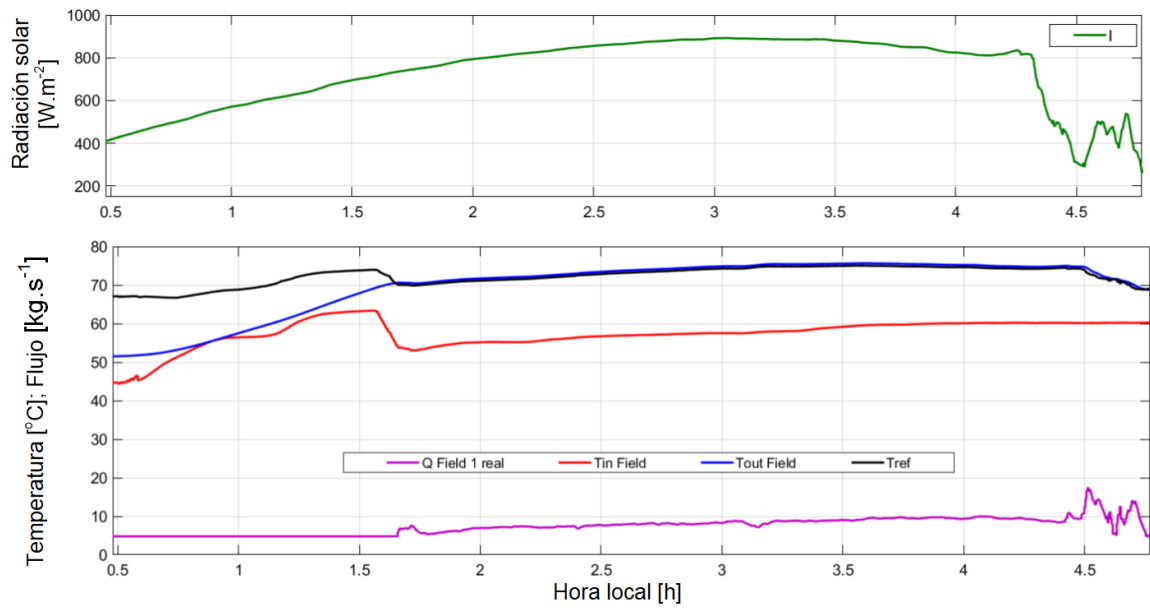


Fig. 4.16 - Resultados del generados de consignas basado en lógica difusa para un día sin nubes

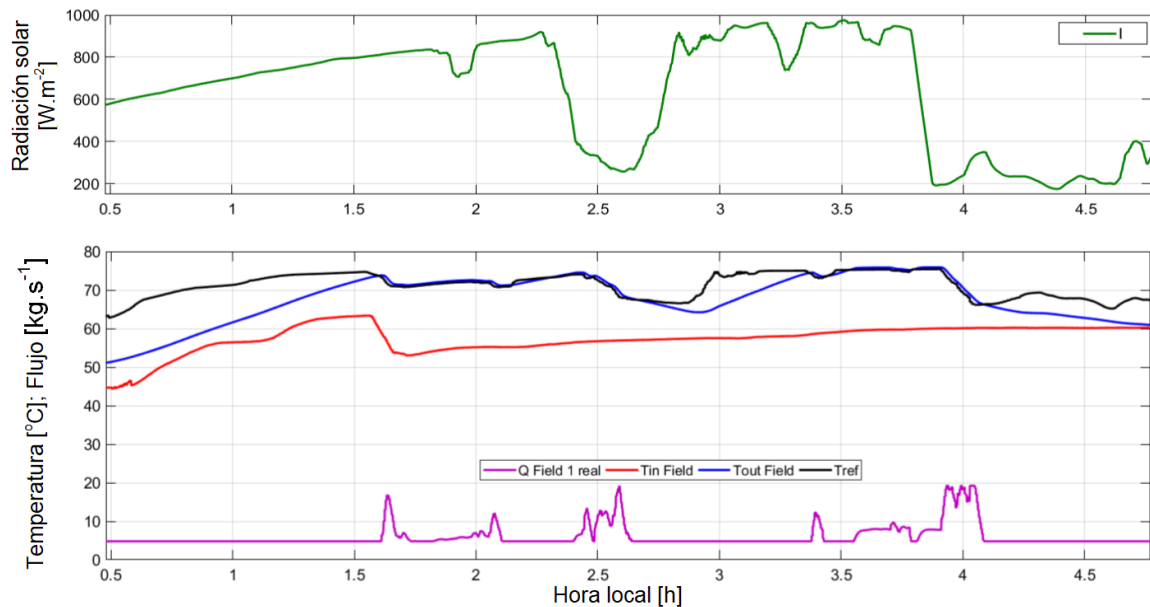


Fig. 4.17 - Resultados del generados de consignas basado en lógica difusa para un día con paso de nubes

## 4.4.- Conclusiones

En este capítulo se ha mostrado el desarrollo tres tipos de controladores para el adecuado uso de la temperatura del fluido a la salida del campo solar. Para desarrollar estos controles, basados en un modelo no lineal, se han incorporado restricciones tomadas de trabajos anteriores . Estas restricciones son consideradas valores mínimos que aseguren la vida útil de los equipos y que eviten accidentes en la planta.

Los algoritmos desarrollados han sido probados en el modelo de la planta con diferentes condiciones de operación, para contrastar cuál de los tres controladores demuestra un comportamiento satisfactorio. Los resultados mostrados verifican que el control predictivo es bueno incluso en situaciones en las grandes perturbaciones provocadas por pasos de nubes, cambios de consigna elevados o el arranque de la planta. Esto se puede comprobar de forma visual y de forma numérica, utilizando los índices de error cuadrático medio (RMSE) y el error absoluto medio (MAE).

También se describe el uso de un generador automático de consignas basado en lógica difusa. El generador implementado en la planta es un esquema de control jerárquico de dos capas. Se han realizado diversas pruebas en variadas condiciones de operación. Como resultados se ve que en el arranque la toma de decisiones del generador se asemeja mucho a la supervisión humana, asegurando la vida útil de los componentes del campo solar, por las restricciones límites de temperatura y límites de los actuadores que son ingresadas al control jerárquico. Una mejora al generador de consignas es agregar los costes de producción de la energía que son producidos durante la operación de la planta.

# **CAPÍTULO 5: DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS HÍBRIDOS**

---

## ***5.1.- Introducción***

El diseño de microrredes para compensar la demanda energética y su integración en las redes eléctricas es un campo que ha tomado fuerza en los últimos años, esto debido al incremento de combustibles fósiles y el incremento de la huella de carbono. A nivel mundial existen publicaciones de trabajos de investigación dedicados al correcto dimensionamiento de los sistemas de generación de una microrred, en los cuales, el objetivo es determinar el tamaño óptimo de un sistema híbrido de generación implementando turbinas eólicas, turbinas sumergibles, banco de baterías y generadores a diésel. Otra área de la optimización es la correcta distribución de la demanda, es decir, mejorar el funcionamiento de cada sistema de generación de acuerdo con los factores meteorológicos y de la carga o descarga del banco de baterías. Esto, con el fin de hacer trabajar lo menos posible al sistema de generación por combustible fósil. Disminuir el coste total presente (TPC) de un sistema permite satisfacer la demanda de carga. Los costes analizados son todos los involucrados a lo largo de la vida útil del sistema que se prevén al iniciar el análisis

e inversión. Otro factor importante para analizar es el índice de fiabilidad de la energía no suministrada.

Como resultado de este cambio en la forma de ver las microrredes y su dimensionamiento óptimo, se aprecia como las empresas de energía eléctrica ven a estas islas de generación una oportunidad de comprar energía que pueda aportar con las demandas en las horas pico. La compra va desde sistemas integrados o de hogares que producen mediante sus propios medios.

Actualmente, las energías eólicas y la fotovoltaica (PV) son los que generan un mayor aporte de energía a nivel mundial, para prever los costos de inversión de manera óptima los cálculos de dimensionamiento son realizados mediante algoritmos genéticos y herramientas de Matlab-Simulink. En trabajos como [109], [110] obtienen una configuración adecuada con una vida útil de 20 años.

Se realizará una investigación exploratoria con trabajos actuales sobre plantas termo solares y métodos de dimensionamiento óptimo de sistemas híbridos, que hayan sido aplicados en zonas remotas.

Para los diseños y evaluación de los modelos de generación y dimensionamiento óptimo serán empleados experimentos mediante software como Matlab - Simulink y TRNSYS Transient Systems Solution Program. También se evaluarán modelos de diferentes tipos de algoritmos.

## **5.2.- Modelado de los componentes del sistema híbrido**

Previo al desarrollo de las técnicas de dimensionamiento de la propuesta de sistemas híbridos para microrredes, se analizarán los modelos dinámicos que serán utilizados en la simulación. Por la característica de la microrred que será explicada más adelante, los modelos implementados serán paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, bancos de baterías y generadores de combustión interna. Los modelos de sistemas termosolares o DCS fueron presentados en capítulos anteriores.

### **5.2.1.- Modelado de los paneles fotovoltaicos**

Un sistema de panel fotovoltaico consta de un arreglo de varias células fotovoltaicas conectadas en serie y paralelo. Entre los fenómenos eléctricos que se generan a la salida de

los paneles fotovoltaicos están los niveles de tensión y corriente producidos por la conversión de la radiación solar. En la actualidad es uno de los equipos de energías renovables más utilizados debido al aislamiento para exteriores y la rigidez del encapsulado; también por la fácil disipación de calor, instalación rápida y fácil limpieza [111].

En la figura 5.1 es presentado el modelo dinámico de un panel solar, se observa que consta de dos resistencias denominadas resistencia en serie  $R_s$  y resistencia en paralelo o shunt  $R_p$ .  $R_s$  es la resistencia de carga del material semiconductor debido a los contactos metálicos en las interconexiones de los elementos.  $R_p$  representa las impurezas cerca de la juntura p-n [112], [113].

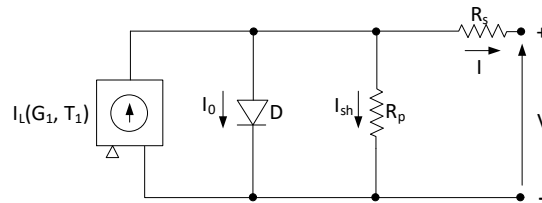


Fig. 5.1 - Circuito equivalente de la unión p-n de un panel fotovoltaico

La fuente de corriente  $I_L$  es la corriente generada por la radiación solar, el diodo  $D$  conectado en paralelo es la curva característica que ocurre entre la Corriente – voltaje  $I - V$  y está descrita por las ecuaciones (5.1), (5.2) y (5.3).

$$I = I_L(G_1, T_1) - N_p I_0 \left[ e^{\left(\frac{V + IR_s}{V_t} - 1\right)} \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (5.1)$$

$$V_t = m N_s k \frac{(T_1 + 273)}{q} \quad (5.2)$$

$$I_0 = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{e^{\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right)} - 1} \quad (5.3)$$

Dónde:  $N_s$  es el número de celdas en serie del panel solar.  $N_p$  es el número de celdas en paralelo.  $k$  es la constante de Boltzman que relaciona la constante física que relaciona temperatura absoluta y energía, igual a  $1.38 \times 10^{-23} \text{ J.K}^{-1}$ .  $q$  es la carga del electrón.  $m$  es el factor de idealidad del diodo;  $1 < m < 2$ .  $T_1$  es la temperatura de trabajo del panel solar en  $^{\circ}\text{C}$ .  $R_s$  es la resistencia serie.  $R_p$  es la resistencia en paralelo.  $I_L(G_1, T_1)$  es la corriente fotogenerada y aproximadamente igual a la corriente de cortocircuito  $I_{sc}(G_1, T_1)$ .  $I_0$  es la corriente inversa de saturación del diodo.  $V_{oc}$  es la tensión de circuito

abierto [114]. De acuerdo al perfil de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, la relación de transformación es directa, a mayor radiación mayor generación en la potencia, no obstante, el incremento de temperatura en los paneles reducen la eficiencia de generación de potencia, en la figura 5.2 es mostrada la curva característica de salida de potencia con tres niveles de radiación y dos temperaturas en el panel, como resultado se evidencian las pérdidas de generación a mayor temperatura [115].

Para la implementación de sistemas híbridos con paneles fotovoltaicos, es importante conocer la potencia que entregan los dispositivos ( $P_{PV}$ ) en kWp. Debido a esto, al modelo dinámico de los paneles fotovoltaicos es incorporado la predicción solar como es mostrado en [116], [117], [118] donde son evaluados modelos empíricos que permiten estimar la radiación solar diaria que cae sobre una superficie horizontal. También es necesario incorporar parámetros meteorológicos y climatológicos del lugar a estudiar como altitud, longitud y latitud; así como la humedad, la presión atmosférica, el índice de claridad asociada a la nubosidad, temperatura ambiente, fuerza del viento, la radiación difusa entre otras. La ecuación (5.4) muestra la potencia de salida del generador fotovoltaico.

$$P_{PV} = P_{PV, rated} d_r \left( \frac{G_T}{G_{T, STC}} \right) \quad (5.4)$$

Donde  $G_T$  es la radiación solar incidente en  $\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$ .  $G_{T, STC}$  es la radiación incidente en condiciones de prueba estándar (valor constante de  $1 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ ).  $P_{PV, Rated}$  es la potencia nominal medida en kW y  $d_r$  es el factor de escala.

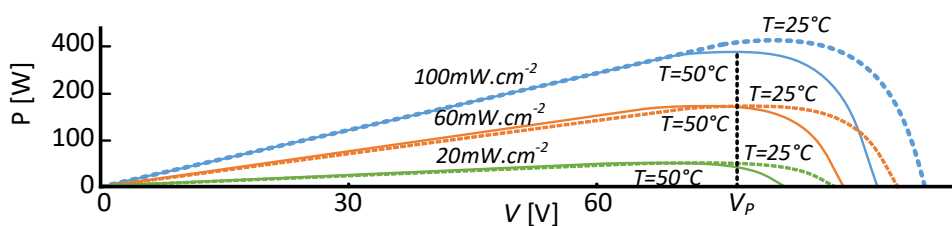


Fig. 5.2 - Curva característica de  $P - V$  de un módulo fotovoltaico para diferentes condiciones de temperatura y radiación

### 5.2.2.- Modelado del aerogenerador

Un aerogenerador es un turbina eólica que aprovecha la energía cinética del flujo del viento para producir energía eléctrica. Debido a que la energía eólica se ha convertido en la fuente más barata de las nuevas energías renovables, y a que también es compatible con los programas de preservación del medio ambiente, muchos países han decidido promover

este tipo de tecnologías por medio de programas nacionales e incentivos de mercado. En la ecuación (5.5) es presentada la potencia que produce un aerogenerador [119].

$$P_{WT} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \theta) \quad (5.5)$$

Donde  $P_{WT}$  es la potencia eléctrica a la salida del aerogenerador medida en W,  $\rho$  es la densidad del aire en  $\text{kg.m}^{-3}$ ,  $A$  es el área en  $\text{m}^2$  que atraviesa el flujo de aire considerado que, en el caso de una turbina, es el área de barrido de las palas.  $v$  es la velocidad de la corriente del aire  $\text{m.s}^{-1}$ .  $C_p$  es el coeficiente de rendimiento de la turbina eólica y depende de la velocidad específica  $\lambda$  y el ángulo de la pala  $\theta$  [120], [121]. En la figura 5.3 son presentadas las curvas de potencia  $C_p$  en función de la velocidad específica  $\lambda$  y del ángulo de las palas  $\theta$  del aerogenerador.

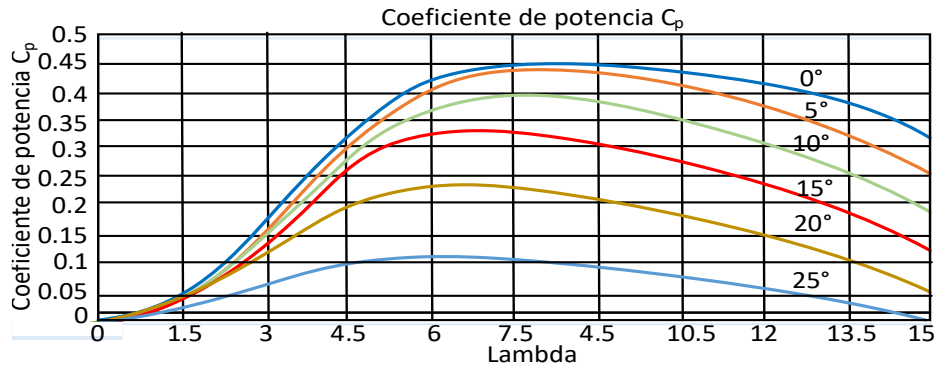


Fig. 5.3 - Curva del coeficiente de potencia  $C_p$  en función de la velocidad específica  $\lambda$  y del ángulo de las palas  $\theta$  del aerogenerador

En la figura 5.4 es presentada la potencia de salida del aerogenerador en función de la velocidad del viento. El aerogenerador funciona a velocidad variable del rotor, fijando el ángulo de paso de las palas. Para velocidades de viento superiores al valor nominal, el aerogenerador funciona con una potencia de salida constante, variando el ángulo de paso de las palas. Por otra parte, el aerogenerador se detiene para una velocidad del viento inferior a un límite mínimo ( $v_l=5 \text{ m.s}^{-1}$ ) y superior a un límite máximo ( $v_u=20 \text{ m.s}^{-1}$ ). Por lo tanto, sobre la base de lo anterior y la potencia disponible de un aerogenerador en función de la velocidad del viento se puede expresar de la siguiente manera (5.6):

$$P_w^r = \begin{cases} 0 & \text{if } v < v_i \\ \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \theta) & \text{if } v \leq v_i \leq v_r \\ P_w^r & \text{if } v_r \leq v \leq v_c \\ 0 & \text{if } v > v_c \end{cases} \quad (5.6)$$

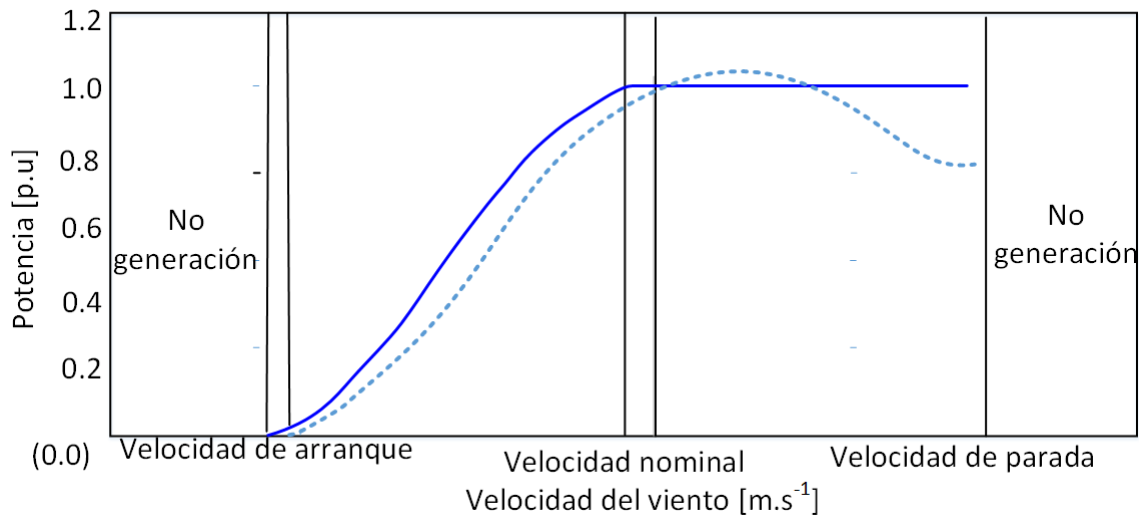


Fig. 5.4 - Potencia de salida en función de la velocidad del viento

### 5.2.3.- Modelado de la batería

Las baterías de plomo utilizadas en los sistemas fotovoltaicos-eólicos funcionan en condiciones muy específicas, en el estado normal de funcionamiento, es difícil predecir cuándo se extrae o se suministra energía a la batería. Con frecuencia, una batería de plomo-ácido se describe principalmente por el estado de carga (SOC).

Para comprender bien el SOC real de una batería, es necesario distinguir entre el SOC inicial, el tiempo de carga o descarga y la corriente. Sin embargo, todos los sistemas de almacenamiento no son ideales, se producen pérdidas durante la carga y la descarga, así como durante las etapas de almacenamiento. En cualquier momento, el estado de la batería (BAT) está relacionado con el estado de carga (SOC) y el consumo de energía y el estado de producción del sistema híbrido durante las etapas comprendidas entre el tiempo  $t - 1$  y  $t$ . La potencia total generada por los WT y los PV en la hora  $t$  se obtiene mediante (5.7):

$$P_g = P_{WT} + P_{PV} \quad (5.7)$$

En un momento preciso, dependiendo de la demanda de carga  $P_L$ , la potencia total generada  $P_g$  puede o no ser suficiente para suministrar la potencia requerida. Se utiliza un paso de tiempo de 1 hora. En un sistema de este tipo, el SOC de la batería se adquiere mediante el enfoque definido a continuación. Durante el tiempo de carga, cuando la producción total de las unidades WT y PV es mayor que la carga, la capacidad disponible del banco de baterías en el tiempo  $t$  puede obtenerse mediante la ecuación (5.8) [122]:

$$SOC(t) = SOC(t - 1)(1 - \sigma) + \left[ E_g(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} \right] \eta_{b(c,f)} \quad (5.8)$$

donde  $SOC(t)$  y  $SOC(t - 1)$  son los niveles de carga del banco de baterías en los momentos  $t$  y  $t - 1$  (en kWh),  $\sigma$  es la tasa de auto descarga horaria. La documentación del fabricante da un auto descarga del 25% durante seis meses para una temperatura de almacenamiento de 20 °C, es decir, un 0.14% al día [123].  $E_g$  es la energía generada y  $E_L$  es la demanda de carga (en kWh); mientras que  $\eta_{inv}$  es la eficiencia del inversor. A su vez, la batería tiene dos estados: carga  $\eta_{bc}$  y descarga  $\eta_{bf}$ .

La batería de plomo-ácido (LAB) es el sistema de almacenamiento electroquímico más antiguo y técnicamente apropiado en varios diseños, tamaños y voltajes del sistema [124]. Además, las LAB son conocidas por su bajo precio en comparación con otras tecnologías de baterías. Sin olvidar que su nuevo diseño ha sido mejorado con el desarrollo de la ausencia de mantenimiento y la máxima seguridad de uso.

#### **5.2.4.- Modelado del Generador diésel**

Los sistemas híbridos que están conformados solo por sistemas renovables como paneles fotovoltaicos y aerogeneradores están expuestos a las condiciones climáticas como días nublados o ausencia de viento. Para dar un soporte al suministro eléctrico en las condiciones climáticas adversas mencionadas, se incorpora al sistema híbrido un generador a diésel (DG). El encendido o apagado de DG está gobernado por las estrategias de despacho y el estado de la batería. Una estrategia básica de encendido del DG es el seguimiento de potencia dado por sentencia:

$$Si P_{WT} + P_{PV} - P_L - P_{BAT} \leq 0$$

$$Entonces P_{DG} == encendido$$

Si la sentencia está en los límites superior e inferior de la función objetivo, el sistema renovable no es capaz de satisfacer la demanda; por lo tanto, deben encenderse el DG para complementar la potencia total.

El modelo del DG está fundamentado en el consumo de combustible conforme a la potencia mecánica de salida y la velocidad del motor [125]. Las ecuaciones de (5.9) a (5.12) describen las características mecánicas y eléctricas que gobiernan el modelo del DG.

$$\varepsilon = \frac{zW_i v}{\dot{m}_f HHV}; W_i = \frac{\dot{m}_f HHV}{z v} \varepsilon \quad (5.9)$$

$\varepsilon$  es la eficiencia de la combustión en el motor,  $HHV$  ( $\text{kJ.kg}^{-1}$ ) es el mayor valor de calentamiento del combustible,  $\dot{m}_f$  ( $\text{kg.s}^{-1}$ ) es la tasa de combustible quemado,  $v$  es el ciclo de carrera por segundo,  $W_i$  ( $\text{kJ}$ ) es el trabajo efectivo medio, y  $z$  es el número de cilindraje (que funcionan durante un ciclo de combustión).

La combustión incompleta es la principal razón por la que el rendimiento indicado es inferior al rendimiento ideal. La presión media efectiva  $p_i$  en (Pa) del motor se define como (5.10).

$$p_i = \frac{W_i}{V_h} = \frac{\dot{m}_f HHV}{z V_h v} \varepsilon \quad (5.10)$$

Donde  $V_H$  ( $\text{m}^3$ ) es el consumo total de diésel del motor y  $\omega_m$  ( $\text{rad.s}^{-1}$ ) es la velocidad del motor.

Obsérvese que para un funcionamiento normal o estable del sistema eléctrico  $v$  es casi constante y su valor se impone para mantener la frecuencia del sistema constante a 50/60 Hz.

Las pérdidas mecánicas se expresan en forma de caída de presión equivalente (Pa). Esta presión media de pérdidas mecánicas o  $p_f$ , se toma en una primera aproximación proporcional a la velocidad media del pistón. La presión media efectiva real  $p_k$  del motor debe ser (5.11):

$$p_k = p_i - p_f \quad (5.11)$$

La potencia mecánica real  $P_{Dm}$  del motor diésel viene dada por la ecuación (5.12):

$$P_{Dm} = z V_h v p_k = V_H v p_k = V_H \frac{\omega_m}{\pi K} p_k \quad (5.12)$$

Donde  $K$  es el número de carrera del motor diésel.

### 5.3.- Problema bajo estudio: Análisis de la incorporación de la energía solar de concentración en Sistemas Eléctricos en la Isla San Cristóbal, Archipiélago de Galápagos Ecuador

En el presente capítulo es presentada una propuesta de dimensionamiento de un sistema de generación híbrido con el fin de satisfacer la demanda de energía de los habitantes de la Isla San Cristóbal del Archipiélago de las Galápagos – Ecuador.

El archipiélago de las Galápagos se encuentra en el Océano Pacífico, a 960 km al oeste de la costa continental de la República del Ecuador (0.87 °S, 89.44 °W). Está formado por 19 islas y 200 islotes de formación volcánica con un área de 8010 km<sup>2</sup> [126]. Su importancia a nivel mundial se debe a su ecosistema y biodiversidad de especies endémicas de plantas y animales. El 96.7% de su territorio es parque Nacional. En la figura 5.5, es posible apreciar un mapa con las islas que componen el Archipiélago de las Galápagos y la infraestructura de generación eléctrica en las islas habitadas.

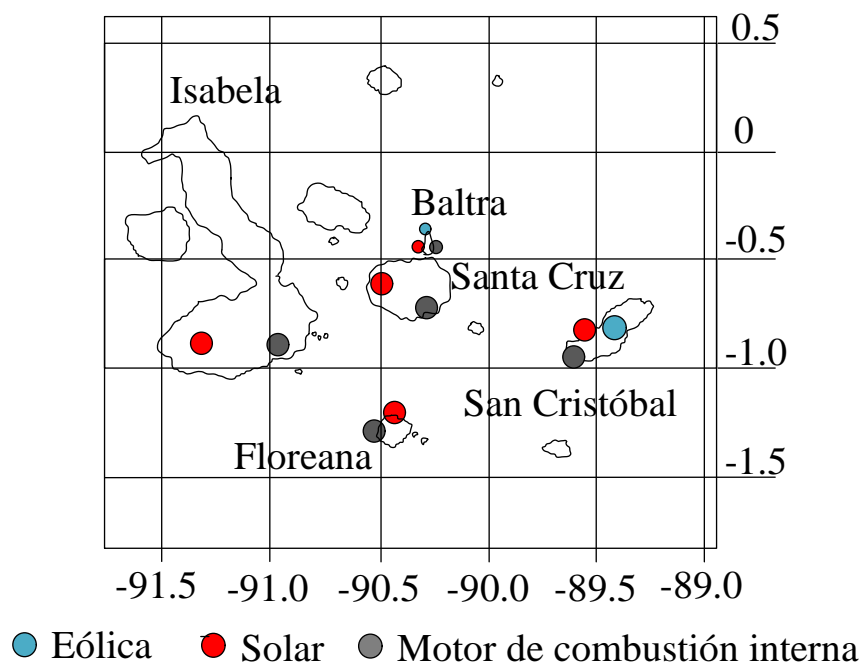


Fig. 5.5 - Infraestructura de generación eléctrica en las Islas Galápagos

La central eléctrica convencional de la Isla San Cristóbal consta de tres unidades de generación síncrona de 813 kVA (DG1, DG2 y DG3), cada una de ellas acoplada a un

motor diésel. Estas unidades inyectan la energía producida a un bus trifásico de 13.2 kV de la subestación de distribución (DSS). Desde el DSS, tres alimentadores primarios distribuyen la energía generada en diferentes puntos de consumo de la isla.

Con auspicios del Fondo Mundial para el Medio Ambiente (FMAM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), fue iniciado un programa de electrificación para evitar emplear combustibles fósiles [127]. Parte del Proyecto fue la instalación de un parque eólico de 2.4 MW en la Isla San Cristóbal [128-130] formado por 3 aerogeneradores de 800 kW [131] ubicado a 12 km del DSS. El parque cubre el 37% de la demanda eléctrica de la isla [132]. La tabla 5.1 proporciona algunos parámetros relevantes de la placa de características de las unidades de generación individuales instaladas.

*Tabla 5.1 - Datos de los aerogeneradores instalados en la isla San Cristóbal*

<i>Aerogenerador</i>		<i>Diesel – GENSET</i>	
Modelo	MADE A-59	Modelo	CAT- 3512 DITA
Tipo	IV-Full converter	Tipo	-
Potencia nominal	800 kW	Potencia nominal	650 kW
Rango de velocidad del generador	750-1650 RPM	Capacidad	813 kVA
Relación de la caja de cambios	1:66.185	Voltaje de salida	480 V± 5%
Velocidad de sincronización	1500 RPM	Frecuencia	60 Hz
Tensión de salida del convertidor	1000 V± 10%	Velocidad de sincronización	1200 RPM
Frecuencia de salida del convertidor	60 Hz	Constante de inercia equivalente (base 3 x 813 kVA)	0.4208 s

En la figura 5.6 se puede observar el esquema unifilar del sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal [133-134], que tiene una potencia efectiva de 7.35MW [135],[136].

Para 2018, la población de la isla es de 7475 habitantes y 700 vehículos de combustión interna, el consumo anual es aproximadamente de 100000 galones de diésel y 800000 galones de gasolina [137].

La demanda eléctrica de los 3000 clientes registrados en la compañía eléctrica ELECGALAPAGOS es de 9.4 GWh por año [138],[139]. Los generadores térmicos produjeron el 67% de la energía requerida por los usuarios. El consumo de los generadores es de 500000 galones de diésel al año [140].

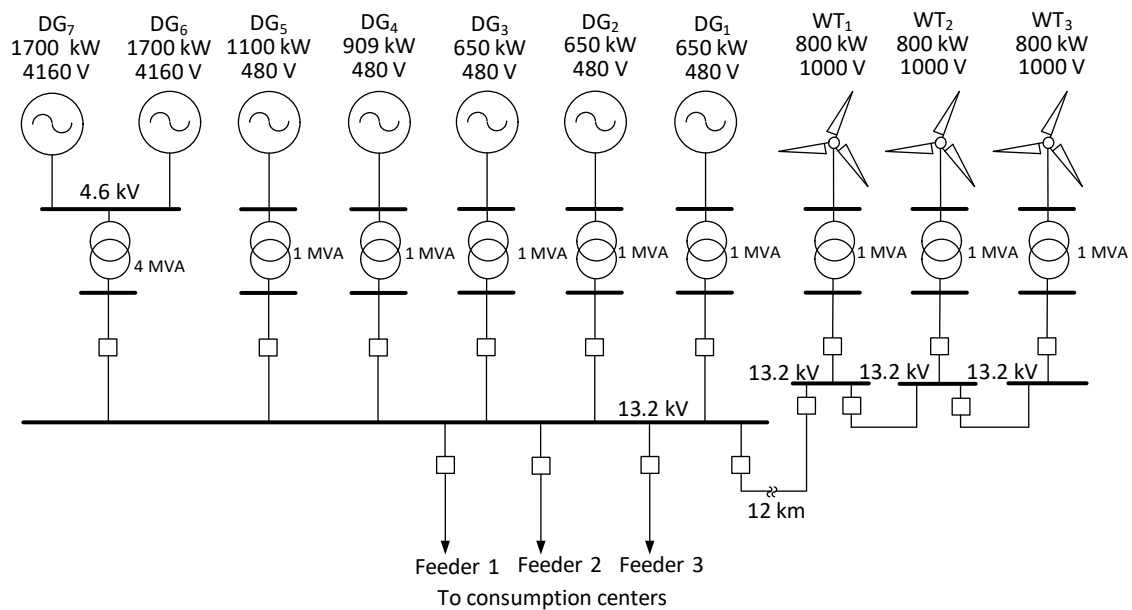


Fig. 5.6 - Esquema del diagrama unifilar sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal

En la figura 5.7, está representado el consumo eléctrico de todo Archipiélago [141]. Los consumos son cinco veces mayores en 2017 comparados con 1999.

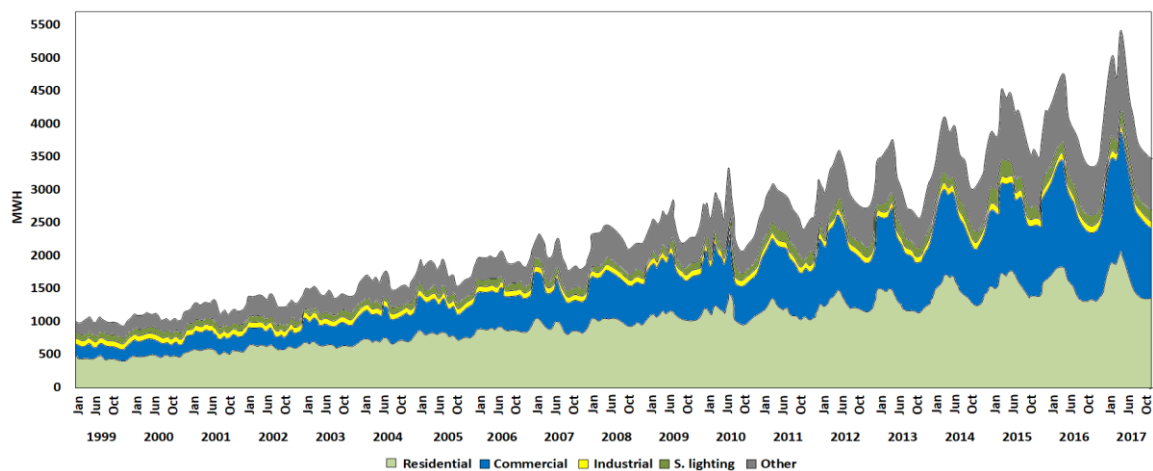


Fig. 5.7 - Demanda de energía eléctrica en las Galápagos (enero 1999 a diciembre 2017)

### 5.3.1.- Microgrid en la isla San Cristóbal, incorporando centrales solares.

Las microgrid son pequeñas redes capaces de generar energía y también pueden funcionar de manera autónoma. Pueden estar formadas por generadores de combustión interna y sistemas a base de energías limpias como la solar, térmica, eólica entre otras. Las microgrids son encontradas en sectores aislados como islas a las que no llega el tendido eléctrico.

En la figura 5.8, es mostrado el esquema de control de frecuencia y potencia de la microgrid. Mediante el esquema, es planteada la ecuación (5.14) que representa al generador síncrono [142]. Son consideradas las pérdidas en la potencia y velocidad del rotor e inercia de los generadores síncronos,  $H_T$ . La carga eléctrica está dada por  $\Delta P_L$  y su mecanismo de disipación de energía (damping effect),  $D$ .  $\Delta\omega$  es la velocidad de rotor que es el equivalente a la frecuencia de la red,  $\Delta f$ .  $\Delta P_m$  y  $\Delta P_g$  son las potencias mecánicas entregadas por el generador a diésel y el aerogenerador respectivamente.  $\Delta P_s$  es la potencia eléctrica entregada por los sistemas que emplean la radiación solar como son los campos fotovoltaicos y termosolares.

$$\Delta P_{m[pu]} - \Delta P_{L[pu]} = 2H_{T[s]} \frac{d\Delta\omega_{[pu]}}{dt} + D\Delta\omega_{[pu]} \quad (5.14)$$

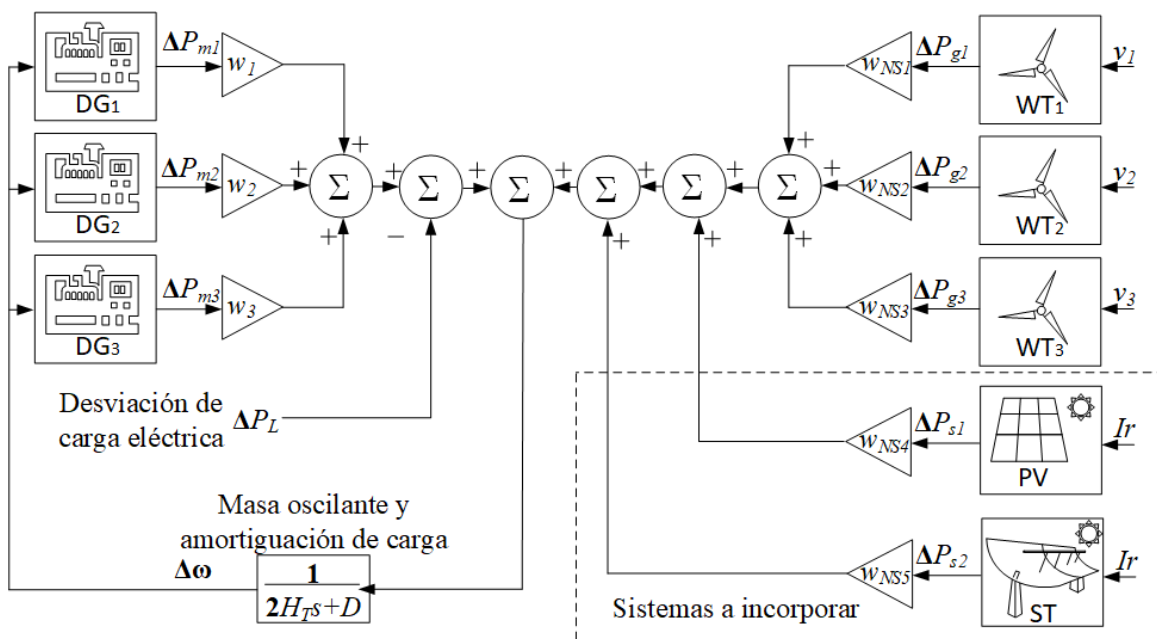


Fig. 5.8 - Sistema eléctrico híbrido propuesto, solar térmico-eólico-diésel de la isla San Cristóbal:

$v$  es la velocidad del viento que ingresa al aerogenerador y  $Ir$  es la radiación solar que impacta en el campo de colectores cilindro parabólicos y sistemas fotovoltaicos. Los factores  $w_i$ ,  $w_{NSi}$  representan la capacidad de la unidad de generación y una potencia base especificada en los generadores síncronos y no síncronos.

En la ecuación (5.17), para expresar la inercia  $H_T$ , es considerado el factor  $w_i$ .  $H_i$  es la constante de inercia de cada unidad de generación ( $i$  - th) y  $m$  es el número total de generadores síncronos en línea.

$$H_T = \sum_{i=1}^m w_i H_i \quad (5.17)$$

Una parte de la componente de energía renovable que ingresa a la microgrid  $P_g$  1 - 3, es la energía entregada por aerogenerador. Figura 5.9 muestra la curva de potencia especificada para el modelo de aerogenerador comercial validado por los datos numéricos proporcionados por el fabricante [143]. La curva característica presentada se utiliza en modelos de software de simulación de energías renovables, siendo “Cut-in wind speed” la velocidad inferior de viento para que el aerogenerador produzca electricidad,  $v_{base}$  es la velocidad nominal de viento de producción de potencia eléctrica  $P_g$  y es la velocidad “Cut-off wind speed” es la velocidad de viento máxima donde la potencia eléctrica  $P_{g,max}$  alcanza los 800 kW.

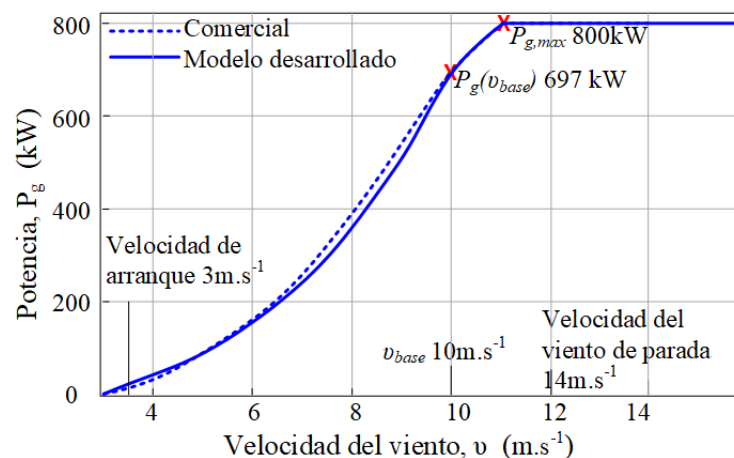


Fig. 5.9 - Curvas de potencia de los aerogeneradores instalados en la isla.

En el presente trabajo es diseñada una microgrid que incorpora energía solar térmica como es mostrado en la figura 5.8. La microgrid proveerá de energía a la isla San Cristóbal [144], [145]. Dos sistemas fotovoltaicos están interconectados a la red de distribución ELEGALAPAGOS en baja tensión. El primer conjunto tiene una potencia de 5.1 kW y

está instalado en la Escuela Pedro Pablo Andrade, el segundo conjunto se encuentra en la sala de control de los aerogeneradores con 5.1 kW y 2.5 kW. Entre los dos conjuntos suman 12.5 kW.

### **5.3.2.- Incorporación de plantas termosolares o DCS en sistemas híbridos**

Uno de los principales retos a revertir según los indicadores de desarrollo mundial [146 - 148]. es la alta concentración de gases de efecto invernadero debido al uso de combustibles fósiles en aplicaciones de generación de electricidad y procesos industriales. En vista de lo que antecede, buscar nuevas formas de generar energía limpia o con menor impacto al medio ambiente se vuelve una prioridad [149],[150].

Una de las tecnologías que mayor impacto ha tenido en Europa son las plantas termosolares o DCS con almacenamiento térmico. En trabajos como [141 - 156]. se describe el uso de la energía Termosolar para combinarla con calderas de combustible o gas reduciendo las emanaciones de CO<sub>2</sub>.

Con este enfoque, el presente trabajo describe el calentamiento de fluidos mediante el campo de colectores solares y la generación de electricidad. Los colectores solares emplean la radiación solar para calentar fluidos como aceite o agua. La energía térmica es empleada para calefacción o la producción de vapor para generadores eléctricos. Los sistemas más empleados son mostrados en [157 - 160] tales como: flat-plate, compound parabolic, evacuated tube, parabolic-trough, Fresnel lens, parabolic dish y heliostat fields.

En España las plantas termosolares han tomado terreno en la última década [161].Teniendo alrededor de 50 plantas en diferentes provincias como Badajoz, Granada, Cádiz, Sevilla y Murcia. Proporcionando en conjunto un total de 2303.9 MW [162], [163]. En 2018 la generación anual fue de 4423.86 MWh siendo la Provincia de Badajoz la que más aportó con 1268.221 MWh que representa el 29% de generación solar térmica.

La generación solar térmica también es usada en lugares aislados como islas que no tiene acceso al tendido eléctrico del continente. Los proyectos Archimedes, Sicilia Italia (figura 5.10) cuenta con una capacidad de 4.72 MWe y ocupa 14 hectáreas [164 - 166] y Holaniku at Keahole Point, Hawái, USA cuenta con una capacidad de 2 MWe y ocupa 1.8 hectáreas [167], son plantas de generación de energía solar térmica funcionales que aportan en la generación eléctrica y calefacción reduciendo el consumo de combustibles fósiles.



Holaniku at Keahole Point, Hawaii

Archimedes, Sicily Italy

Fig. 5.10 - Ejemplos del uso de plantas de generación térmica funcionales en islas [166],[167].

En el presente trabajo, se plantea agregar una componente más de energía renovable. Esta nueva componente será suministrada por una planta de generación de energía solar térmica de 1 MW.

### 5.3.3.- Descripción del modelo del sistema híbrido.

El sistema de generación eléctrica de la Isla San Cristóbal es un sistema híbrido formado por siete generadores de combustión interna que actualmente registra una potencia efectiva instalada de 7.35 MW y tres aerogeneradores de 800 kW que sumadas las potencias tiene una capacidad total de 2400 kW; también está incorporado a la red un sistema fotovoltaico de 10 kW. En la figura 5.11 se observa el esquema del sistema de generación eléctrica de la isla.

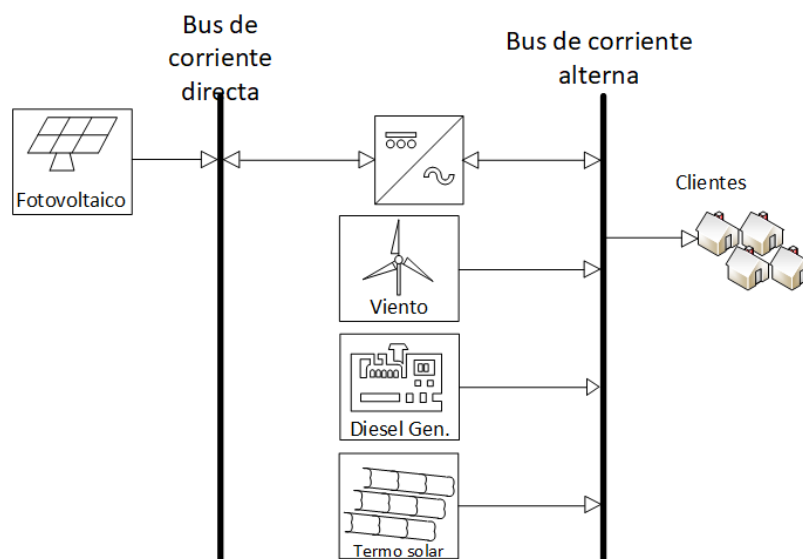


Fig. 5.11 - Sistema híbrido que se encuentra funcionando en la isla San Cristóbal.

En el presente estudio propone incorporar un sistema de colectores distribuido (DCS) de 1000 kW. Como se muestra en la figura 5.12, la potencia suministrada por las fuentes renovables (PR), se calcula a partir de las series temporales de entrada de la velocidad del viento  $H\_Wind$  y la radiación solar  $H\_Solar$ . Adicional, las temperaturas de entrada  $Tin\_SCF$  y salida  $H\_Tout\_SCF$  del sistema de colectores solares, la temperatura ambiente  $H\_Tamb$  y la temperatura a la salida del tanque de almacenamiento  $H\_Txout2$  que ingresan al DCS, son obtenidas mediante la simulación del campo de colectores solares (SCF).

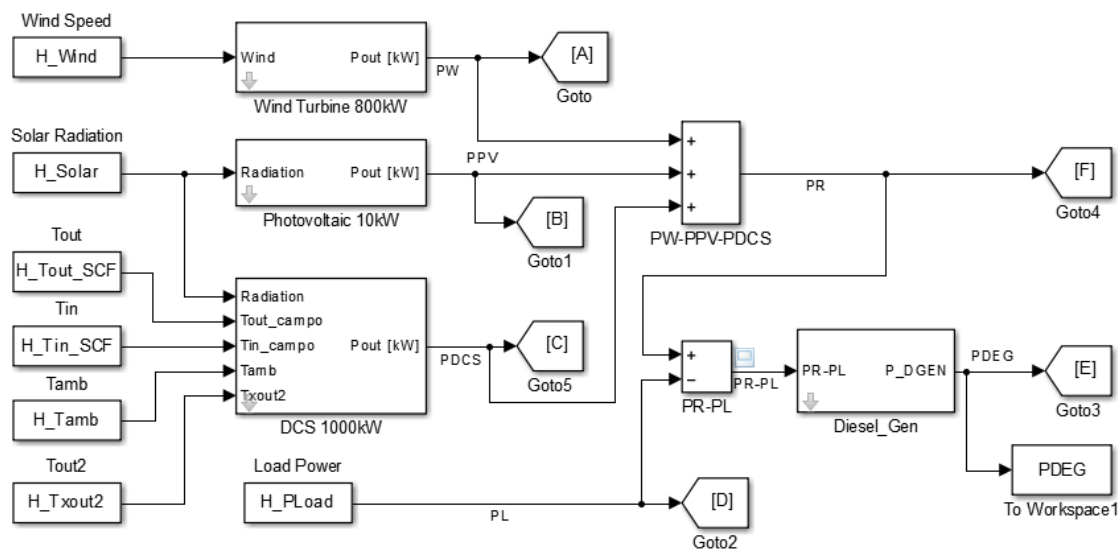


Fig. 5.12 - Diagrama de bloques de la propuesta del sistema híbrido incorporando una planta de generación térmica

La potencia neta PR-PL es la diferencia entre la potencia renovable PR y la potencia solicitada por la carga PL. La energía renovable PR no es capaz de abastecer la demanda de los usuarios en la isla San Cristóbal, esta es inyectada al sistema que funciona con el Generador de Diésel. PR es un aporte para la disminución del consumo de combustibles en la isla.

Para la simulación de la carga, se ha utilizado el consumo medio per cápita 1.143 kWh/hab [168], para una familia compuesta por cinco miembros que alcanza un consumo de 476 kWh/mes, la curva característica de la carga residencial se muestra en la figura 5.13 [169]. La carga se caracteriza por un consumo máximo de 1.4 kW, un promedio de 0.66 kW y un consumo mínimo de 0.25 kW.

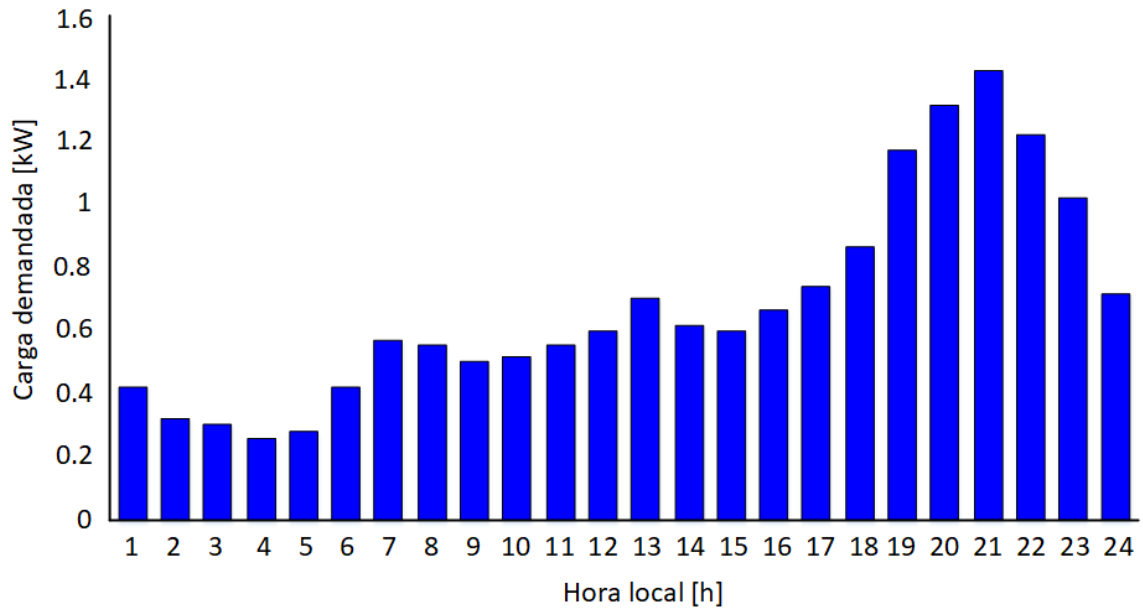
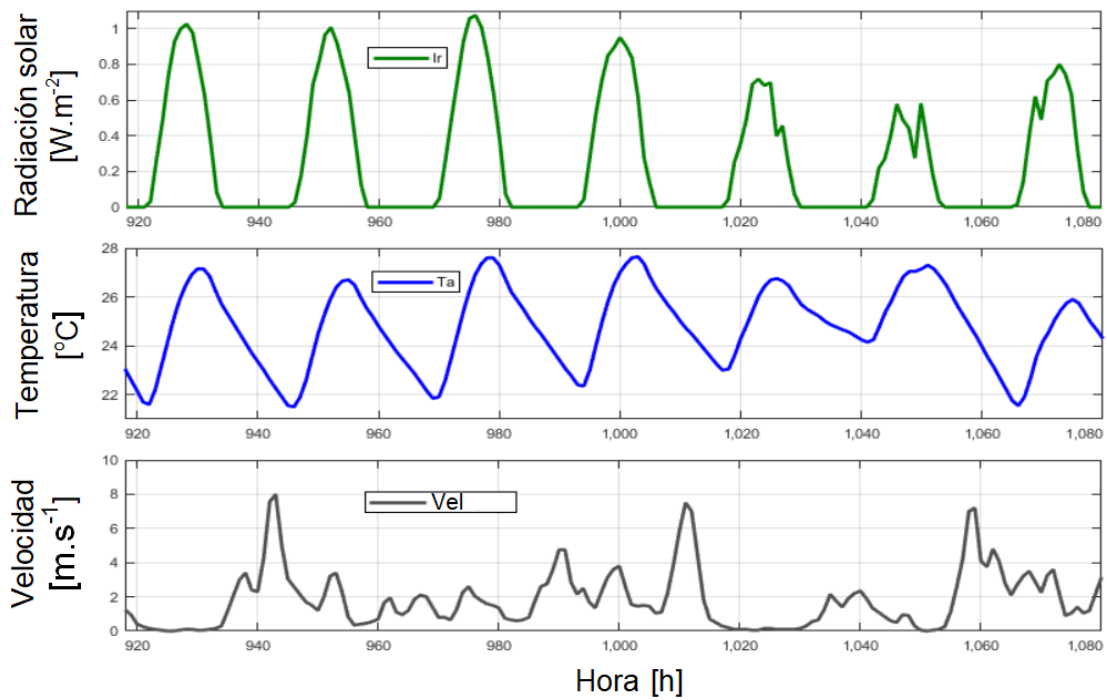


Fig. 5.13 - Consumo residencial por hora.

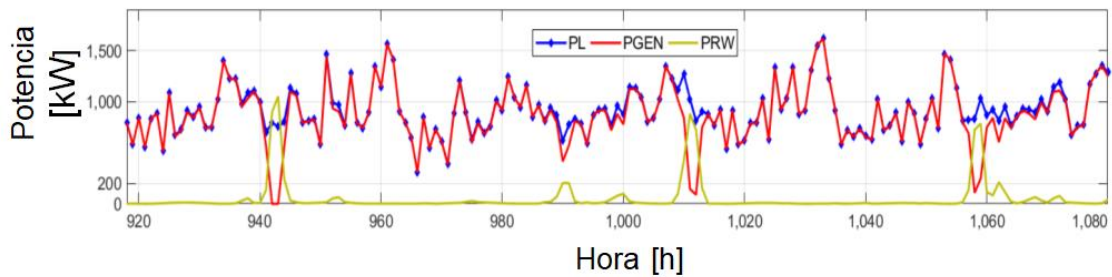
Una serie temporal basada en este perfil se utiliza como entrada de carga  $H\_Pload$  de los sistemas híbridos. Los datos meteorológicos reales de la irradiación solar y la velocidad del viento a intervalos de una hora durante un año. Estos datos se obtienen de la NASA [170]. El generador fotovoltaico y el DCS utilizan estos datos como entrada  $H\_Solar$  para simular y optimizar el sistema.

### 5.3.4.- Análisis y discusión de los resultados

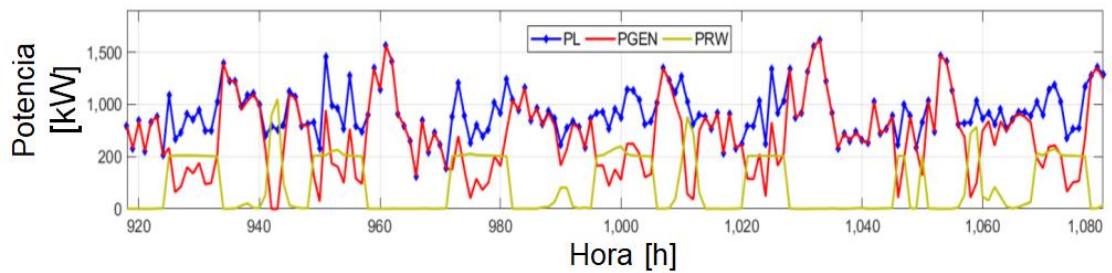
Los resultados se centran en el rendimiento del sistema aislado en diferentes parámetros meteorológicos de la Isla San Cristóbal (latitud 0.87 °S y longitud 89.44 °O). Como muestra en las figuras 5.14 y 5.15, se toman resultados de 7 días para presentar el rendimiento del sistema híbrido en invierno (del 8 al 14 de febrero) y en verano (del 13 al 19 de julio). En la figura 5.14 a) se presenta las características meteorológicas reales (entradas al sistema) obtenidas de la NASA de la irradiación solar ( $I_r$ ), la velocidad del viento (Velocidad) y temperatura ambiente ( $T_a$ ), de la isla San Cristóbal en invierno. En 5.14 b), Se muestran los resultados de la potencia de consumo de los usuarios de la isla ( $PL$ ), generada por el generador de diésel ( $PGEN$ ) y del sistema híbrido ( $PRW$ ). Para  $PRW$  en esta prueba no tiene incorporado el sistema termosolar, por lo tanto, se puede apreciar que la potencia aportada es por la energía eólica y solo alcanza su máxima eficiencia en ciertas horas del día. Al no ser una fuente constante de energía el generador de diésel debe compensar el consumo de la carga por varias horas al día.



a) Entradas del sistema radiación solar, temperatura ambiente y velocidad del viento.



b) Resultados de la generación sin incluir el sistema termosolar

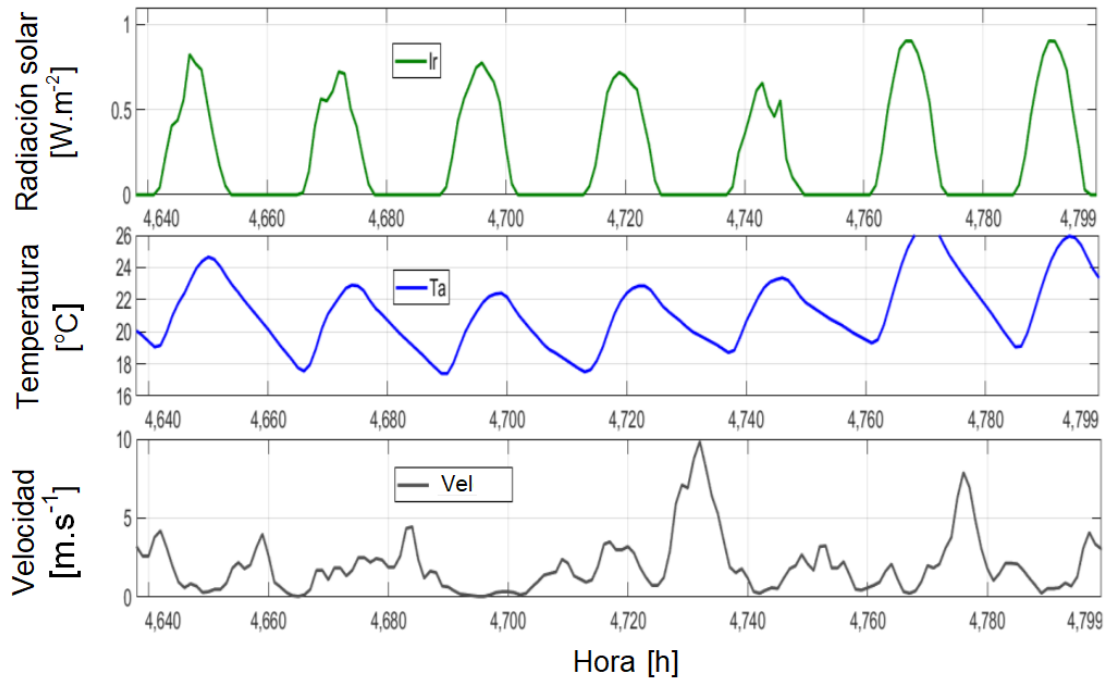


c) Resultados de la generación adaptando el sistema termosolar

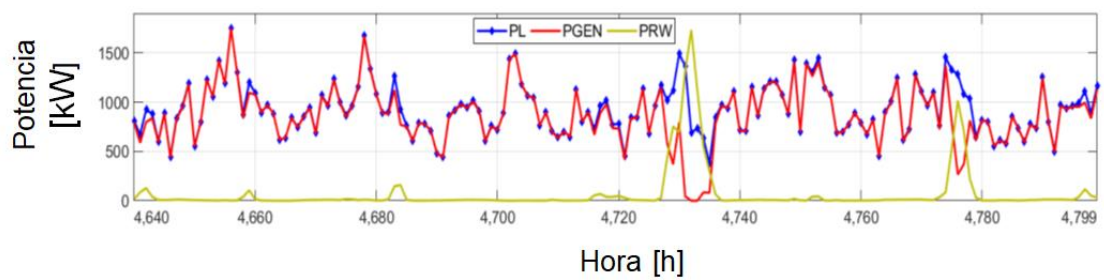
Fig. 5.14 - Resultados de las pruebas sin o con incorporación de la planta generadora termosolar en Invierno

En la figura 5.15 a) se presenta las características meteorológicas reales (entradas al sistema) obtenidas de la NASA de la irradiación solar ( $Ir$ ), la velocidad del viento ( $Velocidad$ ) y temperatura ambiente ( $Ta$ ), de la isla San Cristóbal en verano. En 5.15 b), Se muestran los resultados de la potencia de consumo de los usuarios de la isla ( $PL$ ), generada

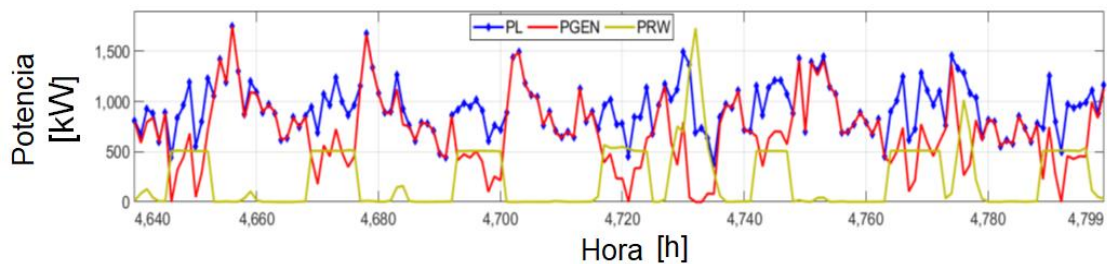
por el generador de diésel (*PGEN*) y del sistema híbrido (*PRW*). Para *PRW* en esta prueba es incorporado el sistema termosolar, y se puede apreciar como la potencia aportada por la energía solar durante el día y la almacenada por el tanque en la noche aporta aproximadamente entre 6 y 8 horas de energía. Es hace que *PGEN* disminuya sus horas de trabajo.



a) Entradas del sistema radiación solar, temperatura ambiente y velocidad del viento.



a) Resultados de la generación sin incluir el sistema termosolar



a) Resultados de la generación adaptando el sistema termosolar

Fig. 5.15 - Resultados de las pruebas sin o con incorporación de la planta generadora termosolar en Verano

## 5.4.- Optimización del sistema híbrido

El presente capítulo describe el desarrollo de un modelo de programación matemática para optimizar el funcionamiento diario del sistema híbrido aerogenerador WT, fotovoltaico PV, generador de diésel DG propuesto con sistemas de Colectores Distribuidos DCS. El enfoque de optimización tiene como objetivo minimizar la función de coste de operación en función de los requisitos energéticos de la carga L, así como a las restricciones operativas de la DG y del DCS. Considerando un horizonte temporal corto, no se tienen en cuenta los costes de funcionamiento de operación diaria del DCS, PV y la WT, por lo que sólo se considera el coste del combustible consumido. Por lo tanto, el objetivo principal del algoritmo de control desarrollado es minimizar el coste de operación del DG mientras maximizar el uso de DCS, PV y la WT en el proceso de generación de electricidad. La no linealidad en la fluctuación de la demanda de carga L, la no linealidad de la curva de consumo de combustible del DG, así como los límites de funcionamiento del DCS han sido considerados en el modelo desarrollado para el caso del sistema híbrido de la isla San Cristóbal. Para encontrar la solución del problema de optimización se emplean valores de los parámetros estimados establecidos, como se muestra en la figura 5.16.

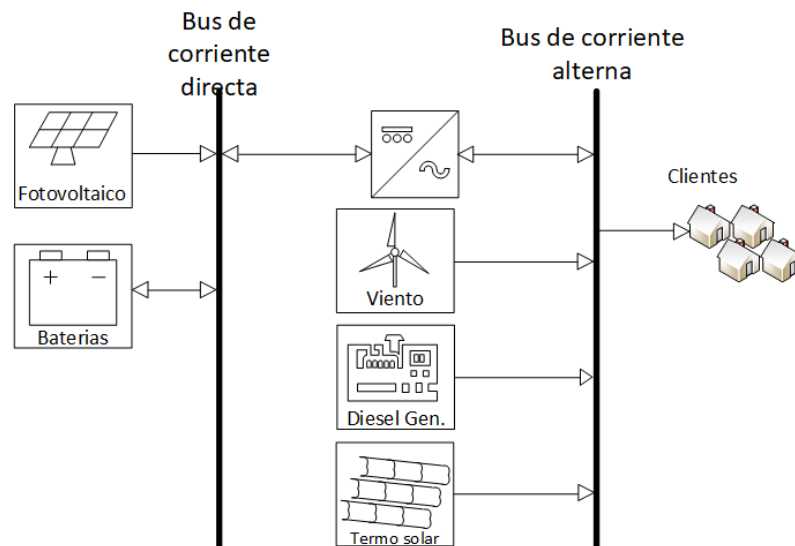


Fig. 5.16 - Propuesta de diseño del sistema híbrido.

Para estimar los parámetros, se formuló un problema de optimización mediante la herramienta Simulink Design Optimization (SDO) de MATLAB, en trabajos de investigación como se muestran en [171-176] se puede apreciar el uso de la herramienta SDO para encontrar los puntos óptimos de sistemas híbridos de energía renovables y no renovables en microgrids. El SDO ajusta los valores de las variables de diseño para

satisfacer los objetivos y las restricciones especificadas. La formulación exacta de la optimización depende del método de optimización que se utilice como Genetic algorithm, Latin hypercube y Nelder – Mead.

#### 5.4.1.- Genetic algorithm

El Genetic algorithm o algoritmo genético (GA) es uno de los algoritmos de optimización más utilizados en sistemas renovables. El GA emplea funciones multiobjetivo para optimizar el consumo de combustible de un generador diésel o reducir el tamaño de la batería. Se deben establecer diferentes pesos según la importancia de cada objetivo, transformando el problema de optimización multiobjetivo en un simple problema de optimización de un solo objetivo como se aprecia en (5.18) [177-179].

$$\begin{aligned} \min J = & \omega_1 f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) + \omega_2 f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) + \dots \\ & + \omega_k f_k(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{aligned} \quad (5.18)$$

Sujeto a:

$$g_i(x) \leq 0, i)1,2, \dots,$$

Donde  $f_1, f_2, \dots, f_k$  son los objetivos de optimización;  $g_i(x)$  es una función de restricción;  $\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_k$  son los pesos correspondientes, y la suma total de los pesos es 1.

#### 5.4.2.- Latin hypercube

Es un método estadístico para generar una muestra casi aleatoria de los valores de los parámetros de una dimensión multidimensional, la ventaja de este método es que tiene un menor coste computacional que otras técnicas de optimización [180]. Este algoritmo funciona formalmente como se presenta en la ecuación (5.19). Sea  $\{\pi_k\}$ ,  $k = 1, \dots, n$  la permutación aleatoria independiente de  $\{1, \dots\}$  en la que todos los puntos están distribuidos en  $N$  combinaciones posibles. Los puntos de muestreo aleatorio están en el intervalo  $[0,1]$ .

$$x_i^k = \frac{\pi_k(i) - 1 + U_i^k}{N}, i = 1, \dots, N, k = 1, \dots, n \quad (5.19)$$

#### 5.4.3.- Nelder–Mead

Es un método en el que se utiliza un método simplex descendente para encontrar un extremo local (mínimo o máximo) de una función objetivo en un espacio multidimensional. A diferencia de los métodos anteriores, con esta técnica es posible optimizar el tamaño de

un sistema renovable mediante la convergencia del sistema en determinadas condiciones [181]. Este proceso genera una secuencia de triángulos en los que la función objetivo se hace más pequeña hasta que está dentro del rango aceptado por el usuario, el algoritmo encuentra un punto de reflexión, expansión y contracción hasta encontrar el mínimo óptimo de la función objetivo dada (5.20) y (5.21).

$$x_1^{k-1}, x_2^{k-1}, \dots, x_{dim}^{k-1}, x_{dim+1}^{k-1} k \geq 1 \quad (5.20)$$

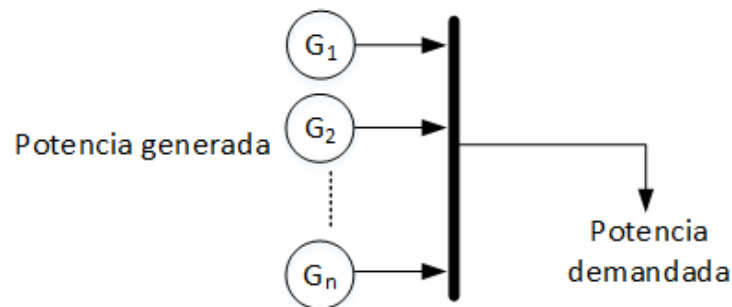
Sujeto a

$$f(x_1^{k-1}) \leq f(x_2^{k-1}) \leq \dots \leq f(x_{dim}^{k-1}) \leq f(x_{dim+1}^{k-1}) \quad (5.21)$$

#### **5.4.4.- Problema de optimización**

En este trabajo se busca la optimización del coste operativo de 24 horas de la central eléctrica híbrida propuesta. Para ello, se formuló un problema de optimización, a través de la minimización del coste de operación que resulta de la energía suministrada a la carga, considerando las principales restricciones operativas de cada uno de los componentes del sistema híbrido. La solución de este problema proporciona una estrategia operativa a seguir por el DG, el DCS y las unidades de aerogeneradores y sistemas fotovoltaicos durante las 24 horas.

El sistema híbrido es planteado como un flujo de potencia como, se aprecia en la figura 5.17, sin importar si la generación es por energías renovables o combustibles, todas las potencias llegan a una barra y se suministra a la demanda de los usuarios. Se establece que, para el flujo de potencia, la potencia generada  $P_G$  debe ser mayor que la potencia demanda  $P_L$  ecuación (5.22); por lo tanto, una restricción en el sistema se plantea en ecuación (5.23) donde el balance de las sumatorias de las potencias generadas (renovables y no renovables) debe ser mayor a la sumatoria de demandas.



*Fig. 5.17 - Diagrama de flujo del procedimiento de simulación y optimización.*

$$P_{D \geq} P_L \quad (5.22)$$

$$\sum P_L \geq \sum P_L \quad (5.23)$$

Para cada generador se cumplen las funciones de costo  $CP_G$  ecuación (5.24).

$$CP_G = aP_G^2 + bP_G + c \quad (5.24)$$

Donde  $a, b, c$  son las propiedades del generador

Se resuelve el siguiente problema de optimización planteando una función objetivo por la ecuación (5.25).

Minimizar:

$$\min Z = \sum_{i=1}^{n_{Gr}} (aP_{Gr(i)}^2 + bP_{Gr(i)} + c) + \sum_{i=1}^{m_{Gnr}} (aP_{Gnr(i)}^2 + bP_{Gnr(i)} + c) + \sum_{k=1}^{o_{Bess}} C_k P_{Bat} \quad (5.25)$$

Sujeto a las ecuaciones (5.26) a (5.29):

$$\sum P_{Gr} + \sum P_{Gnr} + \sum P_{Bat} \geq P_L \quad (5.26)$$

$$\sum P_{Gr}^{carat.} \leq P_{Gr}^{max} \quad (5.27)$$

$$\sum P_{Gnr}^{carat.} \leq P_{Gnr}^{max} \quad (5.28)$$

$$\sum P_{Bat}^{carat.} \leq P_{Bat}^{max} \quad (5.29)$$

Nomenclatura	Descripción
<i>carat.</i>	Variables meteorológicas, características de los generadores
<i>max</i>	Potencia máxima instalada
<i>Gr</i>	Generación con energías renovables
<i>Gnr</i>	Generación con energías no renovables
<i>n</i>	Cantidad de generadores

### 5.4.5.- Implementación del problema de optimización

Para el desarrollo se plantea que la demanda de energía de la carga sea cubierta principalmente con el sistema DCS. Cuando hay energía más que suficiente para abastecer la carga directamente desde el DCS, no se necesita energía suplementaria; por lo tanto, el excedente de energía generada se almacena en tanques de sales (energía térmica) y en las baterías la potencia en Vatios. Sin embargo, cuando la energía es insuficiente para suministrar la carga directamente por el DCS, la energía adicional se obtiene del viento y la radiación solar desde los aerogeneradores y el sistema fotovoltaico. Si el DCS, el grupo aerogeneradores y el sistema Fotovoltaico no pueden responder a la demanda de energía de la carga, el grupo de DG se enciende, como último recurso, para equilibrar la escasez de energía que necesita la carga. El diagrama de flujo que ilustra el procedimiento de simulación y optimización se presenta en la figura 5.18.

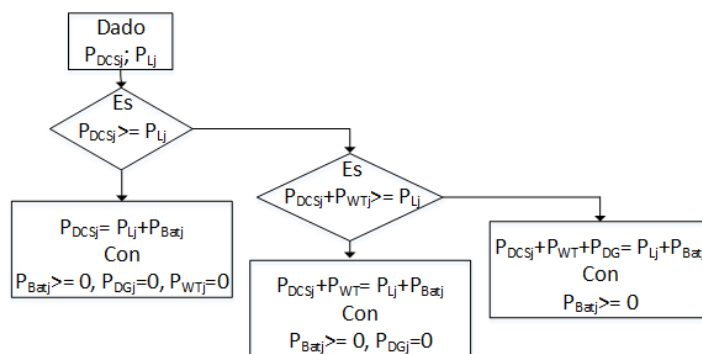


Fig. 5.18 - Diagrama de flujo del procedimiento de simulación y optimización.

Donde  $P_{DCS}$  es la potencia entregada por el sistema de colectores distribuidos.  $P_L$  es la potencia consumida o demandada por los usuarios.  $P_{Bat}$  es la Potencia que las baterías almacenan o entregan al sistema híbrido.  $P_{WT}$  es la potencia producida por los aerogeneradores y  $P_{DG}$  es la potencia suministrada por los generadores a diésel.

La solución del problema de optimización será encontrar los valores ideales de los parámetros estimados establecidos como la potencia que debe entregar cada sistema de generación o la cantidad de dispositivos que conforma los sistemas, como se muestra en la figura 5.19. Las variables para optimizar, en el sistema fotovoltaico es la capacidad de potencia  $P_{PV}$ . En el sistema de aerogeneradores es el número de aerogeneradores que funcionarían  $N_{WT}$ . Con las potencias renovables sumadas y realizando la diferencia con la potencia de la demanda  $P_L$  se establece la cantidad de baterías  $N_{Bat}$  del BESS necesarias para abastecer al sistema. Finalmente, es necesario conocer la cantidad de

generadores de combustión N\_DG que deben trabajar para entregar potencia al sistema en el caso de tener condiciones atmosféricas irregulares que disminuyan la potencia del sistema renovable.

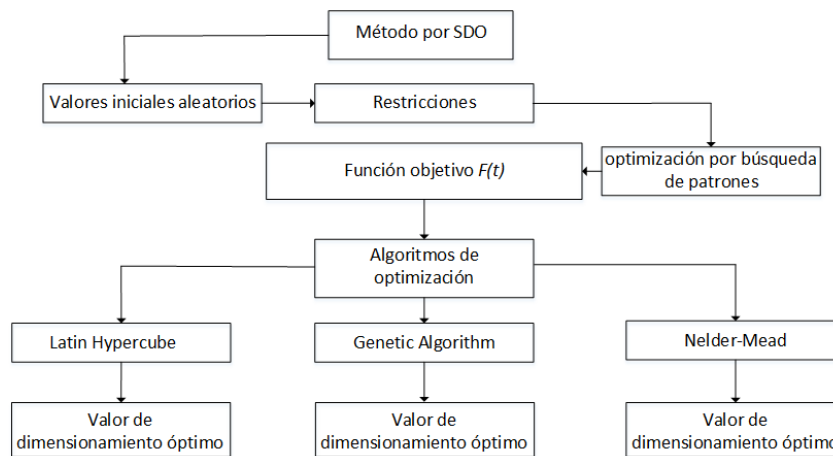


Fig. 5.19 - Diagrama de flujo del método de búsqueda de patrones en la optimización de diseño de Simulink (SDO).

En los valores aleatorios iniciales,  $P_{PV}$  es la potencia base fotovoltaica de 950 kW,  $P_{WT}$  es la potencia base del sistema de aerogeneradores 800 kW,  $P_{BAT}$  es la energía entregada por las baterías de 330 kWh y  $P_{DG}$  es la potencia base del grupo de generador a combustión de 1700 kW. En el sistema de aerogeneradores, el sistema DCS no será incorporado al análisis, debido a que el sistema planteado de acuerdo con las condiciones meteorológicas se plantea que entregue 1 MW y si la radiación solar es baja es preferible no proporcionar electricidad. En la tabla 5.2 son presentados los valores para el diseño de las variables.

Tabla 5.2 - Datos de las variables ingresadas al SDO de Simulink

Sistema de generación	Valor inicial	Restricciones	
		Mínimo	Máximo
WT	800 kW	800 kW	2400 kW
DG	1700 kW	1700 kW	9759 kW
PV	950 kW	100 kW	950 kW
DCS	1000 kW	1000 kW	1000 kW
Bat	660 kWh	300 kWh	660 kWh

Variable para optimizar	Valor inicial	Restricciones	
		Mínimo	Máximo
N_DG	2	1	7
N_Bat	660	100	660
P_PV	952	100 kW	952 kW
N_WT	3	0	3

Las restricciones propuestas son consideradas con base en las potencias y dimensiones que la infraestructura que cada sistema necesita para ser instalada. Debido a ser reserva de flora y fauna, la isla San Cristóbal al igual que las demás islas del archipiélago de las Galápagos no pueden verse afectadas por construcciones o edificaciones.

Como ejemplos de lo expresado, el tamaño de 3 Hectáreas y ubicación del sistema de aerogenerador que está instalado en la isla se ve delimitado por interferir con el paso migratorio de aves protegidas. Es necesario mencionar que los sistemas PV y DCS propuestos no están instalados; estos, son parte del análisis de la optimización. Para el sistema fotovoltaico, se toma como referencia el sistema instalado en la isla Isabela [182 - 186] (figura 5.20); está formado por un sistema combinado de paneles fotovoltaicos, baterías y un sistema de ciclo combinado que ocupa un espacio de 2.3 Hectáreas. Estas dimensiones, pueden replicadas en las zonas habitadas de la isla San Cristóbal evitando talar vegetación. Finalmente, las dimensiones del campo DCS tomando referencia de plantas termosolares de 1 a 4 MW que están funcionando en la actualidad, ocupan entre 2 y 14 Hectáreas.



*Fig. 5.20 - Proyecto planta de energía híbrida Isla Isabela, Galápagos.*

Una segunda prueba es implementada con el objeto de dotar de energía almacenada por la noche a través del sistema BESS. Para ello se establecen los siguientes datos de las variables de ingreso al SDO. En la tabla 5.3 se puede observar la propuesta de cantidad del número de baterías para iniciar la optimización y que el sistema sea capaz de disminuir el uso de los generadores a diésel por las noches.

Tabla 5.3 – Datos de las variables ingresadas al SDO considerando un incremento en el campo de baterías BESS.

Sistema de generación	Valor inicial	Restricciones	
		Mínimo	Máximo
WT	800 kW	800 kW	2400 kW
DG	1700 kW	1700 kW	9759 kW
PV	950 kW	100 kW	950 kW
DCS	1000 kW	1000 kW	1000 kW

Variable para optimizar	Valor inicial	Restricciones	
		Mínimo	Máximo
N_DG	2	1	7
N_Bat	5000	660	7000
P_PV	952	100 kW	952 kW
N_WT	3	0	3

La figura 5.21 muestra el esquema en bloques de SIMULINK el modelo del sistema propuesto. También es incorporado el bloque “Check custom bounds” (SDO) donde son ingresados los valores de potencias y número de elementos de cada sistema como fue mencionado previamente. Los datos denominados “entradas” son obtenidos de programas comerciales y convertida en hojas de datos para ser ingresados mientras a la interfaz de MatLab para el análisis con los algoritmos de optimización.

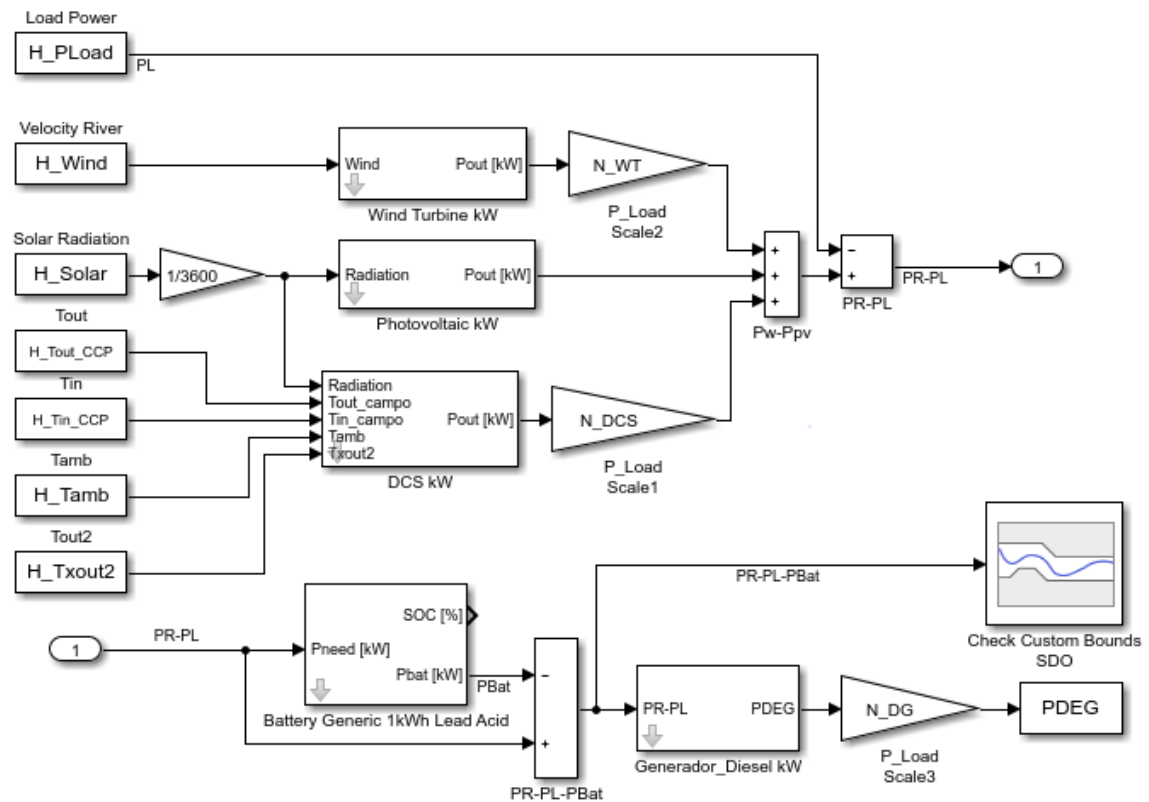


Fig. 5.21 - Diagrama de bloques implementado en la optimización de diseño de Simulink (SDO).

La figura 5.22 muestra los datos meteorológicos reales para la irradiación solar, temperatura ambiente y velocidad producida en un año en intervalos de 1 hora. Los datos son obtenidos mediante los softwares comerciales como el HOMER o datos abiertos al público como la página de la NASA. El generador fotovoltaico, el campo DCS y el sistema de aerogeneradores utilizan estos datos como entrada  $H_{Solar}$ ,  $H_{Wind}$  y  $H_{Tamb}$  para simular y optimizar el sistema.

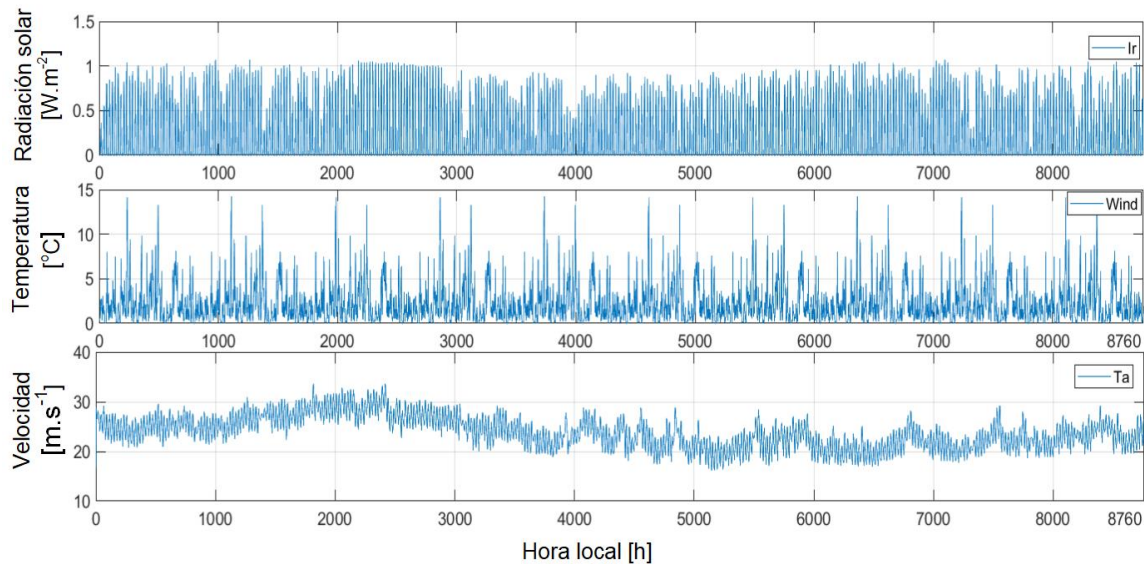


Fig. 5.22 - Irradiación, velocidad de viento y temperatura ambiente implementado en las simulaciones del sistema híbrido

#### 5.4.6.- Resultados de la simulación y discusión

La solución propuesta incorpora un sistema híbrido de sistemas renovables incorporado al sistema de generación de combustión interna actual en isla San Cristóbal del archipiélago de las Galápagos debido a problemas por su ubicación geográfica. La tabla 5.4 muestra los resultados del dimensionamiento óptimo encontrado utilizando el método de búsqueda de patrones SDO que ajusta los parámetros de cantidad de equipos y potencia a través de los métodos Genetic algorithm, Latin hypercube y Nelder-Mead.

Continuando en la tabla 5.5 son mostrados los resultados de los componentes necesarios para implementar el sistema híbrido. Las figuras 5.23 y 5.24 muestran el comportamiento del generador diésel (encendido – apagado), la operación y la potencia máxima (kW) entregados para cubrir con la demanda al momento de no existir radiación

solar o fuerza del viento. El siguiente análisis se basa en el caso 2, donde el sistema de baterías BESS abastece por las noches de energía a la carga.

Mediante el algoritmo de Nelder - Mead, la energía entregada es de 11690000 kWh/año. Después de evaluar el sistema con los tres algoritmos del bloque SDO, el mejor rendimiento de la batería alcanza un SOC mínimo de 30.48% usando Genetic algorithm, 30.72% usando Latin hypercube y 33.72% usando Nelder-Mead. En consecuencia, el algoritmo Nelder-Mead optimiza el sistema para un menor uso del grupo de generadores de diésel, pero utiliza una cantidad mayor de baterías.

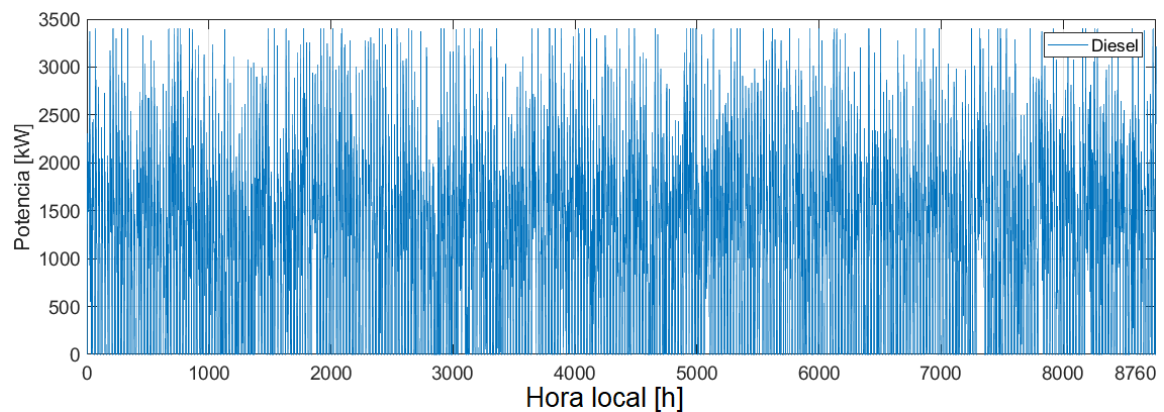


Fig. 5.23 - Funcionamiento del generador diésel

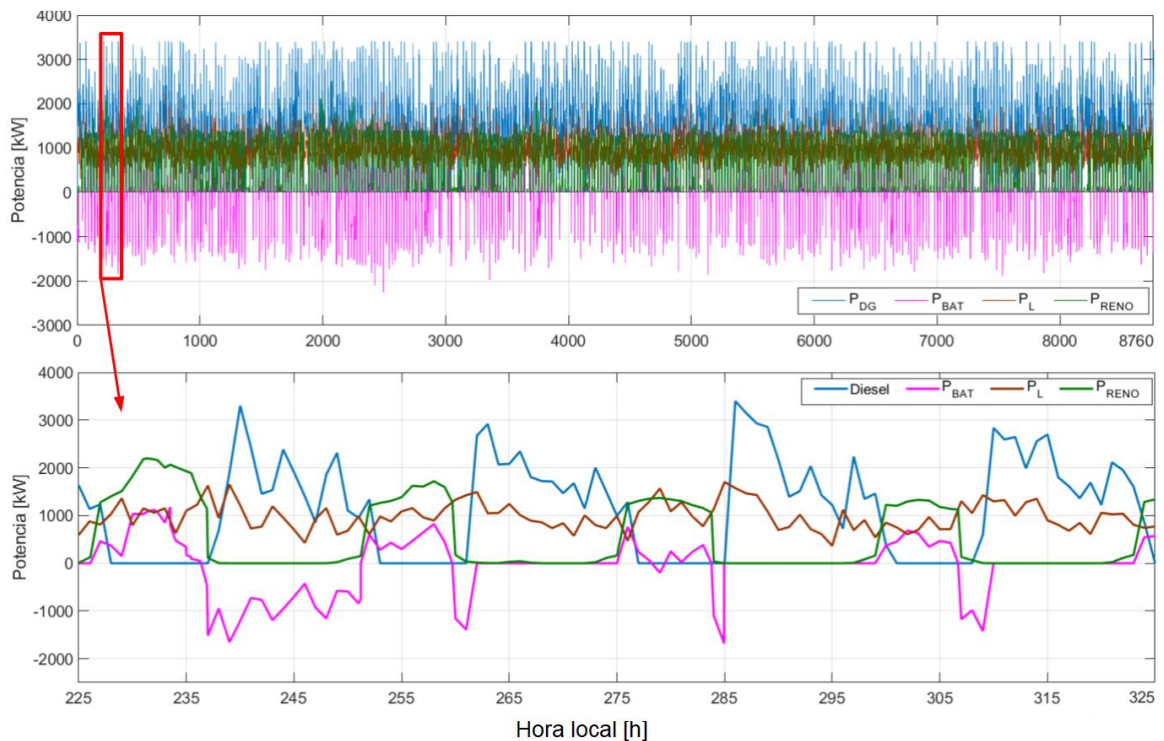


Fig. 5.24 - Curvas resultantes de las potencias del generador de diésel, BESS, carga demandada y energías renovables en las simulaciones del sistema híbrido

*Tabla 5.4 – Resultados de la potencia y cantidad de equipos necesarios para el sistema híbrido*

Caso 1. Sistema de BESS con capacidad de almacenamiento de 660kWh			
Variable para optimizar	Genetic algorithm	Latin hypercube	Nelder – Mead
N_DG	2.25	2.20	2
N_Bat	353.49	431.06	660
N_WT	2.97	2.99	2.5
P_PV (kW)	362.86	199.09	952

Caso 2. Sistema de BESS considerado para suplir de energía por la noche			
Variable para optimizar	Genetic algorithm	Latin hypercube	Nelder – Mead
N_DG	6	3	2
N_Bat	4938	4691	6536
N_WT	1	1	1
P_PV (kW)	274	556	440

*Tabla 5.5 – Resultados del tamaño del BESS necesarios para cubrir dos casos propuestos*

Caso 1. Sistema de BESS con capacidad de almacenamiento de 660kW			
Variable para optimizar	Genetic algorithm	Latin hypercube	Nelder – Mead
Energía WT (kWh/año)	4700000	4576000	3374000
Generador Diésel (kWh/ año)	15500000	15790000	15290000
Potencia PV (kWh/ año)	4550000	2799000	5916000
DCS (kWh/ año)	27020000	28240000	17840000
Capacidad Batería (kWh)	-903	-1102	-1633
Batería media SOC (%)	361	362.8	263.8
Mínimo de batería SOC (%)	19.78	19.25	19.36

Caso 2. Sistema de BESS considerado para suplir de energía por la noche			
Variable para optimizar	Genetic algorithm	Latin hypercube	Nelder - Mead
Energía WT (kWh/año)	550000	555800	545100000
Generador Diésel (kWh/ año)	38080000	16600000	11690000
Potencia PV (kWh/ año)	1013000	1802000	1491000
DCS (kWh/ año)	6092000	5497000	5618000
Capacidad Batería (kWh)	-123900	-12420	-16530
Batería media SOC (%)	67.66	70.49	66.8
Mínimo de batería SOC (%)	30.48	30.72	33.72

## **5.5.- Conclusiones**

Implementar sistemas híbridos autónomos en la generación de electricidad para poblaciones aislados o lugares protegidos por su flora y fauna muestran ser más económicos con el paso del tiempo y aportan a la disminución de la huella de carbono; también muestran ser confiables y con el avance de nuevas tecnologías inyectan energía en horas de la noche como los sistemas termosolares con sales de almacenamiento y sistemas de baterías.

Mediante los algoritmos implementados se demuestra que el sistema abastece de energía limpia y segura, disminuyendo el uso de los generadores de diésel mostrando que la propuesta es segura a pesar de la irregularidad de las variables meteorológicas. Como se estimó, una de las restricciones para la implementación del sistema híbrido es la dimensión de las instalaciones, debido a la condición de zona silvestre protegida que tiene la isla, deben ser afectadas lo menor posible al construir los sistemas estudiados como el sistema PV y termosolar DCS.

El análisis de los resultados de la selección del BESS nos indica que debe ser de mayor capacidad de almacenamiento en las baterías comparado con el sistema existente en la Isla Isabela. Además, utilizar el algoritmo Nelder Mead brindó una mejor respuesta en el funcionamiento de generador diésel que los otros algoritmos.

En los siguientes capítulos se evaluará una correcta intervención de las energías renovables y no renovables para el sistema híbrido mediante estudios de energy management system o EMS.

## **CAPÍTULO 6: SISTEMA DE GESTIÓN ENERGÉTICA (EMS) PARA MICROGRIDS**

---

En este capítulo se presenta un sistema de gestión de energía horaria EMS para un sistema de energía renovable (HRES). El HRES propuesto se compone de sistema híbrido aerogenerador (WT), paneles solares fotovoltaico (PV), un generador de diésel (DG) y un sistema de Colectores Distribuidos (DCS), como fuentes de energía primaria. A su vez, un sistema de almacenamiento de energía (ESS), que es un subsistema de baterías. El aerogenerador, los paneles fotovoltaicos y el sistema DCS están hechos para trabajar en el punto de máxima potencia, mientras que la batería actúa como almacenamiento. El EMS utiliza controladores inteligentes basados en reglas y optimizadores para satisfacer la energía demandada por la carga y mantener el estado de carga (SOC) de la batería entre ciertos márgenes objetivo, al tiempo que intenta optimizar el coste de utilización y la vida útil del BESS. Como se aprecia en la figura 6.1, entre los EMS basados en optimización, constan la programación dinámica (DP), Genetic algorithm (GA), Programación no lineal entera, (MNIP), modelo de control predictivo (MPC), tabla de consulta (LUTs), Redes neuronales artificiales (ANN) y aprendizaje reforzado (RL) [187], [188].

Los resultados de la simulación muestran que el control basado en optimización cumple los objetivos establecidos para el EMS del HRES, y consigue un ahorro total de costes del 23.5% respecto a otros EMS más sencillos basados en estados de control.

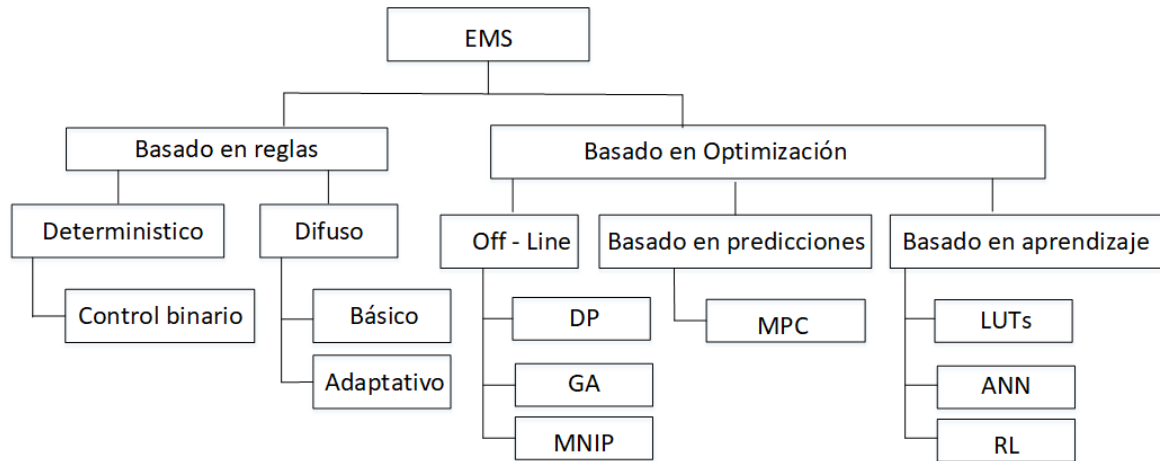


Fig. 6.1 - Clasificación de los EMS

## 6.1.- Introducción

El continuo crecimiento del consumo de energía en el mundo, junto con el cambio climático y la limitación real de los combustibles fósiles, ha aumentado la importancia de las fuentes de energía renovables. A su vez, aún existen lugares en el mundo desabastecidos de electricidad, debido a que son zonas protegidas por su flora y fauna o son lugares de difícil acceso al tendido eléctrico por su ubicación geográfica. Los sistemas híbridos de energías renovables HRES son una opción viable para reducir el impacto de los problemas actuales planteados [189]. En la figura 6.2 es presentado el diagrama para la propuesta del sistema híbrido, donde la regulación de las potencias se las realiza a través de señales de comando PWM analógico a señales de comando de pulsos e inversor para alimentar la carga.

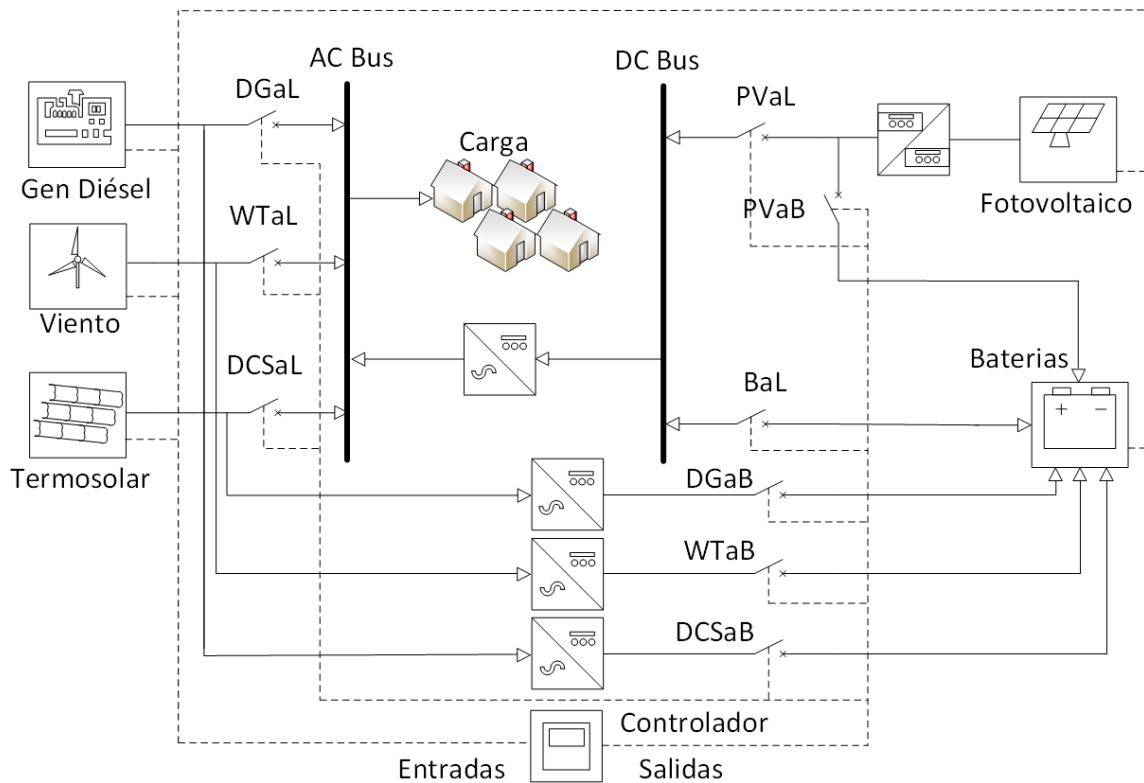


Fig. 6.2 - Diagrama de la propuesta del sistema híbrido

Los HRES suelen estar formados por un sistema fotovoltaico PV y/o aerogeneradores WT, y uno o varios sistemas de almacenamiento BESS. Los sistemas híbridos basados en paneles fotovoltaicos y aerogeneradores tienen una larga vida útil y normalmente un bajo coste de mantenimiento [190]. Sin embargo, como la radiación solar y la fuerza del viento son parámetros incontrolables, se necesitan sistemas BESS para evitar las fluctuaciones de energías producidas por las variables meteorológicas [191 - 193]. Como se aprecian en las referencias [194] y [195] las alternativas más comunes de BESS son los sistemas con baterías y supercondensadores. Esta configuración mejora la respuesta dinámica del sistema, pero disminuye la capacidad de almacenamiento de energía en comparación con los sistemas de hidrógeno compuestos por pilas de combustible (FC), electrolizador (LZ) y depósito de hidrógeno; estos pueden estabilizar el flujo de energía de las fuentes de energía renovable, y es muy útil para el transporte y las aplicaciones en sistemas aislados de la red [196]. Las tendencias actuales de los sistemas híbridos basados en FC se detallan en la Ref. [197].

Por otro lado, se necesita una gestión energética adecuada para satisfacer la demanda de energía de la carga cuando los sistemas PV y WT no puedan producir energía durante un determinado periodo de tiempo. Las referencias [198 - 201] muestran algunos ejemplos

de EMS, cuyo objetivo era comprobar el rendimiento del HRES cada hora y durante largos periodos, por ejemplo, meses, años o incluso durante la vida útil prevista del HRES. En referencia [198], los autores presentaron tres EMS para un sistema eléctrico autónomo basado en un sistema fotovoltaico, un WT, una batería y un sistema de hidrógeno. Las simulaciones se realizaron a lo largo de cuatro meses, con un intervalo de tiempo de una hora.

La misma configuración se utilizó en la referencia [199], en la que las simulaciones evaluaron el rendimiento del EMS durante un día. Un EMS óptimo para un sistema híbrido PV-batería se presentó en la referencia. [200] para alimentar la potencia demandada con simulaciones de un año. En la referencia [201] se presentaron tres EMS sencillos para un sistema híbrido autónomo PV-WT-hidrógeno, en este los autores mostraron los resultados durante cortos periodos de tiempo.

Sin embargo, en todos estos trabajos, los costes de utilización de los elementos o un análisis de sus costes no se consideró en el EMS. En la referencia [202] para optimizar la generación de energía, el EMS no tuvo en cuenta los costes, pero los autores desarrollaron una variable económica para evaluar el coste de capital del HRES. Un análisis económico de un EMS horario se desarrolló en la referencia [203]. En este caso, el HRES estaba compuesto por sistemas de WT e hidrógeno, y las simulaciones se realizaron bajo diferentes escenarios y con un intervalo de tiempo de una hora. Un EMS para HRES con almacenamiento de hidrógeno se presentó en la referencia [204]. En este trabajo el coste de utilización de las fuentes de energía y algunos de los parámetros utilizados en el EMS se calculó mediante algoritmos genéticos.

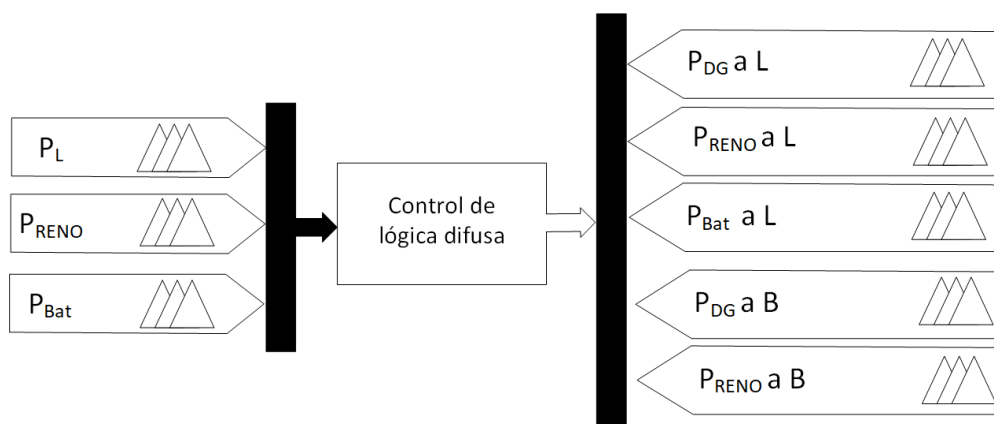
El objetivo de la investigación presente es diseñar un sistema híbrido PV, WT, DCS y baterías, para establecer un EMS basado en reglas y optimización que controle las fuentes de energía mediante la monitorización de la demanda de carga, la generación de energía del sistema solar fotovoltaico, aerogenerador, sistema DCS y el estado de carga de las baterías BESS. A continuación, la potencia de salida de las fuentes de energía puede distribuirse razonablemente y optimizarse para reducir el consumo de combustible y las emisiones, con la premisa de satisfacer la demanda de energía de la carga. El resto del trabajo se organiza como sigue. La sección 6.2 presenta el esquema de diseño del EMS y se establece la estrategia de gestión de la energía con lógica difusa y redes neuronales. A

continuación, la estrategia de gestión de la energía se verifica mediante simulación y pruebas en la Sección 6.3. Por último, se extraen algunas conclusiones en la sección 6.4.

## **6.2.- Estrategias de gestión de la energía con lógica difusa y redes neuronales**

El sistema para el estudio alimenta la demanda calculada de 7475 habitantes de la isla San Cristóbal del archipiélago de Galápagos; donde se estima un consumo de  $1.4 \text{ kW}\cdot\text{h}^{-1}$  por familia. El sistema híbrido planteado está compuesto por un grupo de siete generadores de combustión DG que tienen una capacidad total de 9.8 MW, un grupo de tres aerogeneradores WT con una potencia total de 2.4 MW, un sistema fotovoltaico PV de 0.95 MW, un campo termosolar DCS con capacidad de 1 MW y un sistema de BESS de 6.5 MW. Las potencias indicadas para cada sistema son obtenidas con el estudio de optimización donde el objetivo fue disminuir las emisiones y el consumo de diésel en los generadores de combustión.

Dentro de la topología del sistema de generación y almacenamiento de energía como se ha presentado anteriormente, se sugiere un sistema de supervisión de la gestión de la energía basado en un controlador de lógica difusa, como se presenta en la figura 6.3. En un trabajo anterior [205]-[208], un control lógico clásico "todo o nada" de los interruptores (relés), lo que daba lugar a la solicitud de una fuente a la vez.



*Fig. 6.3 - Sistema global de lógica difusa del sistema eléctrico híbrido.*

La ventaja de este sistema básico es su simplicidad, pero los principales inconvenientes son los posibles fallos en la respuesta energética debido a las demandas

variables de la carga o la pérdida temporal de un exceso de energía. Ahora, teniendo en cuenta estas posibles deficiencias, es propuesto un controlador de lógica difusa que proporcione un enrutamiento simultáneo de la energía producida por las distintas fuentes y sistemas de almacenamiento.

A su vez, en trabajos como [209],[210] son presentadas las aplicaciones que las redes neuronales tienen en las estrategias de control para seleccionar la referencia óptimas para diferentes estados de un proceso y también en la implementación de controladores Maximum Power Point Tracking (MPPT). En ambos casos la red neuronal es entrenada basado en los datos reales obtenidos de la planta o proceso. La gran ventaja de los controladores basados en redes neuronales es el aprendizaje y adaptación a diversas condiciones como las perturbaciones, sin la necesidad de realizar cambios en la programación. En la figura 6.4, se encuentra un modelo ANN con ANN de alimentación de tres capas para extraer la máxima potencia del sistema.

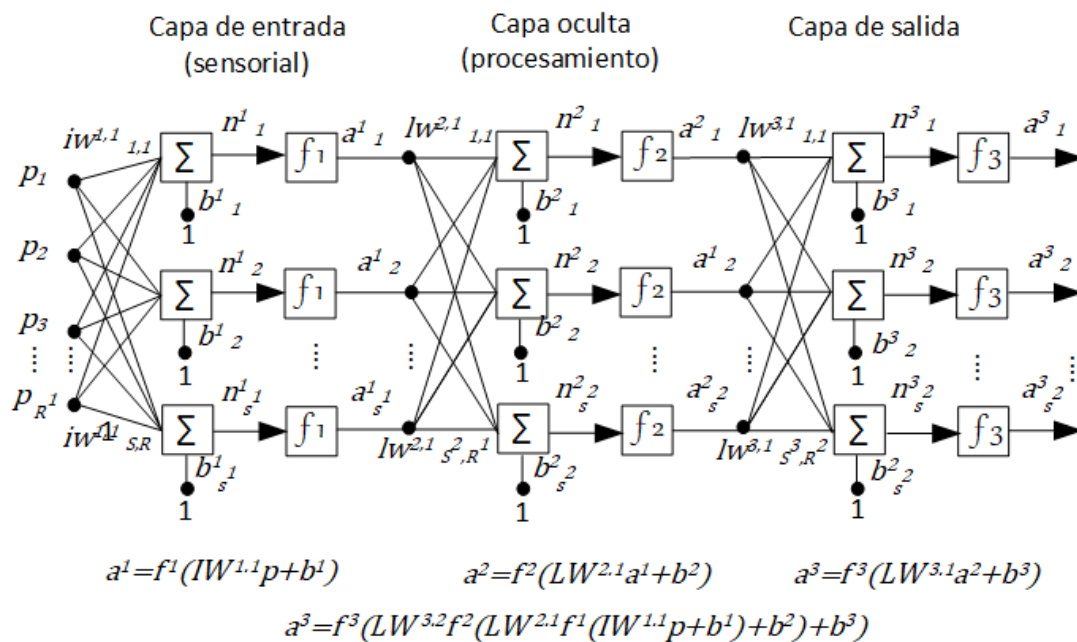


Fig. 6.4 - Arquitectura unidireccional de tres capas, de entrada, oculta y de salida.

Donde  $IW$  es el peso de la matriz de entrada y  $LW$  es el peso de la matriz de las capas de procesamiento y salida.  $b$  es vector sesgo o “bias”,  $a$  es la salida,  $p$  son las entradas al sistema y  $f$  son las funciones de activación como pureling, tansig y logsig.

### **6.2.1.- Estrategia de gestión de la energía basado en reglas de lógica difusa**

Se desarrolla un controlador inteligente de lógica difusa multi entrada-salida utilizando las herramientas difusas del entorno de software Matlab. El controlador inteligente de lógica difusa (FLSC) se construye con cinco entradas, es decir, los cinco flujos de energía del sistema, que son la demanda de carga, la energía fotovoltaica, termosolar, eólica, el sistema de baterías de almacenamiento y cinco salidas, es decir, las señales de mando de los interruptores electrónicos para suministrar la demanda de carga, las baterías y el sistema de electrolizadores la carga.

El FLSC se diseña y configura estableciendo reglas determinadas por todos los posibles escenarios de funcionamiento del sistema con las restricciones fijadas inicialmente al sistema como se describe a continuación:

- La energía renovable proveniente del sistema fotovoltaico PV, el aerogenerador WT y la termosolar DCS son las fuentes previas para alimentar la carga, después el almacenamiento en BESS y finalmente los generadores de combustión DG.
- Sólo cuando las energías renovables están en estados de baja energía, las BESS serán cargadas por los generadores de combustión DG.
- Los generadores de combustión DG sólo suministra energía a la carga cuando las otras fuentes están a cero.

Estos enunciados iniciales de funcionamiento se presentan en el diagrama de flujo simplificado de la figura 6.5, y generan un conjunto de 27 reglas que hay que tener en cuenta en el FLSC.

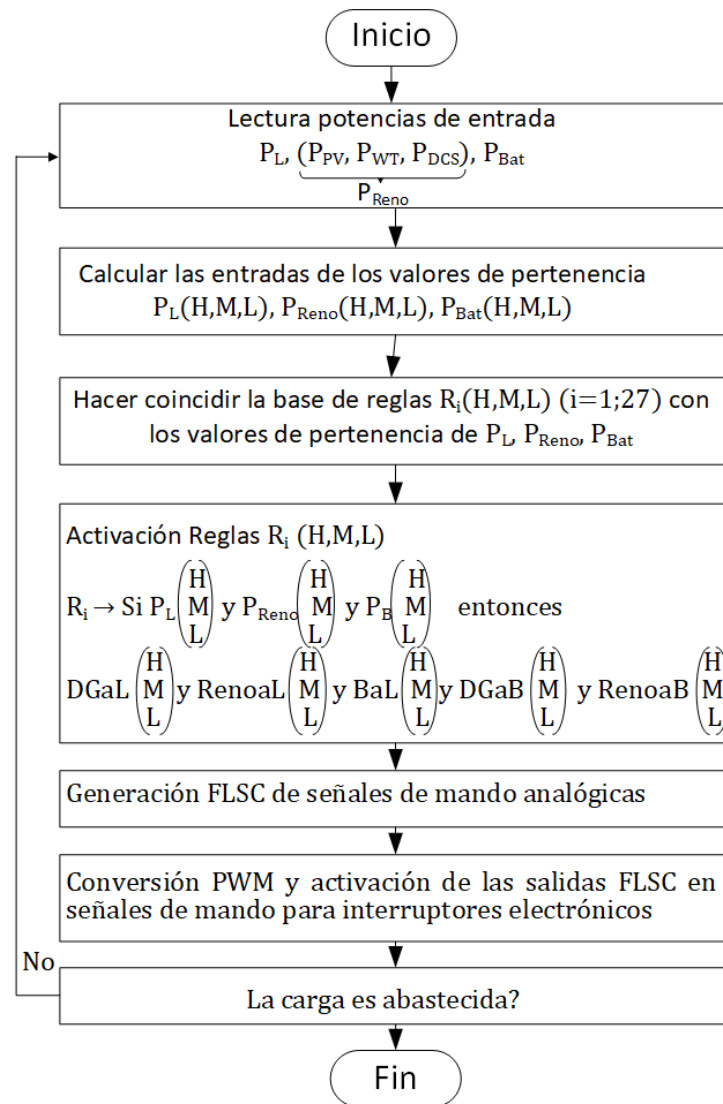


Fig. 6.5 - Diagrama de flujo del algoritmo de gestión de la energía.

Las reglas formuladas, que aseguran el funcionamiento óptimo del controlador inteligente, se implementan para su simulación en Matlab utilizando sus herramientas de lógica difusa. Las reglas se establecen haciendo decenas de combinaciones con los tres niveles "H: alto, M:medio y L:bajo" de las cinco entradas, y luego, se imponen los resultados lógicos del FLSC para dicha entrada estudiada. La tabla 6.1 muestra las combinaciones de entradas y los niveles de ciclos de trabajo impuestos de los interruptores electrónicos.

*Tabla 6.1 - Reglas base del FLSC*

Reglas	Entradas: Estado de los niveles de potencia			Salidas: Switchs electrónicos niveles de ciclo de trabajo				
	P <sub>L</sub> 2,2MW	P <sub>Reno</sub> 5,35MW	P <sub>Bat</sub> 6,5MW	DGaL	RenoaL	BaL	DGaB	RenoaB
1	L	H	L	L	M	L	L	H
2	L	H	M	L	M	L	L	M
3	L	H	H	L	M	L	L	L
4	M	H	L	L	H	L	L	M
5	M	H	M	L	H	L	L	M
6	M	H	H	L	H	L	L	L
7	H	H	L	L	H	L	L	M
8	H	H	M	L	H	L	L	M
9	H	H	H	L	H	L	L	L
10	L	L	L	L	L	L	H	L
11	L	L	M	L	L	M	L	L
12	L	L	H	L	L	H	L	L
13	M	L	L	M	L	L	L	M
14	M	L	M	L	L	M	L	L
15	M	L	H	L	L	H	L	L
16	H	L	L	H	L	L	M	L
17	H	L	M	M	L	M	L	L
18	H	L	H	L	L	H	L	L
19	L	M	L	L	M	L	L	M
20	L	M	M	L	M	L	L	L
21	L	M	H	L	M	M	L	L
22	M	M	L	L	M	L	L	M
23	M	M	M	L	M	L	L	L
24	M	M	H	L	M	M	L	L
25	H	M	L	L	M	L	L	M
26	H	M	M	L	M	L	L	L
27	H	M	H	L	M	M	L	L

La idea básica de la teoría de los conjuntos difusos es que un elemento pertenece a un conjunto difuso con un cierto grado de pertenencia. Así, una proposición no es verdadera o falsa, sino que puede ser parcialmente verdadera (o parcialmente falsa) en cualquier grado. Este grado se suele tomar como un número real en el intervalo [0,1] como se presenta en las referencias [211], [212]. Los ejes *x* de las figuras. 6.6. a y b representan el universo del discurso y rango de todos los posibles valores aplicables a las variables elegidas, es decir las entradas de potencia y los niveles de las señales de mando del ciclo de trabajo, respectivamente. Ambos ejes representan los valores de pertenencia del conjunto difuso. Las coberturas, como variable lingüística llevan consigo el concepto de calificadores y

formas de conjuntos difusos. Se eligen tres adverbios de subconjunto difuso elegidos como bajo, medio y alto, lo que permite reglas precisas sin una complejidad extrema del sistema.

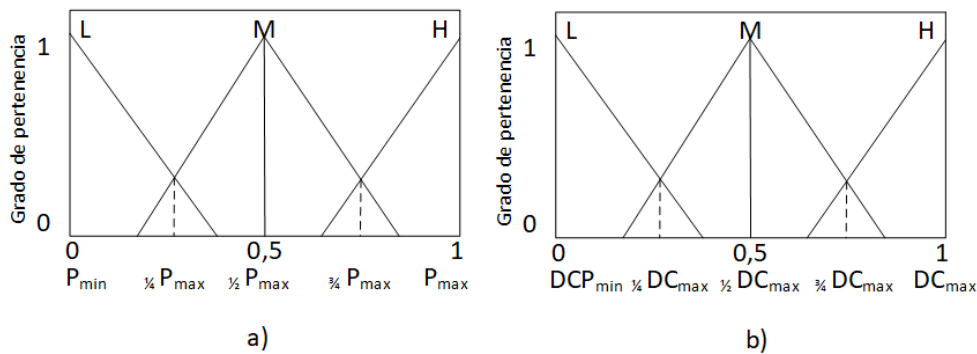


Fig. 6.6 - Funciones de pertenencia comunes del FLSC para (a) las fuentes de energía de entrada y (b) las señales de comando del ciclo de trabajo.

Una vez que se han especificado las variables lingüísticas y difusas, el sistema de inferencia completo puede definirse como el desarrollo de un sistema de inferencia difuso (FIS) y controlar un problema.

La forma de la función de membresía adoptada es triangular. La operación de composición es el método por el que se generan las salidas controladas. Se utiliza el método Max-Min y la función de membresía de salida de cada regla viene dada por el Mínimo. de salida de cada regla.

La desfusicación para este sistema es el método del centro de gravedad que es simple y rápido.

### 6.2.2.- Estrategia de gestión de la energía basado en redes neuronales

En el análisis anterior, se sabe que la dinámica del EMS se basa en el control de las potencias que vienen del sistema renovable y del generador y van a las cargas o a baterías BESS. Así, la estrategia propuesta considera a DGaL, RenoaL, BaL, DGaB y RenoaB como las variables utilizadas en el mecanismo de programación; esto, permite inferir en el punto de operación. Las variables que influyen directamente en las condiciones de funcionamiento son el consumo de la carga  $P_L$ , la sumatoria de las energías renovables  $P_{Reno}$  y el estado de las baterías  $P_{Bat}$ , siendo el vector de información auxiliar dado por (6.1):

$$x = \begin{bmatrix} P_{Reno} \\ P_L \\ P_{Bat} \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

Luego, la variable de programación se calcula de la siguiente manera (6.2):

$$[DGaL, RenoaL, BaL, DGaB, RenoaB] = f(P_{Reno}, P_L, P_{Bat}) = f(x_n) \quad (6.2)$$

Dadas las capacidades de aproximación de las redes neuronales, se asume que existe una red neuronal descrita por (6.3), y mostrada en la figura 6.7, que es capaz de ejecutar el mecanismo de programación de entrada-salida.

$$[DGaL, RenoaL, BaL, DGaB, RenoaB]_{nn} = W_2^1 (\sigma(W_1^1 x_n + B_1^1)) = f(x_n) \quad (6.3)$$

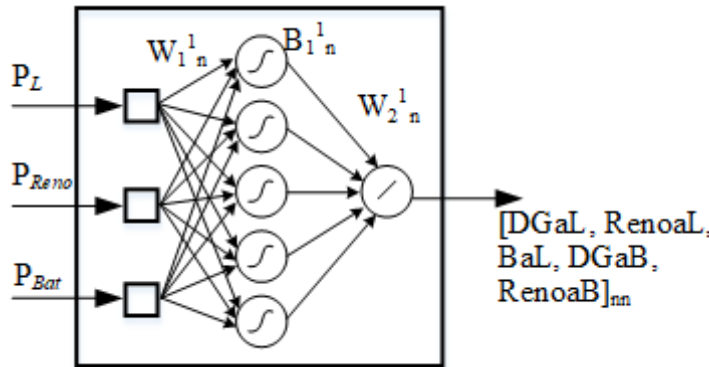


Fig. 6.7 - Programador de redes neuronales.

$W_1$  y  $W_2$  son matrices de peso de dimensiones apropiadas y  $B_1$  es un vector de sesgo. La función de activación considerada fue la función tangente hiperbólica  $\sigma(\cdot)$  en la capa oculta y una función lineal en la capa de salida.

Los datos que se utilizaron para el entrenamiento es un conjunto de vectores de estado estable formados por  $P_{Reno}, P_L, P_{Bat}$  y  $DGaL, RenoaL, BaL, DGaB, RenoaB$ . El programador realmente implementa una inversa del EMS en estado estable.

Se consideró que la selección del conjunto de datos cubre todo el rango operativo del EMS en la mayor medida posible y se utilizó el Levenberg-Marquardt en la etapa de aprendizaje de ponderaciones de la red. Como fue mostrado en capítulos anteriores, este algoritmo es más eficiente que otras técnicas cuando la red no contiene más de unos pocos cientos de parámetros.

Para obtener los pesos de la red neuronal se aplicaron varias entradas de prueba. El número de patrones de entrenamiento, neuronas ocultas y secuencia de entrada se eligen mediante experimentos, ya que todavía no existe un método confiable para determinar sistemáticamente estos parámetros. Se encontró que 8 neuronas ocultas eran adecuadas para obtener un buen modelo para el planificador. Los pesos se inicializaron aleatoriamente a un valor en  $[1, 0.01]$  y, como se mencionó, se aplicó el algoritmo de Levenberg-Marquardt para evaluar los pesos de la red neuronal. En la figura 6.8, la salida de la red neuronal se compara con el objetivo de entrenamiento.

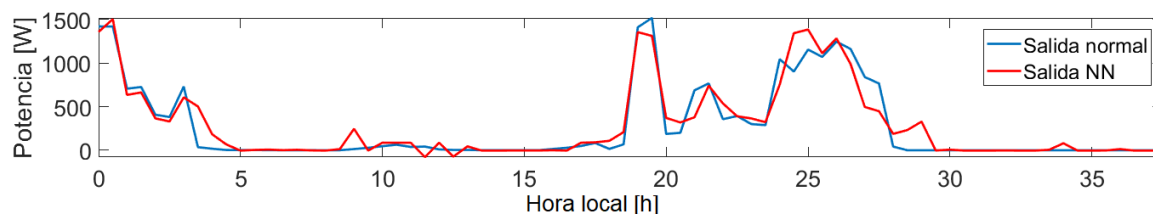


Fig. 6.8 - Salida normal versus salida de la red neuronal

Como se puede observar, la salida de la red neuronal es bastante buena para describir la salida deseada.

### 6.2.3.- Resultados de la simulación y discusión

La prueba del sistema incluye principalmente el control de modo autónomo y de conexión de red con la energía solar. Los datos recopilados de carga de energía, energía de generación diésel, energía de salida del sistema solar y energía de salida de la batería en el modo conectado a la red pertenecen de las pruebas del capítulo 5 donde se realiza el análisis de un sistema híbrido para las Islas Galápagos. El sistema híbrido aporta energía a la red, pero no tiene un control para los niveles de energía renovables que se producen afectando la vida útil del sistema de baterías.

Las cargas eléctricas de los usuarios tienen principalmente dispositivos, como sistema de iluminación y equipos de telecomunicaciones. La prueba se efectúa con una simulación de un año (8760 horas). Durante la prueba, las condiciones meteorológicas se ven afectadas por las dos estaciones que afectan al archipiélago (invierno y verano). Para la adquisición de datos, el SOC inicial de la batería se estableció en 60%. La demanda de carga, la potencia de salida total de sistema híbrido con los EMC empleando lógica difusa

FL, redes neuronales NN y Control clásico PID por hora correspondiente se muestran en las figuras 6.9 y 6.10.

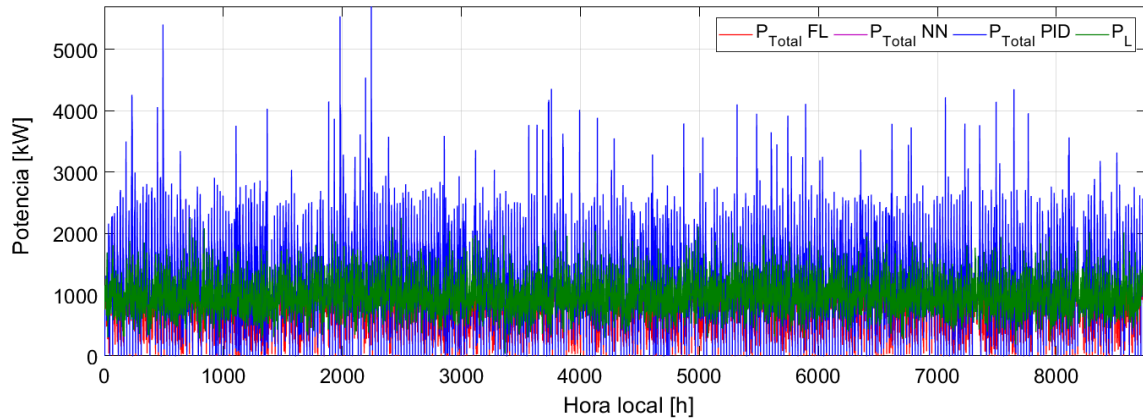


Fig. 6.9 - Potencia total del sistema híbrido con datos de un año

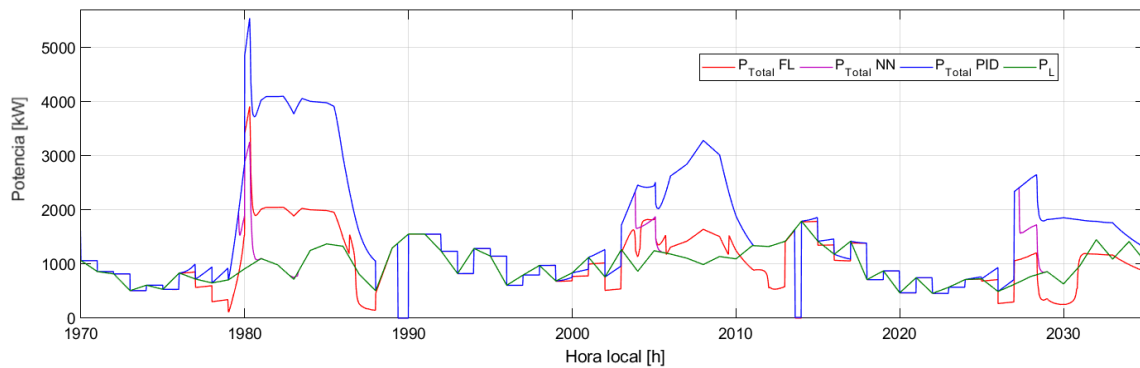


Fig. 6.10 - Características de las potencias de acuerdo a la estrategia de EMS aplicado

En la figura 6.10 se establece un rango de análisis desde la hora 1900 y la hora 2500; esto con el fin de obtener un acercamiento y revisar las características de cada curva de respuesta.

El control clásico PID obtiene un seguimiento de la curva de carga  $P_L$ , pero el control PID no es capaz de acoplarse a las diversas referencias que se generan en el transcurso del día con el consumo de los usuarios. Debido a esto, la potencia renovable generada sumada a la potencia de los generadores no abastece a la carga y como se observa en la tabla 6.2 el controlador PID tiene un error del 43.2%.

El control de lógica difusa FL brinda una mejor respuesta a los cambios de referencias y esto se debe al tipo de entrenamiento basado en experiencia similar al entendimiento humano; así, el porcentaje de error es del 21.2%. Este error es posible

mejorarlo con una nueva selección de conjuntos de referencia para el entrenamiento del controlador.

El controlador por redes NN es el que obtiene un mejor rendimiento debido al seguimiento de la potencia de carga optimizando el recurso de potencia renovable con un 0.022% de error. Sacrificando más tiempos de procesamiento de datos en el entrenamiento del controlador es posible obtener el mejor rendimiento en el EMS.

Tabla 6.2 - Resultados obtenidos del EMS aplicando diferentes tipos de control

EJECUCIÓN DE LA PRUEBA: ANUAL			
Fuentes de Potencias Renovables			
Aero generador [kW]	Fotovoltaico [kW]	DCS [kW]	
$2.776 \times 10^7$	$5.45 \times 10^7$	$8.69 \times 10^7$	
Potencia total Renovables [kW]			
$1.693 \times 10^8$			
Carga [kW]			
$2.721 \times 10^8$			
Resultados de los controladores aplicados en el EMS [kW]			
Control NN	Control FL	Control PID	Sin Controlador
Reno [kW]	Reno [kW]	Reno [kW]	Reno [kW]
$1.295 \times 10^8$	$7.162 \times 10^7$	$1.172 \times 10^8$	$1.693 \times 10^8$
DG [kW]	DG [kW]	DG [kW]	DG [kW]
$1.426 \times 10^8$	$1.426 \times 10^8$	$1.426 \times 10^8$	$1.426 \times 10^8$
Comportamiento del banco de baterías			
Average SOC [%] (G)		Minimum SOC [%] (G)	
1838		37.46	
Battery Energy Charge [kW] (H)		Battery Energy Discharge [kW] (H)	
$1.465 \times 10^4$		$-1.469 \times 10^4$	
Battery Energy Total [kW] (H)			
$-3.97 \times 10^4$			
Sumatoria de las potencias [kW]			
Control NN	Control FL	Control PID	
Potencia total	Potencia total	Potencia total	
$2.72 \times 10^8$	$2.14 \times 10^8$	$1.54 \times 10^8$	
Porcentaje de error			
Control NN	Control FL	Control PID	
0.22%	21.24%	43.26%	

## **6.3.- Conclusiones**

En resumen, se propone una estrategia de gestión energética basada en diferentes controladores, considerando la estocasticidad y difuminación de la demanda de carga de energía de los moradores de la Isla San Cristóbal en el Archipiélago de las Galápagos.

Con los resultados de la simulación obtenidos, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

(1) Para los sistemas híbridos de generadores solares / eólicos / diésel y la propuesta con campos termosolares, la estrategia de gestión de energía basada en el control de redes neuronales puede optimizar las características dinámicas de cada fuente de energía, y las potencias de salida de todas las fuentes de energía pueden distribuirse bien, mejorando así el consumo de combustible y la economía del sistema.

(2) Tras la adopción de la estrategia de gestión energética propuesta, se puede mejorar el rendimiento general del sistema híbrido solar / eólico, con un consumo de combustible y una emisión de CO<sub>2</sub> reducidos. Por tanto, se puede asegurar que la implementación en islas es viable .

# **CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y FUTUROS TRABAJOS**

---

## ***7.1.- Conclusiones***

De acuerdo con el estudio mostrado, las plantas de energía termosolar demuestran ser una alternativa para la generación de energías limpias. Sobre todo, por los ejemplos que se ven a nivel mundial evidenciando los avances en esta tecnología y sus aplicaciones en islas. También es cierto que es necesario el uso de control avanzado para mejorar su eficiencia y evitar las perturbaciones por nubes; alarga la vida útil de los equipos y se obtiene un beneficio mayor en la inversión.

Adaptar o complementar con tecnologías termosolares una microgrid es una opción para disminuir el uso de generadores de combustión interna o centrales eléctricas de ciclo combinado. Estas tecnologías utilizan combustibles o gases naturales que arrojan al ambiente CO<sub>2</sub> incrementado los problemas de los gases de efecto invernadero y el calentamiento global.

Se han estudiado e introducido varios tipos de controladores y optimizadores en el contexto de este trabajo. La mayoría de las metodologías discutidas están enfocadas a

resolver de manera eficiente casos con cambios abruptos de las variables que afectan a la microgrid. Esto es importante ya que, dependiendo de la metodología, desde un punto de vista computacional se utilizarán más recursos. El lector puede comprobar que los métodos robustos considerados son notablemente más eficientes que las técnicas convencionales. Por otro lado, en el capítulo 6 se han considerado dos métodos de Sistema de gestión energética EMS. Estas técnicas deben ser necesariamente competitivas con el control tradicional de un EMS. Se han proporcionado varios resultados numéricos en sistemas realistas a gran escala bien o mal acondicionados, con el fin de mostrar el rendimiento de los métodos probados. Las principales conclusiones de este trabajo se pueden resumir en los siguientes puntos.

Se ha demostrado que el rendimiento computacional de aquellos métodos basados en lógica difusa y redes neuronales dependen en gran medida de los tiempos procesamiento de la información. Por tanto, las redes neuronales eran habitualmente más eficientes que la lógica difusa y el control convencional. Esto era de esperar porque este tipo de técnica emula las redes neuronales del cerebro humano y genera un aprendizaje en cada iteración. Sin embargo, el paradigma de la solución de las redes neuronales requiere de mayor tiempo de ejecución.

Los métodos de Regularización por redes neuronales han manifestado su capacidad para manejar casos mal condicionados. Sin embargo, han surgido algunos problemas. En primer lugar, este tipo de técnicas normalmente sufren una convergencia lenta cuando la conjetura inicial está muy lejos de la solución. En segundo lugar, la solución obtenida puede no ser lo suficientemente precisa.

A pesar de no haber realizado pruebas con plantas reales, los resultados mostrados en las simulaciones revelan el potencial de las estructuras de las microrredes para futuras instalaciones de producción eléctrica mediante energía solar. Por ello, queda demostrado que es posible maximizar los beneficios obtenidos con un EMS, de una microrred formada por aerogeneradores, paneles solares y adaptando generación termosolar y utilizando control a través de computadores.

## **7.2.- Futuros trabajos**

Se podrían abordar varias ideas y proyectos en base a los resultados reportados en este trabajo. Estas ideas se pueden resumir en las siguientes líneas:

- La estructura de la microgrid planteada pueden ser fácilmente adaptables a otros tipos de condiciones ambientales como las no cercanas a la línea ecuatorial.
- El modelo de control jerárquico es básico y empleado en proyectos anteriores, pero sigue siendo estudiado y mejorado constantemente.
- Es posible continuar adaptando técnicas que mejoren la optimización y el control del estudio actual.

## APÉNDICE A: CURRICULUM VITAE

---

**Name:** Gary Ampuño Avilés

**Birthday:** September 30, 1982

**Nationality:** Ecuadorian

### **Education and qualifications:**

- **Graduate Degree:** Electric Engineering by the Universidad Politécnica Salesiana in 2007.
- **Master's Degree:** Industrial automation and control by the Escuela Superior Politécnica del Litoral in 2014.

### **Experience**

- Feb. 2006 – apr. 2013: Industrial Instrumentalist, Nestle - Ecuador
- Nov. 2011 - Until now: Research professor at the Universidad Politécnica Salesiana - Ecuador
- Mar – apr. 2020: Academic visitor, Automation and Systems Department, Federal University of Santa Catarina, Florianopolis (UFSC) - Brazil.

## **APÉNDICE B: CONTRIBUCIONES**

---

As result of the contributions of this Thesis, the following papers have been published or accepted for publication in international journals.

- G. Ampuno, J. Lata-García, and F. Jurado, “Modeling of a solar thermal power generation plant for the coastal zones through the TRNSYS program,” *Electr. Eng.*, 2020, doi: 10.1007/s00202-020-01037-z.
- G. Ampuño, J. Lata-Garcia, and F. Jurado, “Evaluation of energy efficiency and the reduction of atmospheric emissions by generating electricity from a solar thermal power generation plant,” *Energies*, vol. 13, no. 3, pp. 1–20, 2020, doi: 10.3390/en13030645.
- C. García, G. Ampuno, F. Jurado, “Management System using Fuzzy Logic for reference governors: A case study in hospitals.” *TICEC 2021*

## BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] Rasiah, R.; Al-Amin, A.Q.; Ahmed, A.; Leal, W.; Calvo, E. Climate mitigation roadmap: Assessing low carbon scenarios for Malaysia. *J. Clean. Prod* 2016, 133, 272–283.
- [2] Mcinerney, C.; Johannsdottir, L. Lima Paris Action Agenda: Focus on Private Finance—note from COP21. *J. Clean. Prod.* 2016, 126, 707–710.
- [3] Krismadinata, N.; Abd, N.R.; Ping, H.W.; Selvaraj, J. Photovoltaic module modelling using Simulink/MatLab. *Procedia Environ. Sci.* 2013, 17, 537–546.
- [4] Camacho, E.; Berenguel, M.; Rubio, F.; Martinez, D. *Control of Solar Energy Systems*; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2012.
- [5] Alsharkawi, A.; Rossiter, J.A. Distributed Collector System: Modelling, Control, and Optimal Performance Keywords. *Autom. Control Parabol. Solar Therm. Power Plant* 2015, 13, 1–6.
- [6] Perers, B.; Furbo, S. IEA-SHC tech sheet 45.A.4 simulation of large collector fields [WWW document]. 2018. Available online: <http://task45.iea-shc.org/fact-sheets> (accessed on 23 03 2019).
- [7] A. Chauhan and R. P. Saini, “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.*, vol. 38, pp. 99–120, 2014.

- [8] J. Lata-García, F. Jurado, and L. M. Fernández-Ramirez, “Optimal hydrokinetic turbine location and techno-economic analysis of a hybrid system based on photovoltaic / hydrokinetic / hydrogen / battery,” *Energy*, vol. 159, pp. 611–620, 2018.
- [9] P. Jansuya and Y. Kumsuwan, “Design of MATLAB / Simulink Modeling of Fixed-Pitch Angle Wind Turbine Simulator,” *Energy Procedia*, vol. 34, pp. 362–370, 2013.
- [10] Krismadinata, N. Rahim Abd, H. Wooi Ping, and J. Selvaraj, “Photovoltaic module modeling using simulink / Matlab,” *Procedia Environ. Sci.*, vol. 17, pp. 537–546, 2013.
- [11] B. Kumar, T. Kumar, J. Ranjan, S. Panda, and S. Kumar, “Electrical Power and Energy Systems A novel hybrid LUS – TLBO optimized fuzzy-PID controller for load frequency control of multi-source power system,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 74, pp. 58–69, 2016.
- [12] N. C. Cruz, J. L. Redondo, J. D. Alvarez, M. Berenguel, and P. M. Ortigosa, “Aplicando un procedimiento de optimización paralelo Teaching-Learning para el enfoque automático de heliostatos,” in *Actas Jornadas Sarteco 2016*, 2016, pp. 135–139.
- [13] Barcia, L.A.; Peón Menéndez, R.; Martínez Esteban, J.Á.; José Prieto, M.A.; Martín Ramos, J.A.; De Cos Juez, F.J.; Nevado Reviriego, A. Dynamic Modeling of the Solar Field in Parabolic Trough Solar Power Plants. *Energies* 2015, 8, 13361–13377.
- [14] Barcia, L.A.; Peon, R.; Díaz, J.; Pernía, A.M.; Martínez, J.Á. Heat Transfer Fluid Temperature Control in a Thermoelectric Solar Power Plant. *Energies* 2017, 10, 1–11.
- [15] Michael, J.; Wolfgang, G.; Mollenbruck, F.; Monnigmann, M. Plant-wide control of a parabolic trough power plant with thermal energy storage. In *The International Federation of Automatic Control; National Member Organizations; Cape Town, South Africa; 2014; pp. 419–425.*
- [16] Dinter, F.; Möller, L. A review of Andasol 3 and perspective for parabolic trough CSP plants in South Africa. In *AIP Conference Proceedings; AIP Publishing LLC: Melville, NY, USA, 2016; Volume 1734.*
- [17] Khenissi, A.; Krüger, D.; Hirsch, T.; Hennecke, K. Return of experience on transient behavior at the DSG solar thermal power plant in Kanchanaburi, Thailand. *Energy Procedia* 2015, 69, 1603–1612.
- [18] Jebasingh, V.K.; Herbert, G.M.J. A review of solar parabolic trough collector. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 54, 1085–1091.

- [19] Llamas, J.M.; Bullejos, D.; de Adana, M.R. Optimal operation strategies into deregulated markets for 50 MWe parabolic trough solar thermal power plants with thermal storage. *Energies* 2019, 12, 1–18.
- [20] Linrui, M.; Zhifeng, W.; Dongqiang, L.; Li, X. Establishment, validation, and application of a comprehensive thermal-hydraulic model for a parabolic trough solar field. *Energies* 2019, 12, 1–24.
- [21] Camacho, E.F.; Gallego, A.J. Optimal operation in solar trough plants: A case study. *Sol. Energy* 2013, 95, 106–117.
- [22] Bava, F.; Furbo, S. Development and validation of a detailed TRNSYS-MATLAB model for large solar collector fields for district heating applications. *Energy* 2017, 135, 698–708.
- [23] Drosou, V.; Valenzuela, L.; Dimoudi, A. A new TRNSYS component for parabolic trough collector simulation. *Int. J. Sustain. Energy* 2016, 1–21.
- [24] Jansuya, P.; Kumsuwan, Y. Design of MATLAB/Simulink Modeling of Fixed-Pitch Angle Wind Turbine Simulator. *Energy Procedia* 2013, 34, 362–370.
- [25] Xiufan, L.; Yiguo, L. Transient analysis and execution-level power tracking control of the concentrating solar thermal power plant. *Energies* 2019, 12, 1–17.
- [26] Erdenedavaa, P.; Rosato, A.; Adiyabat, A.; Akisawa, A.; Id, S.S.; Ciervo, A. Model analysis of solar thermal system with the effect of dust deposition on the collectors. *Energies* 2018, 11, 1–14.
- [27] Li, C.; Wang, N.; Zhang, H.; Liu, Q.; Chai, Y.; Shen, X.; Yang, Z.; Yang, Y. Environmental Impact Evaluation of Distributed Renewable Energy System Based on Life Cycle Assessment and Fuzzy Rough Sets. *Energies* 2019, 12, 4214.
- [28] L. P. Ghimire and Y. Kim, “An analysis on barriers to renewable energy development in the context of Nepal using AHP,” *Renew. Energy*, vol. 129, pp. 446–456, Dec. 2018.
- [29] P. Nema, R. K. Nema, and S. Rangnekar, “A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 2096–2103, 2009.

- [30] I. El Kafazi, R. Bannari, E. B. E. I. Adiba, H. Nabil, and T. Dragicevic, “Renewable energies: modeling and optimization of production cost,” *Energy Procedia*, vol. 136, pp. 380–387, Oct. 2017.
- [31] Organización Latinoamericana de Energía, “Generación eléctrica mundial y para América Latina y el Caribe (ALC)” *OLADE*, 2018. [http://www.olade.org/wp-content/uploads/2020/02/Generación-eléctrica-mundial-y-para-América-Latina-y-el-Caribe-ALC\\_REV04-02-2020.pdf](http://www.olade.org/wp-content/uploads/2020/02/Generación-eléctrica-mundial-y-para-América-Latina-y-el-Caribe-ALC_REV04-02-2020.pdf) (accessed jun. 11, 2020).
- [32] R. A. Yépez-García, Y. Ji, M. Hallack, and D. López Soto, “¡A todas luces! La Electricidad en América Latina y el Caribe 2040,” p. 77, 2018, doi: <http://dx.doi.org/10.18235/0001508>.
- [33] A. Banal-Estañol, J. Calzada, and J. Jordana, “How to achieve full electrification: Lessons from Latin America,” *Energy Policy*, vol. 108, no. March 2016, pp. 55–69, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.05.036.
- [34] S. Craide, “Brasil pode ser exemplo para outros países no uso de fontes renováveis de energia,” 2012. [Online]. Available: <http://memoria.ebc.com.br/agenciabrasil/noticia/2012-06-14/brasil-pode-ser-exemplo-para-outros-paises-no-uso-de-fontes-renovaveis-de-energia>.
- [35] A. Yépez, A. Blanco, J. Sánchez, M. Coviello, A. Schuschny, and A. Roberto, “Eficiencia energética en América Latina y el Caribe: Avances y oportunidades,” Buenos Aires, 2017. [Online]. Available: <https://publications.iadb.org/en/eficiencia-energetica-en-america-latina-y-el-caribe-avances-y-oportunidades>.
- [36] D. Anderson and M. Leach, “Harvesting and redistributing renewable energy: on the role of gas and electricity grids to overcome intermittency through the generation and storage of hydrogen,” vol. 32, pp. 1603–1614, 2004, doi: 10.1016/S0301-4215(03)00131-9.
- [37] C. Zhang, Y. Wei, P. Cao, and M. Lin, “Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, no. December 2016, pp. 1–16, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.030.
- [38] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, and G. Andersson, “Review of grid applications with the Zurich 1 MW battery energy storage system,” *Electr. Power Syst. Res.*, pp. 1–8, 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2014.06.023.
- [39] PROTERMO SOLAR Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar, “Centrales Termosolares Situación a nivel mundial,” 2020. <https://www.protermosolar.com/la-energia-termosolar/situacion-internacional/> (accessed jul. 27, 2020).

- 
- [40] W. Weiss and M. Spörk-Dür, “Solar Heat Worldwide. Global Market Development and Trends in 2019,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2020, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [41] Red Eléctrica Española, “El sistema eléctrico español Previsión de cierre 2019,” 2019. <https://www.ree.es/es/datos/aldia>.
- [42] V. R. Hernandez, *Solar thermal power. History of a research success*. Sevilla, Spain: Protermosolar (Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica, 2010.
- [43] A. G. Olabi, “Renewable energy and energy storage systems,” *Energy*, vol. 136, pp. 1–6, Oct. 2017.
- [44] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, and M. Kay, “Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, pp. 109–125, Aug. 2018.
- [45] CERRO DOMINADOR Concentrate Solar Power, “About Us Major Milestones,” 2021. [Online]. Available: <https://cerrodominador.com>.
- [46] Ministerio de Energía, “Inauguración de Cerro Dominador: Chile mantiene liderazgo internacional en energías limpias con la inauguración de la primera planta termosolar de América Latina Más noticias,” Santiago de Chile, 2021. [Online]. Available: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/inauguracion-de-cerro-dominador-chile-mantiene-liderazgo-internacional-en-energias-limpias-con-la-inauguracion-de-la-primera-planta-termosolar-de-america-latina>.
- [47] W. Won, H. Kwon, J.-H. Han, and J. Kim, “Design and operation of renewable energy sources-based hydrogen supply system: Technology integration and optimization,” *Renew. Energy*, vol. 103, pp. 226–238, Apr. 2017.
- [48] N. L. Panwar, S. C. Kaushik, and S. Kothari, “Role of renewable energy sources in environmental protection: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 3, pp. 1513–1524, Apr. 2011.
- [49] Departamento de Acceso a la Información del Sistema Eléctrico, “El sistema eléctrico español Avance 2020,” Madrid, 2020. [Online]. Available: [https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/03/downloadable/Avance\\_ISE\\_2020\\_1.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/03/downloadable/Avance_ISE_2020_1.pdf).

- [50] H. HassanzadehFard and A. Jalilian, “Optimal sizing and location of renewable energy-based DG units in distribution systems considering load growth,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 101, pp. 356–370, oct. 2018.
- [51] C. M. I. Hussain, A. Duffy, and B. Norton, “Thermophotovoltaic systems for achieving high-solar-fraction hybrid solar-biomass power generation,” *Appl. Energy*, vol. 259, no. March, p. 114181, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114181.
- [52] K. M. Powell, K. Rashid, K. Ellingwood, J. Tuttle, and B. D. Iverson, “Hybrid concentrated solar thermal power systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, no. May, pp. 215–237, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.067.
- [53] Torres Rodríguez, M.R., 2011. ¿Operar una planta termosolar...ciencia o arte? *Revista Energética XXI*, 111:82-24.
- [54] F. Marcos Martín, “Sistema híbrido termosolar – biomasa para generar energía eléctrica,” *Energética XXI*, vol. 156, pp. 27–33, 2016.
- [55] Marcos, F., 2006. Caracterización energética de la biomasa de chopo (*Populus x euramericana I-214*) en turnos muy cortos. Dpto. de ingeniería forestal, ETSIM, Universidad Politécnica de Madrid
- [56] R. C. Santana, N. F. de Barros, H. G. Leite, N. B. Comerford, and R. F. de Novais, “Estimativa de biomassa de plantios de eucalipto no Brasil,” *Rev. Árvore*, vol. 32, no. 4, pp. 697–706, 2008, doi: 10.1590/s0100-67622008000400011.
- [57] Latorre Montgeagudo, B., Marcos Martín, F., Solana Gutiérrez, J., Pascual Castaño, C., Izquierdo Osado, I., 2011. Energy feedstock characteristics of *Paulownia* sp.in Spain. *Aspects of Applied Biology*, 112:257-262.
- [58] Latorre Montgeagudo, B., Marcos Martín, F., Pascual Castaño, C., Izquierdo Osado, I.,2009. Cultivos energéticos de *Paulownia*. *Revista Agricultura*. 2009.
- [59] Rasiah, R.; Al-Amin, A.Q.; Ahmed, A.; Leal, W.; Calvo, E. Climate mitigation roadmap: Assessing low carbon scenarios for Malaysia. *J. Clean. Prod* 2016, 133, 272–283.
- [60] Mcinerney, C.; Johannsdottir, L. Lima Paris Action Agenda: Focus on Private Finance—note from COP21. *J. Clean. Prod.* 2016, 126, 707–710.

- [61] Krismadinata, N.; Abd, N.R.; Ping, H.W.; Selvaraj, J. Photovoltaic module modelling using Simulink/MatLab. *Procedia Environ. Sci.* 2013, 17, 537–546.
- [62] Camacho, E.; Berenguel, M.; Rubio, F.; Martinez, D. *Control of Solar Energy Systems*; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2012.
- [63] Alsharkawi, A.; Rossiter, J.A. Distributed Collector System: Modelling, Control, and Optimal Performance Keywords. *Autom. Control Parabol. Solar Therm. Power Plant* 2015, 13, 1–6.
- [64] Ampuño, G.; Roca, L.; Berenguel, M.; Gil, J.D.; Pérez, M.; Normey-Rico, J.E. Modeling and simulation of a solar field based on flat-plate collectors. *Solar Energy* 2018, 170, 369–378.
- [65] Gúliano, S.; Buck, R. Analysis of Solar-Thermal Power Plants with Thermal Energy Storage and Solar-Hybrid Operation Strategy. *J. Energy Eng.* 2011, 133, 1–8.
- [66] Aidroos, D.; Abdul, H.; Zaidi, W.; Omar, W. Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently—A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 41, 996–1027.
- [67] Guney, M.S. Solar power and application methods. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 57, 776–785.
- [68] Khan, J.; Arsalan, M.H. Solar power technologies for sustainable electricity generation—A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 55, 414–425.
- [69] Carmona, R. *Análisis Modelado y Control de un Campo de Colectores Solares Distribuidos con un Sistema de Seguimiento de un eje*. PhD Thesis, Universidad de Sevilla, Sevilla, , Spain, 1985.
- [70] Camacho, E.F.; Berenguel, M.; Gallego, A.J. Control of thermal solar energy plants. *J. Process Control* 2014, 24, 332–340.
- [71] Alsharkawi, A.; Rossiter, J.A. Dual-Mode MPC for a Concentrated Solar Thermal Power Plant. *IFAC-PapersOnLine* 2016, 49, 260–265.
- [72] Bayas, A. *Diseño de Estrategias de Control Difuso Robusto ante Incertidumbre Paramétrica Para Plantas de Colectores Solares*. Universidad de Chile, Ñuñoa, Chile, 2016.
- [73] Camacho, E.F.; Berenguel, M. Control of Solar Energy Systems. *IFAC Proc. Vol.* 2012, 45, 848–855.

- [74] C. M. Cirre, "Reference governor optimization and control of a distributed solar collector field," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 193, pp. 709–717, 2009.
- [75] Jebasingh, V.K.; Herbert, G.M.J. A review of solar parabolic trough collector. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 54, 1085–1091.
- [76] Drosou, V.; Valenzuela, L.; Dimoudi, A. A new TRNSYS component for parabolic trough collector simulation. *Int. J. Sustain. Energy* 2016, 1–21.
- [77] Reference, "TRNSYS 17 a TRaNsient SYstem Simulation program," in *Mathematical Reference*, vol. 5, Solar Energy Laboratory, Ed. Madison: University of Wisconsin-Madison.
- [78] D. Wei and B. Li, "Iterative-Feedback-Tuning Control Strategy for Air-conditioning Refrigeration Station Systems," *J. Comput. Vol.*, vol. 28, no. 6, pp. 335–346, 2017.
- [79] G. Ampuno, J. Lata-García, and F. Jurado, "Modeling of a solar thermal power generation plant for the coastal zones through the TRNSYS program," *Electr. Eng.*, 2020, doi: 10.1007/s00202-020-01037-z.
- [80] G. Ampuño, J. Lata-García, and F. Jurado, "Evaluation of energy efficiency and the reduction of atmospheric emissions by generating electricity from a solar thermal power generation plant," *Energies*, vol. 13, no. 3, pp. 1–20, 2020, doi: 10.3390/en13030645.
- [81] Agencia de regulación y control de Electricidad (ARCONEL). *Estadísticas anual y Multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2018*. Quito, 2018.
- [82] Agencia de regulación y control de Electricidad (ARCONEL). *Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018*. Quito, 2018.
- [83] Parra, R. Factor de emisión de CO<sub>2</sub> debido a la generación de electricidad en el Ecuador durante el periodo 2001–2014. *Av. en Ing. y Ciencias* 2015, 7, 2.
- [84] Espín, I.; Ochoa-Herrera, V. *Cálculo de las Emisiones de CO<sub>2</sub> por Consumo de energía, Consumo de agua y Generación de Residuos en la Universidad San Francisco de Quito Ext. Galápagos y en el Galápagos Science Center*. Universidad San Francisco de Quito, Quito, República del Ecuador, 2015.
- [85] N. P. Cheremisinoff, *Pollution Management and Responsible Care*. Elsevier Inc., 2011.

- [86] Organization for Economic Development and Cooperation. CO<sub>2</sub> emissions from Fuel Combustion 2017, 2017th ed.; Organization for Economic Co-operation & Development: Bonn, Germany, 2017.
- [87] Burkhardt, J.; Garvin, H.; Cohen, E. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Trough and Tower Concentrating Solar Power Electricity Generation Systematic Review and Harmonization. *Environ. Sci. Technol.* 2012, 16, 93–109.
- [88] Burkhardt, J.J.; Heath, G.A.; Turchi, C.S. Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and the Impacts of Key Design Alternatives. *Environ. Sci. Technol.* 2011, 45, 2457–2464.
- [89] ISO. Environmental Management Assessment—Life Cycle—Requirements and Guidelines; ISO: Genève, Switzerland, 2006; pp. 1–54.
- [90] Global Sustainable Electricity Partnership. Proyecto Eólico Isla San Cristóbal—Galápagos, Eólica San Cristóbal S.A. – EOLICSA, Galápagos, Ecuador 2003–2016
- [91] E. F. Camacho and C. Bordons, “Control predictivo: Pasado, presente y futuro,” *Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, 2010, doi: 10.4995/riai.v1i3.10587.
- [92] MENDES, P. R. C. Predictive Control for Energy Management of Renewable Energy Based Microgrids. Tese (Doutorado) | Universidade Federal de Santa Catarina, 2016.
- [93] D. Q. Mayne, “Automatica Model predictive control: Recent developments and future promise” *Automatica*, vol. 50, no. 12, pp. 2967–2986, 2014, doi: 10.1016/j.automatica.2014.10.128.
- [94] A. Mesbah, “Stochastic Model Predictive Control: An Overview and Perspectives for Future Research,” *IEEE Control Syst. Mag.*, vol. 36, no. 6, pp. 30–44, 2016, doi: 10.1109/MCS.2016.2602087.
- [95] J. E. Normey-Rico and E. F. Camacho, *Control of Dead-time Processes*. London: Springer, 2007
- [96] A. Plucenio, “Desenvolvimento de técnicas de controle nao linear para elevacao de fluidos multifasicos,” Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.
- [97] A. Plucenio, M. Campos, and L. Vasconcellos, “Model predictive control algorithm with stability step,” in *Congresso Brasileiro de Automática*, 2014, pp. 2230–2235.

- [98] E.F. Camacho, C. Bordons, *Model Predictive Control in the Process Industry*, Springer e Verlag, Berlin, Gemany, 1995.
- [99] J. Henriques, A. Cardoso, A. Dourado, and U. De Coimbra, "PID controllers by means of a Neural Network," pp. 311–316.
- [100] M. Bako, "Control of a heat exchanger using neural network predictive controller combined with auxiliary fuzzy controller," 2015, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2015.02.063.
- [101] T. Paper, A. Bassam, and O. A. Jaramillo, "Control scheme formulation for a parabolic trough collector using inverse artificial neural networks and particle swarm optimization," pp. 1–12, 2021.
- [102] J. B. Gomm, J. T. Evans, and D. Williams, "DEVELOPMENT AND PERFORMANCE OF A NEURAL-NETWORK PREDICTIVE CONTROLLER," vol. 5, no. 1, pp. 49–59, 1997.
- [103] M. Lazar and O. Pastravanu, "A neural predictive controller for non-linear systems," vol. 60, pp. 315–324, 2002.
- [104] H. T. Toivonen and M. A. Bernt, "A neural network model predictive controller," vol. 16, pp. 937–946, 2006, doi: 10.1016/j.jprocont.2006.06.001.
- [105] H.P. Gavin, *The Levenberg-marquardt Method for Nonlinear Least Squares Curve Fitting Problems* (2013), Department of Civil and Environmental Engineering, Duke University, Durham, NC, USA. Available at: [people.duke.edu/~hpgavin/ce281/lm.pdf](http://people.duke.edu/~hpgavin/ce281/lm.pdf) (accessed 15/12/2014).
- [106] M. H. Alomari, O. Younis, and S. M. A. Hayajneh, "A Predictive Model for Solar Photovoltaic Power using the Levenberg-Marquardt and Bayesian Regularization Algorithms and Real-Time Weather Data," vol. 9, no. 1, 2018.
- [107] J. D. Vergara-dietrich, "CONTROLE DE TEMPERATURA EM CAMPOS SOLARES DE GRANDE PORTE UTILIZANDO A ABORDAGEM DO PNMPC - PRACTICAL NONLINEAR MODEL," no. April, 2020.
- [108] J. Vergara, "contribuicoes ao controle preditivo e otimizacao com aplicacoes," Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.
- [109] J. Lata-García, F. Jurado, and L. M. Fernández-Ramírez, "Optimal hydrokinetic turbine location and techno-economic analysis of a hybrid system based on photovoltaic /

- [110] A. K. Kaviani, G. H. Riahy, and S. H. M. Kouhsari, "Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind / PV generating system, considering component outages," *Renew. Energy*, vol. 34, no. 11, pp. 2380–2390, 2009.
- [111] M. J. Castañeda Balbuena, "Dimensionamiento, modelado y control de los componentes de un sistema híbrido de generación de energía eléctrica basado en energías renovables e hidrógeno," p. 1, 2013.
- [112] GARCÍA, M., "Modelado de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos". En: Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. Madrid: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), 2006, p.13, ISBN: 9788478345144.
- [113] A. O. Castro, "Modelado y simulación de un panel fotovoltaico empleando técnicas de inteligencia artificial," *Ing. Energética*, vol. 35, no. 3, pp. 225 a al 233-233, 2014.
- [114] WENHAM, S.; et al. "Applied Photovoltaics", 2nd. ed., London, Earthscan, 2007,134 p. ISBN:978-184407-401-3.
- [115] A. Cano, F. Jurado, H. Sánchez, L. M. Fernández, and M. Castañeda, "Optimal sizing of stand-alone hybrid systems based on PV/WT/FC by using several methodologies," *J. Energy Inst.*, vol. 87, no. 4, pp. 330–340, 2014.
- [116] V. H. Quej, J. Almorox, M. Ibrakhimov, and L. Saito, "Estimating daily global solar radiation by day of the year in six cities located in the Yucatán Peninsula, Mexico," *J. Clean. Prod.*, vol. 141, pp. 75–82, 2017.
- [117] S. Mohanty, P. K. Patra, and S. S. Sahoo, "Prediction and application of solar radiation with soft computing over traditional and conventional approach – A comprehensive review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 778–796, 2016.
- [118] G. Salazar and D. Carrión, "Characterization and modeling of the efficiency of photovoltaic systems," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2580–2586, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7332135.
- [119] J. M. Enrique, E. Durán, M. Sidrach-De-Cardona, J. M. Andújar, M. A. Bohórquez, and J. Carretero, "A new approach to obtain I-V and P-V curves of photovoltaic modules by using DC-DC converters," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, no. 1, pp. 1769–1772, 2005, doi: 10.1109/PVSC.2005.1488493.

- [120] Yang H, Lu L, Zhou W. A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. *Sol Energy* 2007;81(1):76–84.
- [121] El Azzaoui K, Mahmoudi M, Boudaraia H. Backstepping control of wind and photovoltaic hybrid renewable energy system. *Int J Power Electron Drive Syst* 2016;7(3):677–86.
- [122] M. Mehrabankhomartash, M. Rayati, A. Sheikhi, and A. M. Ranjbar, “Practical battery size optimization of a PV system by considering individual customer damage function,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 36–50, 2017.
- [123] Markvart T, Fragaki A, Ross JN. PV system sizing using observed time series of solar radiation. *Sol Energy* 2006;80(1):46–50.
- [124] Dürr M, Cruden A, Gair S, McDonald JR. Dynamic model of a lead acid battery for use in a domestic fuel cell system. *J Power Sources Oct.* 2006;161(2):1400–11.
- [125] S. Roy, O. P. Malik, and G. S. Hope, “Adaptive control of speed and equivalence ratio dynamics of a diesel driven power-plant,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 8, no. 1, pp. 13–19, Mar. 1993.
- [126] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, “Atlas del sector Eléctrico Ecuatoriano,” Quito, Pichincha, Ecuador, pp. 1–168, 2017.
- [127] I. nacional de Preinversión, “Proyecto: Plan de Mejoramiento y Actualización del Sistema de Generación Eléctrica en el Archipiélago de Galápagos – Fase I,” Quito, Pichincha, Ecuador, 2013.
- [128] Global Sustainable Electricity Partnership’s, “Proyecto Eólico Isla San Cristóbal - Galápagos 2003-2016,” Puerto Ayora, Galápagos, Ecuador, 2016.
- [129] Stantec, “Proyecto eólico San Cristobal,” 2019. [Online]. Available: <https://www.stantec.com/es/projects/san-cristobal-wind-project>.
- [130] The wind power, “Parques eólicos - San Cristobal (Ecuador),” 2019. [Online]. Available: [https://www.thewindpower.net/windfarm\\_es\\_4078\\_san-cristobal.php](https://www.thewindpower.net/windfarm_es_4078_san-cristobal.php).
- [131] The wind Power, “Fabricantes y aerogeneradores Made AE-59,” 2019.
- [132] E. Rosero and B. Chilinguinga, “Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe,” 2011.

- [133] R. B. O. G. J. Heredia, "Optimal Operation of Isolated Power System San Cristobal," no. 14, pp. 110–121, 2018.
- [134] M. Santander, C. Gallardo, and P. Zambrano, "Diseño y construcción de un sistema de compensación reactiva para reducción del consumo de combustible diésel en la generación térmica de la isla San Cristóbal Galápagos," Escuela Politécnica Nacional, 2019.
- [135] Agencia de Regualción y Control de Electricidad, "Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano," Quito, Pichincha, Ecuador, 2016.
- [136] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, "Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017." Quito, Pichincha, Ecuador, pp. 1–200, 2017.
- [137] FCD, PNG, and Galápagos Consejo de Gobierno de, "Informe Galápagos 2009 - 2010," Puerto Ayora, Galápagos, Ecuador, 2010.
- [138] Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A, "Rendición de cuentas ELECGALAPAGOS 2016," Puerto Ayora, Galápagos, Ecuador, 2016.
- [139] ELECGALAPAGOS, "Consumo de energía Eléctrica," Puerto Ayora, Galápagos, Ecuador, 2017.
- [140] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, "Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017," Quito, Pichincha, Ecuador, 2017.
- [141] ELECGALAPAGOS, "Resumen Ejecutivo de Rendición de Cuentas 2017," Puerto Ayora, Galápagos, Ecuador, 2018.
- [142] C. Yuan, X. Peilin, D. Yang, and X. Xiangning, "Transient Stability Analysis of Islanded AC Microgrids with a Significant Share of Virtual," *Energies*, vol. 11, no. 1, pp. 1–54, 2018.
- [143] D. Ochoa and S. Martinez, "Proposals for enhancing frequency control in weak and isolated power systems: Application to the wind-diesel power system of San Cristobal Island-Ecuador," *Energies*, vol. 11, no. 4, pp. 1–25, 2018.
- [144] K. Revelo, "Diseño de una Microgrid en el parque nacional galápagos - San Cristóbal (Pto. Baquerizo Moreno)," Universidad de Las Américas, 2019.

- [145] E. P. Alto, “Abastecimiento De Energía a Una Desaladora En Las Islas Galápagos Modeling of Hybrid Systems To Supply Energy To a Desalination Plant in the Galapagos Islands,” vol. 5, no. 2, pp. 89–95.
- [146] R. Rasiah, A. Q. Al-amin, A. Ahmed, W. Leal, and E. Calvo, “Climate mitigation roadmap: assessing low carbon scenarios for Malaysia,” *J. Clean. Prod.*, vol. 133, pp. 272–283, 2016.
- [147] J. C. M. Pires, “COP21: The algae opportunity?” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, no. February, pp. 867–877, 2017.
- [148] C. Mcinerney and L. Johannsdottir, “Lima Paris Action Agenda: Focus on Private Finance e note from,” *J. Clean. Prod.*, vol. 126, pp. 707–710, 2016.
- [149] G. Rajgor, “Greater acceleration of renewables required to meet COP21 goal,” *Reinf. Plast.*, vol. 17, no. 5, pp. 175–177, 2016.
- [150] RHC European Technology Platform, “Common Implementation Roadmap for Renewable Heating and Cooling Technologies,” 2014.
- [151] R. J. Fuller, “Solar industrial process heating in Australia e Past and current status,” vol. 36, pp. 216–221, 2011.
- [152] S. Mekhilef, R. Saidur, and A. Safari, “A review on solar energy use in industries,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 4, pp. 1777–1790, 2011.
- [153] J. Michael, G. Wolfgang, F. Mollenbruck, and M. Monnigmann, “Plant-wide control of a parabolic trough power plant with thermal energy storage,” in *The International Federation of Automatic Control*, 2014, pp. 419–425.
- [154] J. M. Cabello, J. M. Cejudo, M. Luque, and F. Ruiz, “Optimization of the Sizing of a Solar Thermal Electricity Plant: Mathematical Programming Versus Genetic Algorithms,” in *2009 IEEE Congress on Evolutionary Computation*, 2009.
- [155] V. Drosou, L. Valenzuela, and A. Dimoudi, “A new TRNSYS component for parabolic trough collector simulation simulation,” *Int. J. Sustain. Energy*, pp. 1–21, 2016.
- [156] I. Niknia and M. Yaghoubi, “Transient simulation for developing a combined solar thermal power plant,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 37, pp. 196–207, 2012.

- [157] E. Camacho, M. Berenguel, F. Rubio, and D. Martinez, *Control of Solar Energy Systems*. Springer, 2012.
- [158] Y. Tian and C. Y. Zhao, “A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications,” *Appl. Energy*, vol. 104, pp. 538–553, 2013.
- [159] A. Fernandez, E. Zarza, L. Valenzuela, and M. Perez, “Parabolic-trough solar collectors and their applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, pp. 1695–1721, 2010.
- [160] A. Alsharkawi and J. A. Rossiter, “Distributed Collector System: Modelling, Control and Optimal Performance Key words,” no. 13, pp. 1–6, 2015.
- [161] P. Viebahn, Y. Lechon, and F. Trieb, “The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe — A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 8, pp. 4420–4430, 2011.
- [162] F. Dinter and L. Möller, “A review of Andasol 3 and perspective for parabolic trough CSP plants in South Africa,” *AIP Conf. Proc.*, vol. 1734, no. May 2016.
- [163] Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar, “Mapa de proyectos en España – PROTERMOSOLAR,” 2019. [Online]. Available: <https://www.protermosolar.com/proyectos-termosolares/mapa-de-proyectos-en-espana/>.
- [164] A. Maccari et al., “Archimede Solar Energy molten salt parabolic trough demo plant: a step ahead towards the new frontiers of CSP,” *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 1643–1651, 2015.
- [165] F. Manenti and Z. Ravaghi-ardebili, “Dynamic simulation of concentrating solar power plant and two-tanks direct thermal energy storage q,” *Energy*, pp. 1–9, 2013.
- [166] A. Maccari, S. Donnola, F. Matino, and S. Tamano, “Archimede solar energy molten salt parabolic trough demo plant: Improvements and second year of operation,” *AIP Conf. Proc.*, vol. 1734, 2016.
- [167] E. Tapachés, F. Lucas, and M. Pons, “Solar thermal electricity at small and medium scale: an opportunity for the tropical island La Réunion Solar Thermal Electricity at Small and Medium Scale : an Opportunity for the Tropical Island La Réunion,” no. September, 2012.
- [168] Arconel, “Consumo Anual Per Cápita,” Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2017.
- [169] CONELEC, “Estudio y gestión de la demanda eléctrica,” Quito, 2015.

- [170] NASA - National Aeronautics and Space Administration, “NASA\_data\_access\_viewer.pdf,” 2019. [Online]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [171] M. Castañeda, A. Cano, F. Jurado, H. Sánchez, and L. M. Fernández, “Sizing optimization, dynamic modeling and energy management strategies of a stand-alone PV/hydrogen/battery-based hybrid system,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 10, pp. 3830–3845, 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.080.
- [172] J. P. Torreglosa, P. García-Triviño, L. M. Fernández-Ramírez, and F. Jurado, “Control based on techno-economic optimization of renewable hybrid energy system for stand-alone applications,” *Expert Syst. Appl.*, vol. 51, pp. 59–75, 2016, doi: 10.1016/j.eswa.2015.12.038.
- [173] A. Cano, F. Jurado, H. Sánchez, L. M. Fernández, and M. Castañeda, “Optimal sizing of stand-alone hybrid systems based on PV/WT/FC by using several methodologies,” *J. Energy Inst.*, vol. 87, no. 4, pp. 330–340, 2014, doi: 10.1016/j.joei.2014.03.028.
- [174] P. Gopi and P. Linga, “A Robust Decentralized Controller Design for Interconnected Power System with Random Load Perturbations using SDO Software,” *Procedia Technol.*, vol. 21, pp. 406–414, 2015, doi: 10.1016/j.protcy.2015.10.060.
- [175] A. Cano, F. Jurado, H. Sanchez, M. Castaneda, and L. M. Fernandez, “Sizing and energy management of a stand-alone PV/hydrogen/battery-based hybrid system,” *SPEEDAM 2012 - 21st Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives, Autom. Motion*, pp. 969–973, 2012, doi: 10.1109/SPEEDAM.2012.6264535.
- [176] J. Lata-García, C. Reyes-Lopez, F. Jurado, L. M. Fernández-Ramírez, and H. Sanchez, “Sizing optimization of a small hydro/photovoltaic hybrid system for electricity generation in Santay Island, Ecuador by two methods,” *2017 Chil. Conf. Electr. Electron. Eng. Inf. Commun. Technol. CHILECON 2017 - Proc.*, vol. 2017-January, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/CHILECON.2017.8229539.
- [177] P. E. Valencia, “Optimización mediante algoritmos genéticos,” *An. del Inst. Ing. Chile*, no. Agosto, pp. 83–92, 1997.
- [178] A. Diego-m and V. C. Ballester, “Optimizacion de la distribucion en planta mediante algoritmos genéticos. Aportacion al control de la geometria de las actividades,” vol. 1, p. 415, 2006.
- [179] A. Nunez, “Hybrid systems in electrical distribution design with genetic algorithm,” *Minerva*, vol. 1, no. 1, pp. 32–42, 2020, doi: 10.47460/minerva.v1i1.4.

- [180] M. Abyani and M. R. Bahaari, A comparative reliability study of corroded pipelines based on Monte Carlo Simulation and Latin Hypercube Sampling methods, *Int. J. Pressure Vessels Piping*, 2020, 181, 104079, DOI:10.1016/j.ijpvp.2020.104079 .
- [181] A. Navid, S. Khalilarya and M. Abbasi, Diesel engine optimization with multi-objective performance characteristics by non-evolutionary Nelder–Mead algorithm: Sobol sequence and Latin hypercube sampling methods comparison in DoE process, *Fuel*, 2018, 228, 349–367, DOI:10.1016/j.fuel.2018.04.142
- [182] Smarth City Ecuador, “La planta fotovoltaica en la isla isabela,” Jul. 27, 2019. <https://smarthcityecuador.com/la-planta-fotovoltaica-en-la-isla-isabela/>.
- [183] Elecgalapagos S.A., “Isabela renovable Energía en Evolución,” 2021. <https://www.elecgalapagos.com.ec/newsite/isabela-renovable/#1540997250129-f179b21f-67df>.
- [184] Elecgalapagos S.A., “Sistema híbrido Isla Isabela,” 2021. <https://www.elecgalapagos.com.ec/newsite/sistema-hibrido-isla-isabela/>.
- [185] Corresponsables, “Siemens resuelve un grave problema ambiental que afectaba a las Islas Galápagos a través de la innovación,” Feb. 07, 2019. <https://www.corresponsables.com/actualidad/siemens-problema-ambiental-islas-galapagos>.
- [186] Energiezukunft, “100% Erneuerbare für Galapagos,” Jun. 11, 2019. <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/biomasse/100-erneuerbare-fuer-galapagos/>.
- [187] R. Abdelhedi et al., “Reinforcement Learning-Based Power Sharing Between Batteries and Supercapacitors in Electric Vehicles.”
- [188] X. Qi, G. Wu, S. Member, K. Boriboonsomsin, and M. J. Barth, “Development and Evaluation of an Evolutionary Algorithm-Based Online Energy Management System for Plug-In Hybrid Electric Vehicles,” pp. 1–11, 2016.
- [189] Kroposki B, Lasseter R, Ise T, Morozumi S, Papatlianassiou S, Hatziargyriou N. Making microgrids work. *IEEE Power Energy Mag* 2008;6(3):40e53.
- [190] Nelson DB, Nehrir MH, Wang C. Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems. *Renew Energy* 2006;31(10):1641e56.

- [191] Thameem Ansari MMd, Velusami S. Dual mode linguistic hedge fuzzy logic controller for an isolated windediesel hybrid power system with superconducting magnetic energy storage unit. *Energy Convers Manag* 2010;51(1):169e81.
- [192] González I, Ramiro A, Calderón M, Calderón AJ, González JF. Estimation of the state-of-charge of gel lead-acid batteries and application to the control of a stand-alone wind-solar test-bed with hydrogen support. *Int J Hydrogen Energy* 2012;37(15):11090e103.
- [193] Chun-Hua L, Xin-Jian Z, Guang-Yi C, Sheng S, Ming-Ruo H. Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology. *Renew Energy* 2009;34(3):815e26.
- [194] Etxeberria A, Vechiu I, Camblong H, Vinassa JM. Comparison of three topologies and controls of a hybrid energy storage system for microgrids. *Energy Convers Manag* 2012;54(1):113e21.
- [195] Thounthong P, Chunkag V, Sethakul P, Sikkabut S, Pierfederici S, Davat B. Energy management of fuel cell/solar cell/supercapacitor hybrid power source. *J Power Sources* 2011;196(1):313e24.
- [196] Bockris J. The origin of ideas on a hydrogen economy and its solution to the decay of the environment. *Int J Hydrogen Energy* 2002;27(7e8):731e40.
- [197] Erdinc O, Uzunoglu M. Recent trends in PEM fuel cellpowered hybrid systems: Investigation of application areas, design architectures and energy management approaches. *Renew Sust Energy Rev* 2010;14(9):2874e84.
- [198] Ipsakisa D, Voutetakisa S, Seferlisa P, Stergiopoulou F, Elmasides C. Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage. *Int J Hydrogen Energy* 2009;34(16):7081e95.
- [199] Wang C, Nehrir MH. Power management of a stand-alone wind/photovoltaic/fuel cell energy system. *IEEE Trans Energy Convers* 2008;23(3):957e67.
- [200] Zhou K, Ferreira JA, de Haan SWH. Optimal energy management strategy and system sizing method for standalone photovoltaic-hydrogen systems. *Int J Hydrogen Energy* 2008;33(2):477e89.
- [201] Dursun E, Kilic O. Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/wind/PEMFC hybrid power system. *Int J Electr Power* 2012;34(1):81e9.

- [202] Carapellucci R, Giordano L. Modeling and optimization of an energy generation island based on renewable technologies and hydrogen storage systems. *Int J Hydrogen Energy* 2012;37(3):2081e93.
- [203] Bernal-Agustin JL, Dufo-Lopez R. Hourly energy management for grid-connected windhydrogen systems. *Int J Hydrogen Energy* 2008;33(22):6401e13.
- [204] Dufo-López R, Bernal-Agustín JL, Contreras J. Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage. *Renew Energy* 2007;32(7):1102e26.
- [205] Derrouazin A, Mekakia-Maaza N, Taleb R, Nacef M, Aillerie M. Low cost hybrid energies smart management system applied for micro-grids. *Energy Proc* 2014;50:729–37. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.06.090> [Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability (TMREES14, EUMISD)].
- [206] A. Derrouazin, M. Aillerie, N. Mekakia-Maaza, and J. P. Charles, “Fuzzy logic controller versus classical logic controller for residential hybrid solar-wind-storage energy system,” *AIP Conf. Proc.*, vol. 1758, 2016, doi: 10.1063/1.4959451.
- [207] Y. Yuan, T. Zhang, B. Shen, X. Yan, and T. Long, “A fuzzy logic energy management strategy for a photovoltaic/diesel/battery hybrid ship based on experimental database,” *Energies*, vol. 11, no. 9, 2018, doi: 10.3390/en11092211.
- [208] A. Derrouazin, M. Aillerie, N. Mekakia-Maaza, and J. P. Charles, “Multi input-output fuzzy logic smart controller for a residential hybrid solar-wind-storage energy system,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 148, pp. 238–250, 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.05.046.
- [209] S. Messalti, A. Harrag, and A. Loukriz, “A new variable step size neural networks MPPT controller: Review, simulation and hardware implementation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 68, no. August 2015, pp. 221–233, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.131.
- [210] J. Henriques, A. Cardoso, A. Dourado, and U. De Coimbra, “PID controllers by means of a Neural Network,” pp. 311–316.
- [211] Zadeh LA. *Information and control. Fuzzy sets* 1965;8(3):338–53. [http://dx.doi.org/10.1016/S0019-9958\(65\)90241-X](http://dx.doi.org/10.1016/S0019-9958(65)90241-X) [Original Research Article].
- [212] Saravanan S, Thangave S. Fuzzy logic controller based power management for a standalone solar/wind/fuel cell fed hybrid system. *J Renew Sustain Energy* 2013;5:053147. <http://dx.doi.org/10.1063/1.4827315>.