



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Dpto. de Ingeniería de Sistemas y Automática

Gestión óptima de la energía en industrias con  
Cogeneración y Generación Renovable mediante  
Controladores Predictivos basados en Modelos  
Económicos

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Automática e Informática Industrial

AUTOR/A: Mesa Hernández, Michael

Tutor/a: Sanchis Saez, Javier

Cotutor/a externo: MARTINEZ CARVAJAL, BLANCA VIVIANA

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

## **RESUMEN**

El uso de microrredes y energías renovables se ha incrementado en las últimas décadas debido a la necesidad global de acelerar la transición energética y desacelerar el cambio climático, así mismo, los sistemas de cogeneración (CHP) se implementan con mayor frecuencia en instalaciones con demandas de energías tanto térmicas como eléctricas, como ocurre en plantas industriales, dados los altos niveles de eficiencia que permiten en comparación con la generación tradicional separada de ambas. Por lo tanto, para optimizar el uso de los recursos energéticos y aumentar la penetración de tecnologías renovables, se han establecido nuevos paradigmas jerárquicos para la gestión y control de microrredes. De este modo, en este trabajo se propone un sistema de gestión de la energía (EMS) para el escenario de microrred de una nave industrial compuesta por un sistema CHP, una granja fotovoltaica, sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) y eléctrica (ESS) y conexión a la red de distribución pública. La implementación del EMS se lleva a cabo usando la metodología del control predictivo basado en modelos económicos (EMPC), para ello se obtienen modelos de predicción en espacio de estados para los sistemas CHP y TES, y se realiza el planteamiento de un problema típico de optimización que busca obtener el mayor beneficio económico posible mientras cumple con las restricciones operativas y de demanda de la planta, contemplando predicciones de: carga, el mercado energético y disponibilidad del recurso de generación renovable. Los resultados de las validaciones del optimizador demuestran una ganancia económica notable frente a un escenario base sin sistemas de almacenamiento ni de gestión de la energía, así como un mayor aprovechamiento de la energía fotovoltaica producida.

*Palabras clave: microrred, sistema de calor y potencia combinados, control predictivo basado en modelos económicos, sistema de gestión de la energía, energía renovable.*

## **ABSTRACT**

The use of microgrids and renewable energies has increased in recent decades due to the global need to accelerate the energy transition and slow down climate change, likewise, cogeneration systems (CHP) are more frequently implemented in facilities with demands for both thermal and electrical energy, as occurs in industrial plants, given the high levels of efficiency that they allow compared to the traditional generation separated from both. Therefore, to optimize the use of energy resources and increase the penetration of renewable technologies, new hierarchical paradigms for microgrids management and control have been established. Thus, in this work an energy management system (EMS) is proposed for the microgrid scenario of an industrial building made up of a CHP system, a photovoltaic farm, thermal energy storage (TES) and electricity storage (ESS) systems and connection to the public distribution network. The implementation of the EMS is carried out using the predictive control methodology based on economic models (EMPC), for which prediction models are obtained in state space for the CHP and TES systems, and the approach of a typical optimization problem that seeks to obtain the greatest possible economic benefit while complying with the operational and demand constraints of the plant, contemplating predictions for: load, the energy market and availability of the renewable generation resource. The results of the optimizer validations show a notable economic gain compared to a base scenario without storage systems and energy management system, as well as a greater use of the photovoltaic energy produced.

*Keywords: microgrid, combined heat and power system, economic model predictive control, energy management system, renewable energy.*

## RESUMEIXEN

L'ús de microxarxes i energies renovables s'ha incrementat en les últimes dècades a causa de la necessitat global d'accelerar la transició energètica i desaccelerar el canvi climàtic, així mateix, els sistemes de cogeneració (CHP) s'implementen amb major freqüència en instal·lacions amb demandes d'energies tant tèrmiques com elèctriques, com ocorre en plantes industrials, donats els alts nivells d'eficiència que permeten en comparació amb la generació tradicional separada d'ambdues. Per tant, per a optimitzar l'ús dels recursos energètics i augmentar la penetració de tecnologies renovables, s'han establert nous paradigmes jeràrquics per a la gestió i control de microxarxes. D'aquesta manera, en aquest treball es proposa un sistema de gestió de l'energia (EMS) per a l'escenari de microxarxa d'una nau industrial composta per un sistema CHP, una granja fotovoltaica, sistemes d'emmagatzematge d'energia tèrmica (TES) i elèctrica (ESS) i connexió a la xarxa de distribució pública. La implementació del \*EMS es duu a terme usant la metodologia del control predictiu basat en models econòmics (EMPC), per a això s'obtenen models de predicció en espai d'estats per als sistemes CHP i \*TES, i es realitza el plantejament d'un problema típic d'optimització que busca obtenir el major benefici econòmic possible mentre compleix amb les restriccions operatives i de demanda de la planta, contemplant prediccions de: càrrega, el mercat energètic i disponibilitat del recurs de generació renovable. Els resultats de les validacions del \*optimizador demostren un guany econòmic notable enfront d'un escenari base sense sistemes d'emmagatzematge ni de gestió de l'energia, així com un major aprofitament de l'energia fotovoltaica produïda.

Paraules clau: microxarxa, sistema de calor i potència combinats, control predictiu basat en models econòmics, sistema de gestió de l'energia, energia renovable.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS	7
GLOSARIO DE ABREVIATURAS	9
GLOSARIO DE VARIABLES	10
CAPÍTULO 1: CONTEXTO Y MARCO TEORICO	13
1.1. MICRORREDES, GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA	13
1.2. SISTEMAS DE CALOR Y POTENCIA COMBINADOS (CHP)	15
1.3. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES	18
1.3.1. Energía Fotovoltaica (PV)	18
1.4. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA (ESS)	20
1.4.1. Almacenamiento electroquímico de energía	22
1.4.2. Almacenamiento térmico de energía (TES)	23
1.5. CONTROL Y GESTIÓN DE MICRORREDES	24
1.6. CONTROLADORES PREDICTIVOS BASADOS EN MODELOS (MPC)	28
1.6.1. Controladores predictivos basados en modelos económicos (EMPC)	29
CAPÍTULO 2: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA A RESOLVER	31
2.1. SISTEMAS DE COGENERACIÓN Y MICRORREDES EN LA INDUSTRIA	31
2.2. ESCENARIO DEL CASO DE ESTUDIO	32
2.3. SISTEMAS CHP Y TES	35
2.4. SISTEMA DE GENERACIÓN PV	35
2.5. SISTEMA BESS	36
CAPÍTULO 3: ENFOQUE PROPUESTO	38
3.1. MODELADO DE LOS SISTEMAS CHP Y TES	38
3.1.1. Potencia Eléctrica de salida del CHP: $P_{\text{CHP}}$	40
3.1.2. Temperatura de salida del CHP: $T_2$	40
3.1.3. Modelo en espacio de estados del sistema CHP	40
3.1.4. Modelo de la dinámica del TES	42
3.1.5. Modelo total de la planta: CHP – TES	42
3.1.6. Modelos de predicción de las variables de salida de la planta virtual: $T_1$ , $T_2$ y $P_{\text{CHP}}$	45

3.1.7. Obtención de vectores de estado inicial de los modelos de predicción de $T_1$ , $T_2$ y $P_{\text{CHP}}$	47
3.2. MODELADO DEL BESS	48
3.3. BALANCE DE ENERGÍA DEL SISTEMA	49
3.4. PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS	49
3.4.1. Función objetivo	50
3.4.2. Restricciones	52
3.4.3. Variables de decisión	53
3.4.4. Problema de optimización completo	53
3.4.5. Tamaño del problema de optimización	54
3.5. IMPLEMENTACIÓN DEL EMS	55
3.5.1. Función del solucionador de optimización	56
3.5.2. Función de predicción de variables del sistema CHP - TES	57
3.6. COMPROBACIÓN DE FUNCIONAMIENTO DEL EMS MEDIANTE EJECUCIÓN ÚNICA	58
3.6.1. Dimensionamiento de los límites operativos de la microrred y sus sistemas	58
3.6.2. Perfiles iniciales de demanda energética de la nave industrial	59
3.6.3. Perfiles iniciales de coste del gas y de la energía eléctrica	60
3.6.4. Perfiles de radiación solar y obtención de predicción de potencia PV	60
3.6.5. Ejecución de EMS para verificación de operación en instante único	61
CAPÍTULO 4: VALIDACIÓN Y RESULTADOS	63
4.1. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SCRIPT DE VALIDACIÓN DE FUNCIONAMIENTO DEL EMS	63
4.2. EJECUCIÓN DE CASOS DE VALIDACIÓN DE FUNCIONAMIENTO DEL EMS EN LA MG	65
4.2.1. Caso de verificación 1: perfiles de predicción constantes durante todo el horizonte móvil de predicción	68
4.2.2. Caso de verificación 2: reducción de la carga térmica y del precio de la energía eléctrica a partir de la hora 12	69
4.2.3. Caso de verificación 3: 12 h con predicciones de precio reducido de gas y elevado de electricidad seguidas de 12 h con predicciones de precio elevado de gas y reducido de electricidad	71
4.2.4. Caso de verificación 4: 12 h con predicciones de día soleado seguidas de 12 h con predicciones de día nublado	73
CONCLUSIONES	76
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77
ANEXOS	79
A1. CÓDIGO DE MATLAB PARA OBTENCIÓN DE MODELOS CHP- TES	79

A2. CÓDIGO DE MATLAB PARA OBTENCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE MODELOS EN ESPACIO DE ESTADOS PARA $T_1$ , $T_2$ Y $P_{CHP}$	80
A3. CÓDIGO DE MATLAB DE LA FUNCIÓN DEL SOLUCIONADOR DE OPTIMIZACIÓN DEL EMS	81
A4. CÓDIGO DE MATLAB DE LA FUNCIÓN DE PREDICCIÓN DE VARIABLES $T_1$ , $T_2$ Y $P_{CHP}$ DEL EMS	82
A5. CÓDIGO MODIFICADO DE LA FUNCIÓN DEL SOLUCIONADOR PARA PRUEBA INICIAL DE FUNCIONAMIENTO DEL ALGORITMO DE UNA SOLA EJECUCIÓN	83
A6. CÓDIGO IMPLEMENTADO EN MATLAB PARA LAS VERIFICACIONES DE FUNCIONAMIENTO DEL EMS EN UN DÍA DE OPERACIÓN DE LA MG	86
A7. RELACIÓN DEL TRABAJO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE DE LA AGENDA 2030	90

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema conceptual de una microrred	14
Figura 2. Esquema conceptual de los ciclos superior e inferior de la cogeneración	16
Figura 3. Esquema conceptual del ciclo combinado de la cogeneración	17
Figura 4. Teoría básica de la célula fotovoltaica	19
Figura 5. Celda, panel y arreglo fotovoltaico	19
Figura 6. Flujo energético en un sistema de almacenamiento de energía	21
Figura 7. Circuito equivalente de una batería y su punto de operación	23
Figura 8. Jerarquía de tres capas de control y gestión para microrredes	26
Figura 9. Proceso de control de una MG con planificación del día siguiente mediante un EMS	27
Figura 10. Paradigma tradicional utilizado para la optimización y control de procesos	28
Figura 11. Esquema general del escenario de microrred industrial con cogeneración, generación renovable y sistema de almacenamiento y gestión de la energía.	33
Figura 12. Esquema de flujos de potencia de la MG del caso de estudio	34
Figura 13. Esquema de operación del sistema CHP junto con el TES en la MG planteada	35
Figura 14. Ejemplo de curvas diarias de predicciones de disponibilidad de generación PV.	36
Figura 15. Modelo en espacio de estados del sistema CHP para relación de entradas $F_G$ , $F_W$ y $T_1$ con salidas $T_2$ y $P_{CHP}$	41
Figura 16. Respuesta ante escalón del sistema obtenido para modelar el CHP	41
Figura 17. Modelado de temperatura $T_1$ al interior del TES a partir de la temperatura de salida del sistema CHP $T_2$ y la demanda térmica de la nave industrial $Q_D$	43
Figura 18. Modelo total de la planta contemplando sistemas CHP y TES	44
Figura 19. Esquema simplificado del modelo total del conjunto CHP – TES	44
Figura 20. Respuestas de $T_1$ y $T_2$ mediante simulación del modelo de CHP – TES	44
Figura 21. Respuesta de $P_{CHP}$ mediante simulación del modelo de CHP – TES	45
Figura 22. Procedimiento de obtención de modelos de predicción para $T_1$ , $T_2$ y $P_{CHP}$	46
Figura 23. Modelo usado para estimación de los estados iniciales de $T_1$ , $T_2$ y $P_{CHP}$	47
Figura 24. Matrices ingresadas a modelos para estimación de estados iniciales de $T_1$ , $T_2$ y $P_{CHP}$	48
Figura 25. Esquema del EMS propuesto para la solución del problema de control de la MG	50
Figura 26. Arquitectura general del EMS	55

Figura 27. Arquitectura de la función del solucionador de optimización del EMS	56
Figura 28. Arquitectura de la función de predicción de variables $T_1$ , $T_2$ y $P_{CHP}$	57
Figura 29. Diagrama de flujo de las operaciones de la función $CHP\_TES\_Sim.m$	58
Figura 30. Perfiles iniciales de potencia calórica y eléctrica demandadas por la MG	59
Figura 31. Perfiles iniciales de coste de gas y energía eléctrica	60
Figura 32. Gráficas de radiación solar para obtención de potencia PV	61
Figura 33. Curvas de respuesta de la ejecución del código del algoritmo sin horizonte móvil	62
Figura 34. Arquitectura del script de validación de funcionamiento del EMS en la MG	64
Figura 35A. Diagrama de flujo del script de validación del funcionamiento del EMS en la MG parte A (script general)	65
Figura 35B. Diagrama de flujo del script de validación del funcionamiento del EMS en la MG parte B (bucle de operación MG/EMS durante 24 horas)	66
Figura 36. Curvas de salidas del EMS para el caso de verificación 1	68
Figura 37. Perfiles de entrada al EMS para primera y segunda mitad del arreglo de predicción $Q_D$ para el caso de verificación 2	69
Figura 38. Perfiles de entrada al EMS para primera y segunda mitad del arreglo de predicción $C_E$ para el caso de verificación 2	70
Figura 39: curvas de salida del EMS para el caso de verificación 2	71
Figura 40. Perfiles de entrada al EMS para primera y segunda mitad del arreglo de predicción $C_G$ para el caso de verificación 3	72
Figura 41. Perfiles de entrada al EMS para primera y segunda mitad del arreglo de predicción $C_E$ para el caso de verificación 3	72
Figura 42: curvas de salida del EMS para el caso de verificación 3	73
Figura 43. Perfiles de entrada al EMS para primera y segunda mitad del arreglo de predicción $P_{PV}$ para el caso de verificación 4	74
Figura 44: curvas de salida del EMS para el caso de verificación 4	75

## **GLOSARIO DE ABREVIATURAS**

MG: microrred (Microgrid).

DG: generadores distribuidos (Distributed Generators).

CHP: sistema de cogeneración o de calor y potencia combinados (Combined Heat and Power).

WHP: desperdicio de calor para potencia (Waste Heat to Power).

HRSRG: unidad de recuperación de calor y generación de vapor (Heat Recovery Steam Generator).

PV: sistemas de generación fotovoltaicos (Photovoltaic).

ESS: sistema de almacenamiento de energía eléctrica (Energy Storage System).

BESS: sistema de almacenamiento de energía eléctrica con baterías (Battery Energy Storage System).

TES: depósito de almacenamiento de calor (Termal Energy Storage).

EMS: sistema de gestión óptima de la energía (Energy Management System).

MPC: controlador predictivo basado en modelos (Model Predictive Controller).

EMPC: controlador predictivo basado en modelos económicos (Economic Model Predictive Controller).

RTO: nivel de optimización en tiempo real (Real Time Optimization).

MIMO: sistema de múltiples entradas y múltiples salidas (Multiple Inputs Multiple outputs).

SISO: sistema de una entrada y una salida (Single Input Single Output).

u: variables de decisión o entradas manipuladas.

HRU: unidad de recuperación de calor (Heat Recovery Unit).

RNN: red neuronal recurrente (Recurrent Neural Network).

## **GLOSARIO DE VARIABLES**

$E_{generate}$ : energía ideal generada por fuentes de almacenamiento de energía.

$E_{out}$ : energía de salida real de fuentes de almacenamiento de energía.

$\Delta E_{loss}$ : pérdidas totales en la energía de salida de fuentes de almacenamiento de energía.

$\Delta E_{ch}$ : pérdidas de energía durante la etapa de carga de un ESS.

$\Delta E_{st}$ : pérdidas de energía durante la etapa de almacenamiento de un ESS.

$\Delta E_{disch}$ : pérdidas de energía durante la etapa de descarga de un ESS.

$\eta_{ch}$ : eficiencia en la etapa de carga de un ESS.

$\eta_{st}(t)$ : eficiencia en la etapa de almacenamiento de un ESS.

$\eta_{disch}$ : eficiencia en la etapa de descarga de un ESS.

$E_{st}^*$ : energía almacenada tras pérdidas de almacenamiento en un ESS.

$\eta_{st}^{total}$ : eficiencia total de un ESS.

$V_b$ : caída de tensión interna del modelo simplificado de una batería eléctrica.

$V_L$ : caída de tensión en la carga del modelo simplificado de una batería eléctrica.

$C_i$ : capacidad de almacenamiento de una batería eléctrica.

SoC: estado de carga porcentual en una batería eléctrica.

$H_p$ : horizonte de predicción.

$h(\cdot)$ : expresiones matemáticas del modelo del proceso.

$x(0)$ : condiciones iniciales del modelo dinámico del proceso.

$x$ : vector de estado de un modelo en espacio de estados.

$u$ : vector de entrada de un modelo en espacio de estados.

$y$ : vector de salida de un modelo en espacio de estados.

$A$ : matriz de estado de un modelo en espacio de estados.

$B$ : matriz de entrada de un modelo en espacio de estados.

$C$ : matriz de salida de un modelo en espacio de estados.

$D$ : matriz de realimentación de un modelo en espacio de estados.

$g(\cdot)$ : restricciones del proceso.

$I_e$ : función de coste económico del EMPC.

$F_G$ : flujo de entrada de gas al sistema CHP.

$P_{CHP}$ : potencia eléctrica generada por el sistema CHP.

$Q_{CHP}$ : potencia calórica generada por el sistema CHP.

$Q_{TES}$ : potencia calórica almacenada en el TES.

$P_{PV}$ : potencia eléctrica generada por el sistema PV (perfil de predicción).

$P_{PV}^*$ : consigna de potencia eléctrica a utilizar del sistema PV (variable de decisión).

$P_{BESS}$ : potencia eléctrica generada por el sistema de almacenamiento BESS.

$P_G$ : potencia eléctrica suministrada por la red principal o general de distribución.

$Q_D$ : demanda o carga de potencia calórica.

$P_D$ : demanda o carga de potencia eléctrica.

$F_W$ : flujo constante de agua del sistema CHP.

$T_1$ : temperatura del agua entrando al sistema CHP.

$T_2$ : temperatura del agua saliendo del sistema CHP.

$k$ : índice de tiempo discreto.

$C_G$ : coste del gas.

$C_E$ : coste de la energía eléctrica.

$T_{TES}$ : temperatura al interior del TES.

$E_{BESS}$ : energía eléctrica almacenada en el sistema BESS.

$\eta_{BESS}$ : factor de eficiencia del sistema BESS.

$SoC_{BESS}$ : estado de carga porcentual del sistema BESS.

$G_{11}$ : función de transferencia de  $T_2$  debida a  $F_G$  considerando únicamente la dinámica del CHP.

$G_{12}$ : función de transferencia de  $T_2$  debida a  $F_W$  considerando únicamente la dinámica del CHP.

$G_{13}$ : función de transferencia de  $T_2$  debida a  $T_1$  considerando únicamente la dinámica del CHP.

$G_{21}$ : función de transferencia de  $P_{CHP}$  debida a  $F_G$ .

$P_{gas}$ : potencia calórica del gas.

$x_{initT2}$ : vector de estados iniciales de  $T_2$ .

$x_{initT1}$ : vector de estados iniciales de  $T_1$ .

$x_{initPchp}$ : vector de estados iniciales de  $P_{CHP}$ .

$G_{11}^*$ : función de transferencia de  $T_1$  debida a  $T_2$  considerando únicamente la dinámica del TES.

$G_{12}^*$ : función de transferencia de  $T_1$  debida a  $Q_D$  considerando únicamente la dinámica del TES.

$G_{T1}$ : modelo en continuo de  $T_1$  debida a  $F_G$ ,  $F_W$  y  $Q_D$ .

$G_{T2}$ : modelo en continuo de  $T_2$  debida a  $F_G$ ,  $F_W$  y  $Q_D$ .

$Panel_{area}$ : área del arreglo de paneles solares de la nave industrial.

$Panel_{eff}$ : eficiencia del arreglo de paneles solares de la nave industrial.

$Sun_{rad}$ : vector de predicción de radiación solar disponible.

$T_{2Req}$  = temperatura de salida del CHP requerida para cumplir la  $Q_D$  en el escenario base.

$F_{GReq}$  = flujo de gas de entrada al CHP requerido para cumplir la  $Q_D$  en el escenario base.

$P_{CHPRes}$  = potencia resultante del CHP al alimentar el sistema con  $F_{GReq}$  en el escenario base.

$P_{GReq}$  = potencia comprada a la red requerida para cumplir la demanda  $P_D$  en el escenario base.

## **CAPÍTULO 1: CONTEXTO Y MARCO TEORICO**

El mundo actual converge en la necesidad de acelerar la transición energética hacia una menos extractivista y descarbonizada que ayude a disminuir la tendencia del cambio climático, encontrándose a mitad de camino desde el planteamiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible en las Naciones Unidas (2015), que establecen 17 metas en el periodo hasta el año 2030 para, entre otros, favorecer la llamada “Recuperación Verde” del planeta.

Las demandas crecientes de energía en una era dominada por las comunicaciones y la electrónica, además de por el mercado e industria de producción masivos, incrementan el reto de conseguir el abastecimiento de las necesidades de consumo con fuentes renovables, dada la impredecibilidad asociada a su dependencia del clima.

Al mismo tiempo, con el cambio del paradigma de las redes eléctricas hacia las Redes Inteligentes (Smart Grids) se han abierto diferentes frentes de investigación en ingeniería que abarcan ramas como la eléctrica, de comunicaciones, informática y automática, conteniendo esta última la instrumentación y metrología, dentro de las cuales se buscan desarrollos enfocados hacia la eficiencia energética, entendida esta de manera muy general como el aprovechamiento óptimo de los recursos para cubrir las demandas actuales de la sociedad.

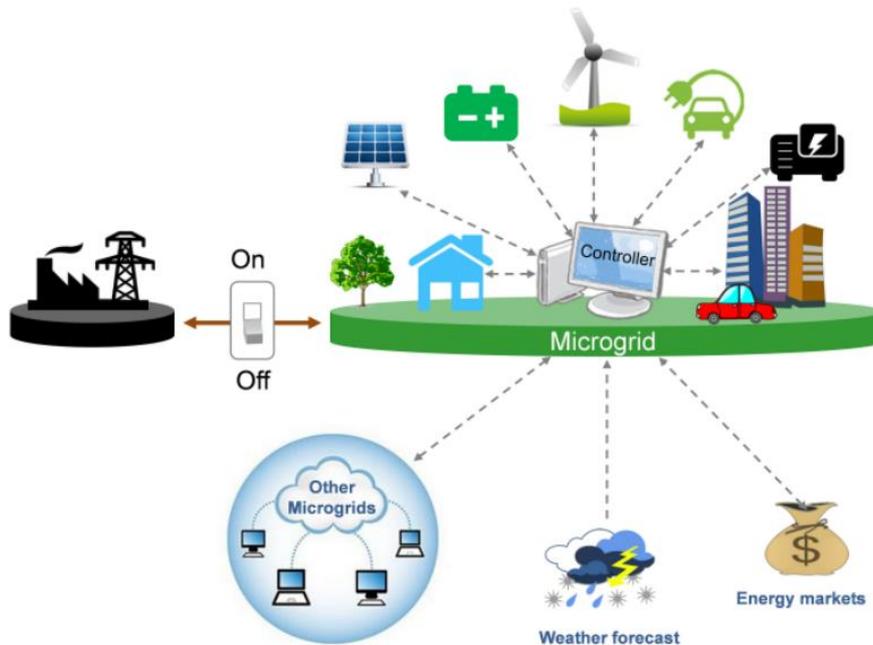
Este trabajo se basa en el desarrollo de un sistema de gestión óptima de recursos energéticos, delimitando el escenario de aplicación a una nave industrial que posee distintas fuentes de generación y almacenamiento de energía, así como dos distintos tipos de demanda interna, que son el calor y la potencia eléctrica, entendiendo a las industrias de producción como una parte fundamental de un engranaje global que haga posible la transición energética, en donde, dados sus altos consumos, están llamadas a implementar proyectos y medidas relacionadas con generación renovable y/o eficiencia energética.

En este capítulo se exponen algunos fundamentos para el entendimiento de las microrredes, con énfasis en los componentes del sistema esbozado para este estudio, así como de los planteamientos de teoría de control asociados a la solución propuesta para lograr la optimización de recursos energéticos.

### **1.1. MICRORREDES, GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

El termino microrred, en adelante MG (Microgrid), se utiliza para referirse generalmente a redes eléctricas con cargas controlables, generación y almacenamiento distribuidos de energía, que utilizan las tecnologías de la información y las comunicaciones para la gestión de los recursos energéticos en su interior, incluidos los de la demanda, y que pueden operar de manera autónoma o conectadas a la

red de potencia nacional [1]. Sin embargo, este concepto se ha extendido a cualquier conjunto de cargas y generadores que operen como un sistema único controlable que puede proporcionar tanto energía eléctrica como térmica o combustible a cierta zona [2]. En la figura 1 se muestra un esquema conceptual que ejemplifica el modelo de las microrredes y su integración en la actualidad.



**Figura 1. Esquema conceptual de una microrred**

Fuente: "Implementation of a DC Microgrid", de Shaver, 2017, versión original de Berkeley Lab.

En la figura 1 se pueden ver representados algunos de los distintos componentes que se presentan en las microrredes, como lo son los generadores distribuidos y las unidades de almacenamiento de energía (parte superior derecha), los mecanismos de control y/o gestión óptima de los recursos (parte central derecha) y los perfiles de datos sobre pronósticos temporales y mercados energéticos (parte inferior derecha).

Las unidades de Generación Distribuida, en adelante DG (Distributed Generators), son una de las tecnologías más importantes en las microrredes, debido a que la producción local de electricidad es la premisa principal para llamar al sistema una MG, la potencia producida por los DG mejora la confiabilidad e independencia de las MG, siendo usada para suplir la demanda dentro de estas e incluso vender energía a la red principal o a otras MG [4].

Los generadores distribuidos pueden ser divididos en su totalidad en unidades no renovables y renovables. La salida de potencia de los DG no renovables depende de su combustible primario y de la demanda del sistema, por lo tanto, su potencia es estable. La salida de las tecnologías renovables es inestable debido a su dependencia de las condiciones climáticas [4].

Teniendo en cuenta lo anterior, los sistemas de almacenamiento de energía, incluyendo las baterías del creciente parque automotor eléctrico, juegan un papel fundamental para posibilitar la fiabilidad de sistemas que incluyen DG de tipo renovable, estos, sumados a las predicciones del tiempo e información de los mercados energéticos, y a través de la gestión inteligente de los recursos soportada en algoritmos de control, permiten la operación óptima y mejor rentabilidad de las MG.

Es evidente, de acuerdo con el creciente interés en la investigación e implementación de estas tecnologías, que las microrredes se han convertido en la última década en elementos clave dentro del conjunto de medidas que permiten dar paso a la transición energética, conteniendo dentro de su concepción los puntos del nuevo modelo eléctrico impulsado por las Smart Grids, los cuales son:

- ✓ Descentralización de la generación, transmisión y distribución.
- ✓ Inclusión de fuentes renovables de energía.
- ✓ Introducción de tecnologías de la información y las comunicaciones.
- ✓ Operación basada en datos adquiridos y procesados en tiempo real.
- ✓ Generación y demanda localizadas en una misma red de potencia.
- ✓ Autonomía e intercambio de recursos energéticos.
- ✓ Mecanismos de participación de los consumidores finales en los mercados de energía.

## 1.2. SISTEMAS DE CALOR Y POTENCIA COMBINADOS (CHP)

Recientemente los sistemas de calor y potencia combinados, en adelante CHP (Combined Heat and Power Systems), conocidos también como sistemas de cogeneración, se usan ampliamente en microrredes para suplir tanto la demanda eléctrica como la carga térmica. En plantas convencionales el calor es producido como un subproducto de la electricidad y es liberado al ambiente, mientras que los sistemas CHP tienen la habilidad de recuperar la energía térmica desperdiciada y utilizarla para más generación de electricidad u otros propósitos de calentamiento. Estos sistemas tienen en promedio una eficiencia del 85%, la cual es mucho mayor que la de las plantas convencionales de generación [5].

La energía térmica producida es generalmente usada para calor o vapor de procesos industriales, acondicionamiento de espacios y agua caliente. Aún si los sistemas de cogeneración generan más de la energía térmica requerida en el sitio, su distribución a instalaciones cercanas puede sustancialmente mejorar su eficiencia económica y energética.

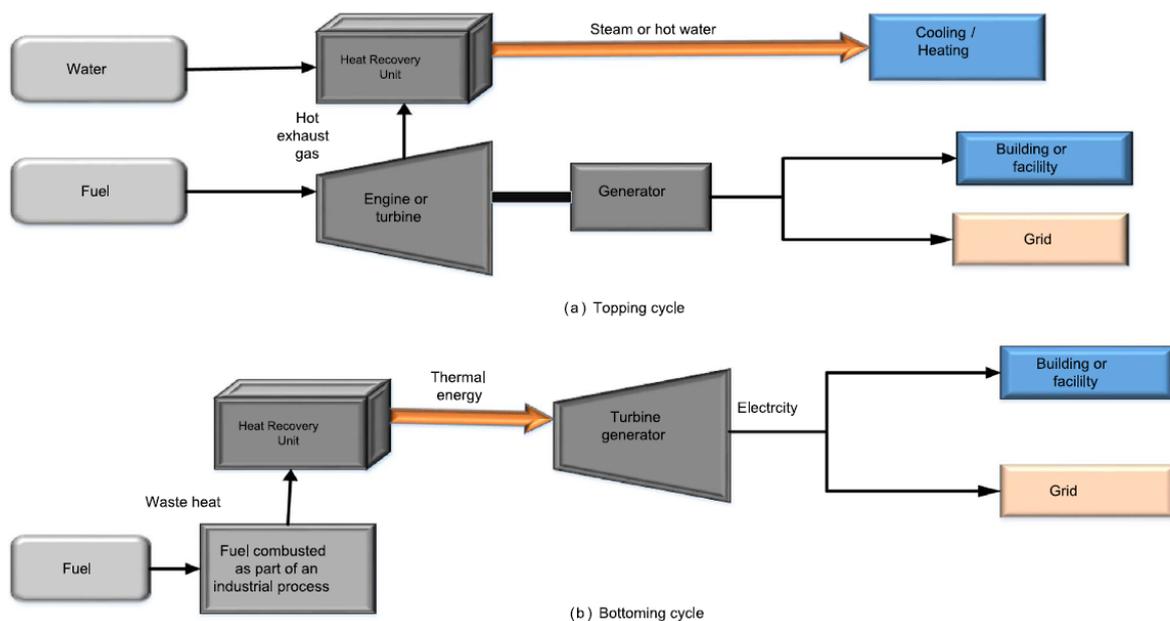
Los sistemas CHP se encuentran en el centro de interés para sistemas industriales y comerciales de generación en sitio, así como para sistemas rurales de generación distribuida. Los sistemas de cogeneración pueden proveer suficiente energía térmica para mitigar la demanda industrial y comercial de aire acondicionado en edificios mientras suministran la carga eléctrica. En áreas rurales el calor extraído puede ser utilizado para el suministro de agua caliente en las casas. Dos formas de energía conseguidas a partir de un mismo proceso pueden proporcionar significativos ahorros energéticos comparados con los procesos de generación de potencia calórica y eléctrica por separado [6]. Los beneficios de los sistemas combinados de calor y potencia son los siguientes:

- Reducción de emisiones contaminantes a la atmosfera ( $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  y Hg).

- La generación de la electricidad en sitio reduce la dependencia de la red eléctrica.
- Las cargas eléctricas y térmicas críticas pueden ser energizadas durante cortes de energía de la red.
- Las restricciones de congestión de carga pueden ser superadas para una infraestructura existente.
- Mejoramiento de la fiabilidad, reducción del costo de energía, reducción del costo de configuración inicial, e incremento de la resiliencia contra interrupciones de energía.

Hay tres operaciones principales en sistemas de cogeneración, las cuales son ciclo superior, ciclo inferior y ciclo combinado. Mayormente los CHP son operados en ciclo superior, en donde el combustible es primariamente usado para generar la electricidad o energía mecánica en las instalaciones y una porción del calor, desperdiciado de la generación de potencia, es usado para producir energía térmica útil.

En el ciclo superior típico el combustible es usado para mover el motor principal y generar potencia mecánica que es convertida en eléctrica, la cual puede ser utilizada en el propio edificio o instalaciones o transferida a la red. Posteriormente los escapes calientes del motor son usados para proporcionar calor de proceso, agua caliente o calefacción para el lugar. Las plantas que utilizan este tipo de ciclo son usualmente pensadas para cumplir la demanda térmica del sitio, siendo la consideración de la generación de electricidad secundaria.

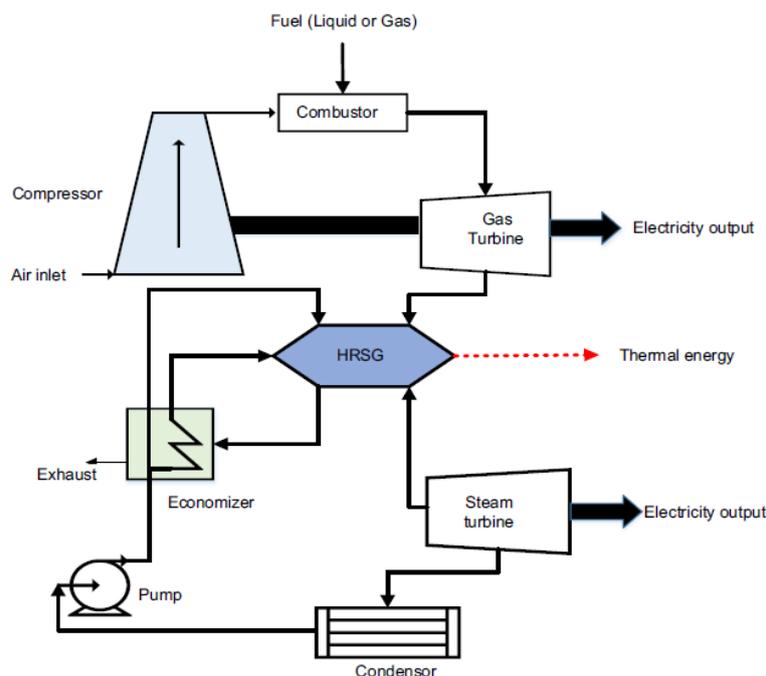


**Figura 2. Esquema conceptual de los ciclos superior e inferior de la cogeneración**

Fuente: “A comprehensive review of cogeneration system in a microgrid: A perspective from architecture and operating system”, de Mat Isa et al, Renewable and Sustainable Energy Reviews 81, Elsevier, 2018.

Por otra parte, el tipo de ciclo inferior de sistemas de cogeneración principalmente produce calor útil para procesos de manufactura mediante la quema de combustible o a partir de cualquier reacción química generadora de calor, luego recupera alguna porción de gases de escape calientes para generar electricidad. El ciclo inferior es también conocido como Desperdicio de Calor para Potencia o Waste Heat to Power (WHP) y es mayormente utilizado en industrias de proceso en las cuales son requeridas altas temperaturas, como las del vidrio o metal. Un porcentaje del calor rechazado es entonces recuperado y usado para la producción de electricidad para las propias instalaciones o la red. En la figura 2 (a) y (b) se muestran esquemas conceptuales de los ciclos superior e inferior de la cogeneración respectivamente.

En las últimas tecnologías para sistemas CHP ambos ciclos son reunidos en uno solo para formar el ciclo combinado, que presenta una mayor eficiencia, el esquema conceptual de este último es mostrado en la figura 3. En el ciclo combinado se adiciona, además de la turbina principal a gas, una segunda turbina generadora de electricidad conocida como turbina de vapor, dicho vapor es producido en la unidad de recuperación de calor y generación de vapor o HRSG (Heat Recovery Steam Generator), desde donde se supe también calor a otros procesos o utilidades distintas al de generación eléctrica. Finalmente, otros componentes como una unidad de condensación y bomba de recirculación se añaden para completar la recirculación del vapor/agua a través del ciclo de vapor.



**Figura 3. Esquema conceptual del ciclo combinado de la cogeneración**

Fuente: "A comprehensive review of cogeneration system in a microgrid: A perspective from architecture and operating system", de Mat Isa et al, Renewable and Sustainable Energy Reviews 81, Elsevier, 2018.

### **1.3. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES**

Se consideran como renovables las energías derivadas de procesos naturales que son reabastecidos constantemente. En sus distintas formas, son obtenidas directamente desde el sol, o desde el calor generado en las profundidades de la tierra. La definición de este tipo de energía es considerada como la obtención de electricidad o calor a partir de recursos como los hídricos, el sol, los vientos, océanos, biomasa y geotérmicos, además de biocombustibles e hidrogeno derivados de recursos renovables. El incremento progresivo de este tipo de tecnologías para suplir la demanda energética global es fundamental para lograr el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible planteados hacia 2030, que ayuden a la recuperación verde del planeta.

Dentro de las fuentes de energía renovables más comunes a nivel global se encuentran la solar y eólica, en cuyas plantas o instalaciones de generación la capacidad de producción de electricidad se encuentra siempre ligada a condiciones y fenómenos climáticos que pueden afectar la radiación solar recibida o las corrientes de viento, de ahí que su introducción masiva en los sistemas eléctricos unificados en el mundo sea más complicada, la impredecibilidad de la potencia disponible no es un factor a tener en cuenta con fuentes convencionales de generación de energía como los combustibles fósiles. En esta sección se explican únicamente generalidades del proceso de generación de energía solar o fotovoltaica, puesto que será la fuente de energía renovable a considerar dentro del escenario de la microrred del planteamiento del problema a resolver en este trabajo.

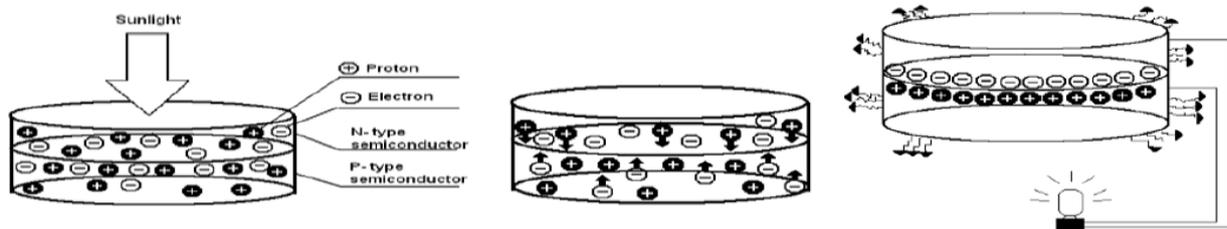
#### **1.3.1. Energía Fotovoltaica (PV)**

La generación solar requiere de la conversión de la energía de la radiación del sol a electricidad usando sistemas fotovoltaicos, en adelante PV (Photovoltaic), o de concentración. Cuando la luz solar pega en la superficie de la célula PV algunos de los fotones son absorbidos y la celda solar libera electrones usados para generar una corriente eléctrica, que es, electricidad [7].

Las células PV son dispositivos que producen una reacción eléctrica a la luz, las cuales no usan el calor del sol para producir electricidad, sino que producen electricidad directamente cuando los rayos solares interactúan con los materiales semiconductores en su interior. Las celdas PV están hechas de silicio y otros materiales semiconductores, que son también usados en circuitos integrados y transistores para equipos electrónicos, usando los tipos de semiconductores tipo-P y tipo-N para generar electricidad.

Cuando la luz solar golpea un semiconductor en la célula PV este genera pares de electrones (-) y protones (+), cuando un electrón y un protón alcanzan la superficie de unión entre los dos tipos de semiconductores el primero es atraído al semiconductor tipo-N y el segundo al tipo-P. Dado que la superficie de la unión admite solo tráfico en un solo sentido estos no pueden volver a unirse una vez son separados. Puesto que el semiconductor tipo-N ahora contiene electrones y el tipo-P protones una fuerza electromotriz (voltaje) es generada. Al conectar ambos electrodos con conductores los electrones fluyen de los semiconductores tipo-N al tipo-P y los protones del tipo-P al tipo-N generando

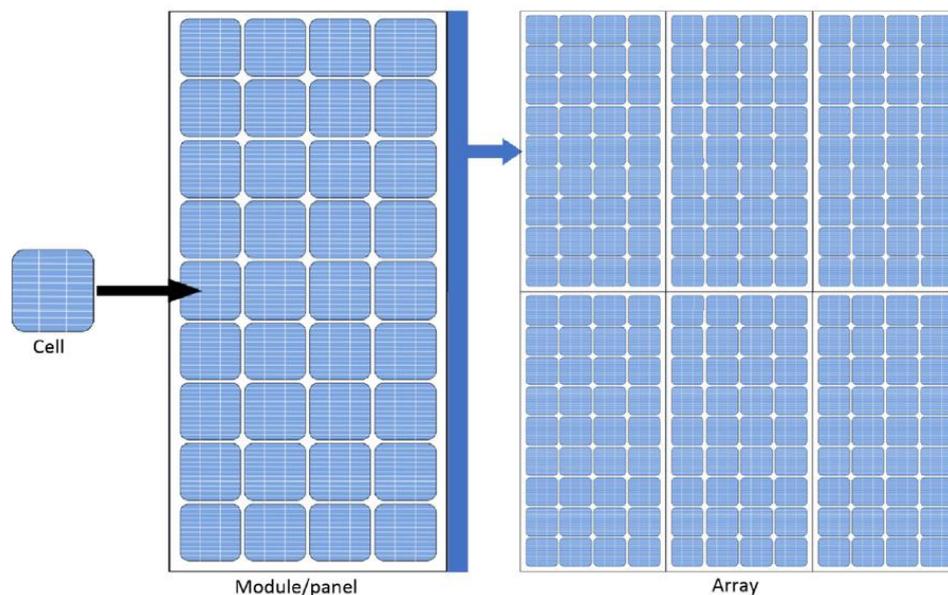
una corriente eléctrica [8]. En la figura 4 se muestra la secuencia descrita sobre la teoría básica del funcionamiento de la celda fotovoltaica.



**Figura 4. Teoría básica de la célula fotovoltaica**

Fuente: “Energy Management in Grid Connected Photovoltaic System”, de Kumar et al, International Journal of Engineering Research and Technology (IJERT) Vol 9, 2020.

El elemento fundamental en un sistema PV es el módulo solar o también llamado panel solar, el cual es la asimilación de celdas individuales, los módulos son también ensamblados en arreglos. En la figura 5 se muestra el esquema de la secuencia para la formación de arreglos de paneles PV. Las celdas en los módulos son organizadas configuraciones en serie y paralelo de acuerdo con las mismas reglas de los circuitos serie y paralelo en corriente directa (DC).



**Figura 5. Celda, panel y arreglo fotovoltaico**

Fuente: “Hybrid Renewable Energy Systems and Microgrids”, “4. Renewable energy systems”, de Contreras et al, Elsevier, 2021.

Para idénticos componentes organizados en un arreglo en serie las tensiones son aplicadas a una corriente constante, por lo tanto, los voltajes son incrementados; y para idénticos componentes organizados en paralelo las corrientes son introducidas a una tensión constante resultando en el incremento de la corriente. Las células solares pueden por lo tanto ser organizadas para cumplir determinados requerimientos de voltaje y potencia.

La tecnología fotovoltaica ha mostrado grandes desarrollos, de acuerdo con [7] algunos reportes indican que este tipo de conversión de energía a electricidad podría producir energía a 4 billones de personas en el mundo, lo cual es casi la mitad de la humanidad estimada para el año 2030. Los sistemas PV son clasificados de acuerdo con su tipo de conexión dentro de los siguientes:

- Sistemas PV independiente de la red eléctrica,
- Sistemas PV conectado a la red eléctrica, y
- Sistemas PV híbridos.

Los componentes de un sistema PV dependen de su tipo de conexión. Un sistema independiente de la red comprende paneles PV, baterías o sistemas de almacenamiento, controlador de carga, inversor, cableado y protecciones. Los sistemas conectados a la red consisten en paneles PV, inversor, protecciones y en algunos casos, transformador. En ambas configuraciones un sistema de monitoreo puede ser incluido para enviar datos de suministro de energía a equipos remotos para adquisición de datos y control. De acuerdo con el enfoque de este trabajo será explicado únicamente el componente de baterías o sistema de almacenamiento de energía en la siguiente sección.

#### **1.4. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA (ESS)**

El desarrollo de las energías renovables y la necesidad de medios de transporte con emisiones reducidas de CO<sub>2</sub> han producido nuevo interés en el almacenamiento de energía, el cual se ha convertido en un componente clave del desarrollo sostenible. El almacenamiento de energía es un factor dominante en plantas de generación renovable. Este puede mitigar variaciones de potencia, mejorar la flexibilidad del sistema y permitir el almacenamiento y despacho de la electricidad generada por fuentes variables como la eólica o solar [9].

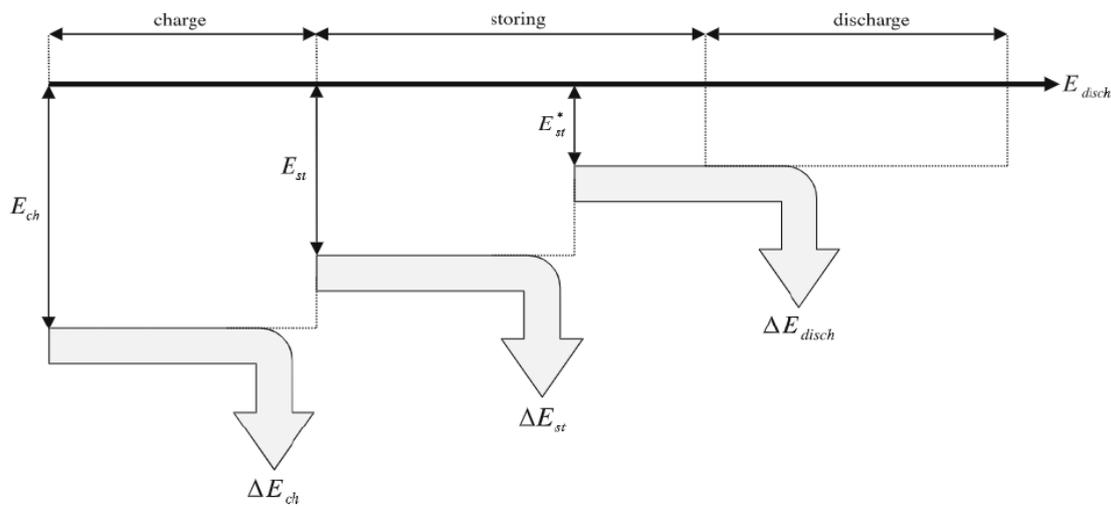
El uso de un sistema de almacenamiento de energía, en adelante ESS (Energy Storage System), puede incrementar la eficiencia en la producción energética. Este es cargado con excedentes provenientes de la fase de generación, mientras que cuando la producción es insuficiente o ausente, la cantidad necesitada de energía es obtenida mediante su descarga. Estos sistemas permiten separadamente, tanto en espacio como en tiempo, la producción de energía desde el mismo lugar de su consumo [10].

De esta forma, sería posible conseguir la transición de una producción de energía localizada (pocas plantas grandes de generación), a una red de producción de energía (más y más pequeñas plantas de generación). Este cambio incrementaría la eficiencia global del sistema completo de producción y distribución, reduciendo las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución y siendo mucho

más amigable ambientalmente debido a la reducción en el consumo de combustibles fósiles y en las emisiones de gases contaminantes.

El almacenamiento de energía consiste en tres pasos diferentes: *carga*: absorción de la energía eléctrica desde las fuentes; *almacenamiento*: conversión de la energía eléctrica en otras formas de energía para su almacenamiento; y *descarga*: inyección de la energía eléctrica nuevamente al sistema. Por otra parte, los sistemas de almacenamiento pueden ser divididos en tres partes diferentes: *almacenamiento central*: el repositorio en el cual la energía es almacenada después de la conversión; *transformación de energía*: la interfaz entre el almacenamiento central y el sistema de potencia con transferencia bidireccional; y *control*: este usa sensores y otros dispositivos de medición para determinar el nivel de carga o descarga de la energía almacenada.

En las ecuaciones (1), (2), (3), (4), (5) y (6), así como en la figura 6, las pérdidas de energía se muestran como  $\Delta E_{loss}$  y las pérdidas durante la carga, almacenamiento y descarga se presentan como  $\Delta E_{ch}$ ,  $\Delta E_{st}$  y  $\Delta E_{disch}$  respectivamente. La energía almacenada en la parte central, representada por  $E_{st}$  y  $E_{st}^*$ , es la energía existente en esta etapa del proceso.  $E_{generate}$ ,  $E_{out}$ ,  $E_{ch}$  y  $E_{disch}$  son la energía generada, de salida, de carga y descarga respectivamente.



**Figura 6. Flujo energético en un sistema de almacenamiento de energía**

Fuente: "Energy storage systems in modern grids-Matrix of technologies and applications", de Palizban and Kauhaniemi, Journal of Energy Storage 6, Elsevier, 2016.

Ya que los sistemas de almacenamiento no son fuentes, sino repositorios de energía, siempre hay pérdidas en cada paso del proceso de almacenamiento. La energía generada por las fuentes, es decir proveniente del almacenamiento, entregada al sistema durante periodos de escasez es descrita en la ecuación (1) [11].

$$E_{generate} - \Delta E_{loss} = E_{out} \quad (1)$$

Y las pérdidas de energía durante este proceso son explicadas por la ecuación (2).

$$\Delta E_{loss} = \Delta E_{ch} + \Delta E_{st} + \Delta E_{disch} \quad (2)$$

De hecho, un parámetro significativo en almacenamiento eléctrico es la eficiencia en cada paso. Tomando en cuenta la figura 6, la cual muestra el flujo de energía en un sistema de almacenamiento la eficiencia en el paso de carga puede ser calculada como se muestra en la ecuación (3).

$$\eta_{ch} = \frac{E_{st}}{E_{ch}} \quad (3)$$

Para el periodo de almacenamiento puede ser expresada según se muestra en la ecuación (4).

$$\eta_{st}(t) = \frac{E_{st}^*}{E_{st}} \quad (4)$$

Se puede notar de acuerdo con la expresión (4) que las pérdidas de energía, así como la eficiencia durante el almacenamiento dependen del tiempo de almacenamiento, por esta razón el tiempo entre la carga y la descarga deben ser considerados. Finalmente, la eficiencia en el paso de descarga puede ser obtenido mediante (5).

$$\eta_{disch} = \frac{E_{st}}{E_{disch}} \quad (5)$$

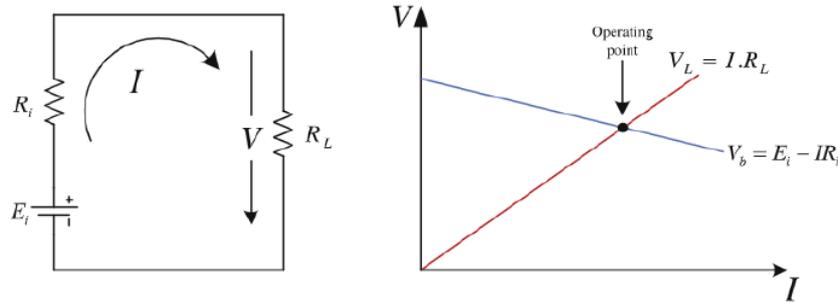
Además, la eficiencia total del ESS es mostrada en la ecuación (6).

$$\eta_{st}^{total} = \frac{E_{out}}{E_{generate}} = (\eta_{ch})(\eta_{st}(t))(\eta_{disch}) \quad (6)$$

Las diferentes tecnologías de almacenamiento usadas en sistemas eléctricos pueden ser química, electroquímica, mecánica, electromagnética o térmica. Dado el enfoque del presente estudio se hace énfasis en los tipos de almacenamiento electroquímico y térmico, los cuales son incluidos en el escenario de la MG propuesta junto con los sistemas PV y CHP.

#### 1.4.1. Almacenamiento electroquímico de energía

En esta tecnología, la energía química contenida en el material activo es convertida directamente en energía eléctrica. Las baterías son una técnica avanzada para el almacenamiento de energía eléctrica en una forma electroquímica, en adelante, estas se mencionan también como sistemas de almacenamiento de energía con baterías, en adelante BESS (Batería Energy Storage System). La posibilidad de usar baterías en un amplio rango de diferentes tamaños es la principal ventaja de esta técnica.



**Figura 7. Circuito equivalente de una batería y su punto de operación**

Fuente: “Energy storage systems in modern grids-Matrix of technologies and applications”, de Palizban y Kauhaniemi, Journal of Energy Storage 6, Elsevier, 2016.

Los niveles de voltaje y corriente operativos de un BESS son generados a través de conexiones en serie y paralelo de celdas. Un circuito simplificado equivalente a una batería se muestra en la figura 7. El punto de operación es la intersección entre la línea de fuente, que tiene la caída de tensión en terminales internos  $V_b$ , y la caída en la carga  $V_L$ . La cantidad de carga eléctrica en la celda desde el estado de carga completa hasta el estado de descarga es llamada la capacidad de la batería  $C_i$ . Además, el estado de carga SoC (State of Charge) es la proporción entre la capacidad remanente y la carga completa, igual a 100% para carga total y 0% para descarga total. La variación en el SoC está basada en el tiempo y su relación con la capacidad ( $C_i$ ) [11].

En sistemas PV, varios tipos de baterías pueden ser usados: Níquel-Cadmio (Ni-Cd), Níquel-Zinc (Ni-Zn), plomo-ácido. Sin embargo, estas deben tener algunas propiedades importantes como una alta eficiencia de carga y descarga, baja auto descarga y larga duración ante carga-descarga cíclica [9]. Por otra parte, las baterías de ion de litio (Li-ion) aparecen como una opción viable tomando en cuenta su mayor densidad de energía sobre las de plomo-ácido y Ni-Cd, así como mayores eficiencias. Adicionalmente, problemas asociados al efecto de memoria y elementos tóxicos son evitados mediante el uso de celdas Li-ion. Sin embargo, las baterías de Li-ion son normalmente más costosas y propensas a autodescarga [12].

#### 1.4.2. Almacenamiento térmico de energía (TES)

Los depósitos de almacenamiento de calor, en adelante TES (Thermal Energy Storage), reservan energía térmica mediante el calentamiento o enfriamiento de distintos medios en encerramientos con el fin de usar la energía almacenada para generar calor, frío o energía eléctrica. La energía entrante a un TES puede ser proveída mediante una resistencia eléctrica o por medio de procesos de refrigeración criogénica. En edificios y procesos industriales, cerca de la mitad de la energía es consumida en forma de calor. Este consumo varía de acuerdo con una base diaria, semanal o estacional, las necesidades de variación de energía pueden ser balanceada por el sistema de almacenamiento [9].

Los sistemas TES pueden además ser usados para mitigar la intermitencia de las fuentes de energía renovables, mediante el almacenamiento de calor en tanques de agua, sal fundida u otro material. El calor recuperado del TES es usado por un generador térmico para producir electricidad. Los TES emplean diferentes tecnologías para almacenar energía a temperaturas que varían desde  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  a más de  $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Los tipos principales de TES están basados en almacenamiento sensible de calor, almacenamiento latente de calor y almacenamiento termoquímico.

Los TES de almacenamiento sensible de calor son la tecnología más simple y se basan en el calentamiento o enfriamiento directo de un medio líquido o sólido de almacenamiento. El medio más ampliamente usado es agua, lo cual es una conocida y eficiente tecnología para TES. Otras tecnologías como cemento y concreto basado en cerámicas comunes, piedras naturales (mármol, granito, arcilla) y polímeros también son comúnmente usadas. Además, algunos materiales desechados de procesos industriales están siendo introducidos para sistemas sensibles de almacenamiento de calor. El almacenamiento sensible no es solo eficiente en cuanto a costo y ambientalmente amigable, sino que puede ser fácilmente guardado como material a granel, permitiendo el diseño simple de sistemas. Los tanques de agua caliente son usados en sistemas de calentamiento de agua basados en sistemas de suministro de energía PV y en sistemas CHP [9].

### 1.5. CONTROL Y GESTIÓN DE MICRORREDES

El objetivo de control en una MG es proporcionar la energía demandada por las cargas haciendo uso de las fuentes de generación y de los sistemas de almacenamiento de energía de forma eficiente y fiable, tanto en condiciones normales como durante contingencias, independiente de su estado de conexión a la red externa. Los beneficios económicos y medioambientales de las MG y, por lo tanto, su aceptación y penetración en el mercado eléctrico, vienen marcados en gran medida por las capacidades del sistema de control y sus características de operación.

Las MG introducen un número de retos operacionales que deben tenerse en cuenta en el diseño de sus sistemas de control y protección, debido a ciertas particularidades que las distinguen de otros sistemas. Las más relevantes son [2]:

- Flujos de potencia. A diferencia de las redes convencionales, la integración de DGs en baja tensión puede causar flujos de potencia bidireccionales y dar lugar a complicaciones en los sistemas de protección o a patrones de flujo indeseados.
- Estabilidad. Pueden aparecer oscilaciones locales debido a la interacción de los sistemas de control de los DGs y a la problemática de las transiciones entre el modo aislado y el modo de conexión a red.
- Modelo de la red. Las hipótesis generalmente aceptadas de tres fases equilibradas, líneas de transmisión inductivas y cargas constantes ya no tienen por qué ser válidas, lo que conlleva la necesidad de adaptar los modelos a la nueva situación. Una MG está inherentemente sujeta a un desbalance de carga por las propias unidades DG.
- Baja inercia. Las características dinámicas de los recursos DGs, especialmente de aquellos que están acoplados electrónicamente, son diferentes a los basados en grandes turbinas de

generación. Si no se implementan los mecanismos de control adecuados, la baja inercia del sistema puede dar lugar a desviaciones considerables de la frecuencia en el modo de operación aislado.

- Incertidumbre. En las MGs existe una mayor incertidumbre en cuanto a la demanda y, sobre todo a la generación, ya que el uso de energías renovables provoca que la generación esté ligada a las condiciones ambientales. Por lo tanto, una operación fiable y con criterios económicos debe considerar el pronóstico del tiempo.

En estas circunstancias, el sistema de control y gestión debe asegurar una operación fiable de la MG. Las principales funciones que se le pueden solicitar al sistema de control en la MG son [2]:

- Control de las corrientes y tensiones en los diversos DGs, siguiendo las referencias y amortiguando apropiadamente las oscilaciones.
- Regulación de tensión y frecuencia tanto en modo aislado como conectado a la red.
- Balance de potencia, adaptándose a los cambios tanto en generación como en carga mientras se mantiene la frecuencia y tensión en límites aceptables.
- Transición suave entre los modos de operación, usando la estrategia más adecuada para cada uno de ellos y detectando rápidamente las situaciones que provocan el cambio. Resincronización con la red principal.

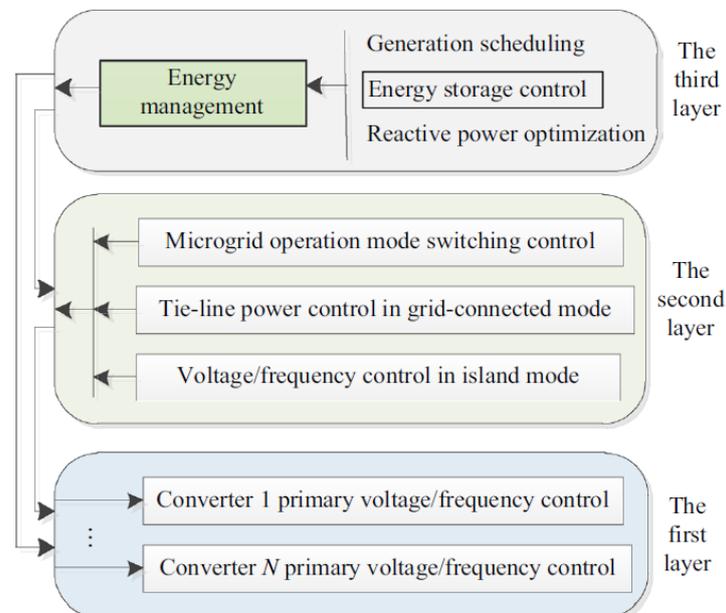
Así mismo, en cuanto al sistema de gestión se refiere, se requieren las siguientes funciones:

- Mecanismos de gestión de la demanda que permitan cierta variación en esta de una porción de las cargas para adaptarse a las necesidades de la MG.
- Despacho económico, repartiendo la carga entre los distintos DGs y sistemas de almacenamiento de forma que se reduzca el coste de operación, siempre manteniendo la fiabilidad. La optimización del coste de la operación incluirá la maximización del beneficio económico en el caso de conexión a red.
- Gestión de los flujos de potencia entre la MG y la red principal y en su caso con otras MGs.

Dada la variedad e implicaciones de las anteriores funciones que precisan tener el control y gestión de microrredes se ha planteado que una estrategia centralizada, que envía comandos basados en información obtenida de todo el sistema, requiere una compleja red de comunicación (generalmente bidireccional) que afecta la flexibilidad y fiabilidad del sistema, además, como se trata de una entidad central que gestiona gran cantidad de datos, es vulnerable a fallos.

Por otra parte, un sistema descentralizado, donde todas las funciones son realizadas por controladores locales dentro de cada DG que operan de manera independiente, no precisa una comunicación tan detallada y permite una fácil reconfiguración, sin embargo, no es adecuado para realizar una gestión óptima de la MG al no disponer de una visión general de la misma. Lo cual aconseja la adopción de una estructura jerárquica de control y gestión [2].

De acuerdo con trabajos previos relativos a la operación y control de MGs se establece que dichas funciones pueden llevarse a cabo mediante la aplicación de una jerarquía de tres capas de control agrupadas que trabajan coordinadamente entre ellas, como se muestra en la figura 8 [13].



**Figura 8. Jerarquía de tres capas de control y gestión para microrredes**

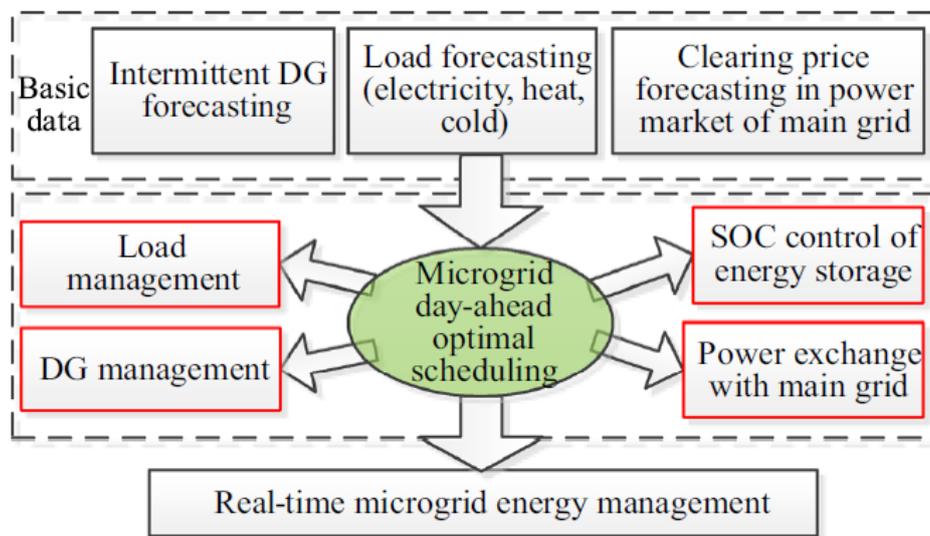
Fuente: “Day-ahead optimal scheduling method for grid-connected microgrid based on energy storage control strategy”, de Kong et al, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2016.

La primera capa se enfoca en el diseño del convertidor de los recursos de energía distribuidos para implementar una tasa rápida de respuesta (en milisegundos) para el seguimiento de las variaciones de la carga de la MG y el mantenimiento de la estabilidad del voltaje y la frecuencia. La segunda capa se enfoca en el controlador del modo de la MG para perfectamente conmutar los modos de operación entre conectado a la red principal o aislado de la misma. Finalmente, la tercera capa comprende los métodos para el manejo inteligente de la energía y la planificación óptima de la carga, lo cual se realiza en escalas relativamente largas de tiempo comparado a las anteriores dos capas. El controlador aguas arriba genera instrucciones a los dispositivos de control subyacentes a través de una red de comunicación.

El tercer nivel, o capa de la jerarquía de control para MGs, se conoce como EMS (Energy Management System), al igual que los sistemas de gestión de la energía para la red principal incluye una planificación del día siguiente y una gestión de la energía en tiempo real. Basado en la disponibilidad de generación distribuida, pronósticos del comportamiento de las cargas y perfiles de pronóstico de precios de la compra y venta de energía en el mercado eléctrico, el centro de control de la MG planifica de manera

óptima la salida de potencia de los DGs, los ESS y las cargas controlables del día siguiente. El esquema conceptual de su funcionamiento se muestra en la figura 9 [13].

El control terciario se utiliza para el control de flujos de potencia entre la MG y la red principal y para la operación óptima en escalas de tiempo más grandes. Se ajustan los puntos de consigna de los inversores para gestionar los flujos de potencia bien en escala global (importación/exportación de energía) o bien en sentido local (prioridad en la generación de la energía necesaria). Aquí se tienen en cuenta criterios económicos. En este nivel se pueden incluir muchas estrategias de optimización, según las escalas de tiempo, pudiendo incluir la planificación y el despacho económico [2].



**Figura 9. Proceso de control de una MG con planificación del día siguiente mediante un EMS**

Fuente: "Day-ahead optimal scheduling method for grid-connected microgrid based on energy storage control strategy", de Kong et al, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2016.

De acuerdo con la revisión bibliográfica presentada en [2] la gestión de flujos de energía relativos al tercer nivel jerárquico de control se lleva a cabo en distintas investigaciones mediante algoritmos y estrategias como:

- Algoritmos de tipo heurístico.
- Controladores de lógica difusa.
- Controladores de lógica difusa combinada con otras estrategias como control feedforward.
- Métodos de inteligencia artificial como redes neuronales.
- Estrategias basadas en control predictivo.

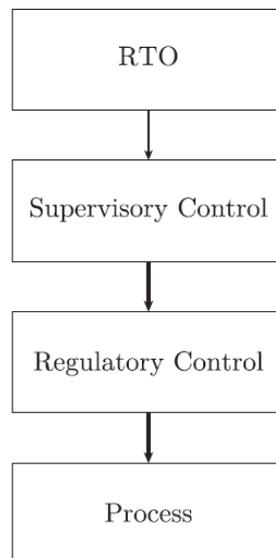
En adelante, se establece como método de control y gestión a utilizar para el enfoque de este trabajo el de controladores predictivos, concretamente basados en modelos económicos, para lo cual algunos de sus fundamentos se explican en las siguientes subsecciones. Dicha metodología será usada para la

construcción de la solución al problema establecido de una MG, donde el objetivo del estudio se limita a la formulación de un algoritmo de optimización de los recursos energéticos en su interior mediante el control de flujos entre sus componentes (DGs y ESS), es decir, un EMS que haga las veces del tercer nivel dentro de un planteamiento jerárquico de control del sistema total.

### 1.6. CONTROLADORES PREDICTIVOS BASADOS EN MODELOS (MPC)

El Control Predictivo basado en Modelos o MPC (Model Predictive Control) es una técnica de control basada en optimización en la cual una función de coste es optimizada sobre un horizonte de predicción de acuerdo con el modelo de la dinámica del proceso y las restricciones de este. La idea principal subyacente al MPC es transformar un problema de control en un problema de optimización, en una forma en que en cada periodo de muestreo una secuencia de futuros valores de control es computada [14].

Tradicionalmente la optimización económica y el control de procesos ha sido direccionada en una arquitectura de capas jerárquica, la cual se muestra en la figura 10. En la capa superior, llamado nivel de Optimización en Tiempo Real (RTO), una métrica usualmente definiendo las ganancias y costos de operación es optimizada con respecto al momento actual y a los modelos del proceso en estado estacionario para computar los puntos de operación (set-points) óptimos del proceso, los cuales son usados por los sistemas de control con realimentación de las capas inferiores [15].



**Figura 10. Paradigma tradicional utilizado para la optimización y control de procesos**

Fuente: “A tutorial review of economic model predictive control methods”, de Ellis et al, Journal of Process Control 24, 2014.

La capa de Control Supervisorio (Supervisory Control) consiste en avanzados algoritmos de control que son usados para incluir las restricciones del proceso, mediante el acoplamiento de variables de proceso y unidades de procesamiento. En esta capa, la estrategia del MPC ha sido utilizada ampliamente en la industria de procesos químicos. El MPC usa un modelo dinámico del proceso en el problema de optimización para predecir la evolución futura de las variables sobre un horizonte de tiempo finito, así, determina la trayectoria óptima de las entradas manipuladas con respecto a un índice especificado de desempeño. Además, el MPC puede dar cuenta de las restricciones del proceso y las interacciones multivariadas en el problema de optimización, por lo tanto, tiene la habilidad de controlar óptimamente sistemas no lineales con múltiples entradas y múltiples salidas (MIMO) [15].

Finalmente, la capa de Control Regulatorio (Regulatory Control) incluye mayormente lazos de control de una entrada y una salida (SISO) como los controladores proporcional-integral-derivativo (PID) que implementan las acciones de control computadas por la capa de control supervisor.

El principal objetivo del MPC convencional es dirigir el sistema y mantener la operación a partir de entonces en el nivel económicamente óptimo de estado estacionario calculado en la capa superior. Para gestionar el equilibrio entre la velocidad de respuesta del sistema en lazo cerrado y la cantidad de energía de control requerida para generar la respuesta, el MPC es típicamente formulado con una función objetivo cuadrática que penaliza las desviaciones de las entradas manipuladas de su correspondiente valor óptimo en estado estacionario sobre un horizonte de predicción.

#### **1.6.1. Controladores predictivos basados en modelos económicos (EMPC)**

A pesar de que el enfoque convencional del MPC ha tenido una gran aplicación, este no permite una apropiada representación del desempeño económico de los procesos. De acuerdo con [14] existen gran cantidad de problemas para los cuales el desempeño dinámico económico es crucial y la separación jerárquica habitual de análisis económico y control es por lo tanto ineficiente o inapropiada. Con el objetivo de unificar la optimización económica del proceso y su control, un nuevo esquema de MPC ha sido propuesto, en el cual la función convencional de seguimiento es reemplazada por una función de coste económica y, es llamado Control Predictivo basado en Modelo Económico o Economic MPC (EMPC).

Desde su origen, el EMPC ha sido aplicado a una pequeña pero creciente variedad de procesos continuos. Con modelos lineales y económicos ha sido aplicado a sistemas de calor y enfriamiento en edificios, gestión de la energía en Smart Grids, así como a sistemas no lineales, estudios computacionales y análisis de procesos periódicos [16]. Dado que los EMPC se relacionan directamente con la economía del proceso están alineados con las ideas principales de la siguiente generación de manufactura, como lo son la fabricación inteligente y la gestión de la energía en tiempo real, por lo cual su popularidad entre investigadores ha incrementado significativamente. De manera amplia, el EMPC puede ser caracterizado por el problema de optimización mostrado en las ecuaciones en (7) [15].

$$\min_{u \in S} \int_0^{H_p} l_e(x(t), u(t)) dt \quad (7a)$$

Sujeto a:

$$\dot{x}(t) = h(x(t), u(t), 0) \quad (7b)$$

$$x(0) = x(t_k) \quad (7c)$$

$$g(x(t), u(t)) \leq 0, \forall t \in [0, P_h) \quad (7d)$$

Donde:

$$x(k+1) = Ax(k) + Bu(k) \quad (7e)$$

$$y(k) = Cx(k) + Du(k) \quad (7f)$$

Siendo  $u$  la trayectoria de entrada de las variables de decisión sobre el horizonte de predicción  $H_p$ ,  $x$  la trayectoria predicha del estado,  $h(\cdot)$  las expresiones matemáticas del modelo del proceso,  $x(0)$  las condiciones iniciales en el modelo dinámico  $g(\cdot)$  las restricciones del proceso y  $l_e$  la función económica de coste que el EMPC optimiza a través de la operación dinámica del proceso.

Las expresiones (7e) y (7f) representan el modelo del proceso en espacio de estados, en donde  $x$ ,  $u$  e  $y$  son los vectores de estado, entrada y salida respectivamente, y  $A$ ,  $B$ ,  $C$  y  $D$  son las matrices de estado, entrada, salida y realimentación respectivamente.

## **CAPÍTULO 2: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA A RESOLVER**

En este capítulo se especifica el objetivo del trabajo, para lo cual se delimita el estudio al caso de la microrred de una nave industrial. Un esquema general de las fuentes de energía involucradas y los flujos entre estas es mostrado y explicado, generando un esbozo del funcionamiento deseado del sistema y de los objetivos de control requeridos para ello, finalmente se profundiza en cada una de las partes que componen la microrred, con el fin de obtener expresiones que permitan realizar el planteamiento inicial del problema de optimización de recursos que se pretende resolver.

### **2.1. SISTEMAS DE COGENERACIÓN Y MICRORREDES EN LA INDUSTRIA**

Como parte del panorama actual de las microrredes eléctricas se encuentran las fábricas de distinta índole que generan parte o la totalidad de la energía requerida para su operación, siendo el caso de industrias de distintos sectores como el petrolero, papelerero o cementero, en las cuales el consumo de electricidad es del orden de decenas de MW.

El área de generación energética se convierte entonces en un subproceso fundamental al interior de este tipo de plantas, pues es la sección encargada de cogenerar la electricidad y/o el calor (generalmente en forma de agua caliente o vapor) necesarios para el funcionamiento de los demás procesos de la fábrica, que están directamente involucrados en la transformación de materias primas hacia sus respectivos productos finales. Así mismo, dependiendo de la potencia generada en varias ocasiones plantas de este calibre además de ser autosuficientes venden energía a la red eléctrica general, como es el caso de ingenios azucareros y plantas petroleras en América Latina.

En países de la Unión Europea, la capacidad de la generación eléctrica nacional es mucho mayor, más fiable y suficiente para asegurar el suministro hacia el sector industrial, siendo contados los casos en los cuales las fábricas autogeneren su electricidad, sin embargo, es muy común que el calor generado mediante calderas y usado a nivel de producción sea reciclado y aprovechado para distintos procesos dentro de una planta o nave, incluso llegando a reutilizar sus remanentes finales para uso en servicios de calefacción de las áreas de oficinas. Dependiendo del tipo de industria y de la cantidad de calor desperdiciado en los procesos es posible encontrar sistemas CHP que operen en ciclo inferior o WHP, los cuales pueden lograr incluso generar electricidad para consumo propio de las instalaciones o inyección a la red.

En el Reino Unido, la Asociación para la Energía Descentralizada o ADE en inglés [24] hace énfasis en la importancia del papel de la industria en la transición ecológica, así como en presionar para que los hogares, sitios de trabajo y servicios públicos sean energéticamente eficientes e inteligentes, defendiendo dentro de las tecnologías a destacar para tales fines los sistemas de calor y potencia

combinados por su mayor eficiencia en comparación con la generación convencional separada de ambas, así como la generación de energía descentralizada en general por sus posibilidades de ofrecer a los usuarios más poder de decisión sobre como satisfacen sus necesidades y controlan sus gastos en materia energética.

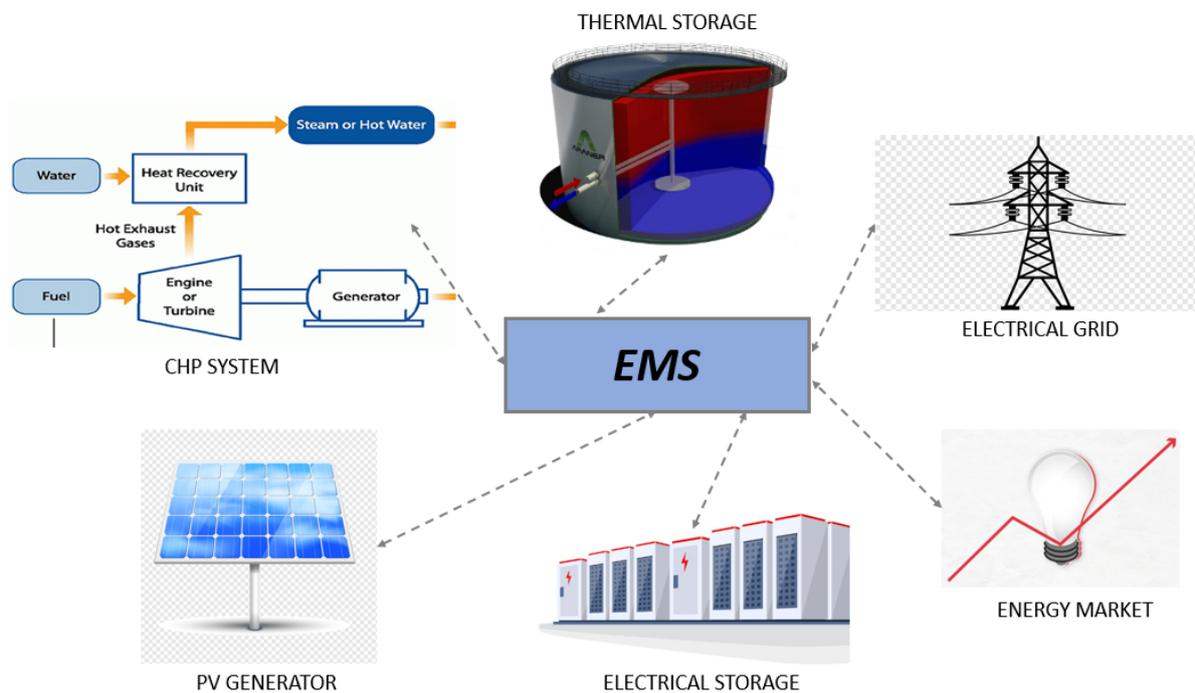
Por otra parte, los sistemas de generación de energía renovable se presentan cada vez más en la industria mayormente en forma de instalaciones fotovoltaicas, puesto que la realidad global ha obligado a que desde cada sector se empiecen a plantear e implementar estrategias que permitan el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, así como una transición energética que progresivamente aumente la presencia de tecnologías verdes y reduzca la generación mediante combustibles fósiles. Por lo cual, varios países han establecido la conservación de la energía y el mejoramiento de la eficiencia como estrategias centrales para abordar el cambio climático, mediante el establecimiento y la promoción de distintas medidas e incentivos [18].

## 2.2. ESCENARIO DEL CASO DE ESTUDIO

Para la investigación desarrollada en adelante se estudia el caso de una nave industrial cuya operación implica requerimientos concretos de consumo energético tanto eléctrico como térmico, en donde la carga térmica se refiere a la demanda en forma de agua caliente para el intercambio de calor en los procesos internos de manufactura. Para suplir las necesidades mencionadas la industria se surte de las fuentes y dispositivos de almacenamiento de energía mencionadas a continuación:

- ❖ Un sistema de calor y potencia combinados (CHP) que, a partir de combustible, gas en este caso, produce electricidad a través de un generador y a la vez reutiliza el calor producido por los gases de combustión para calentar un fluido (agua) que será utilizado para suplir la demanda térmica requerida por la nave.
- ❖ Un depósito o sistema de almacenamiento de calor (TES) cuya entrada es el flujo de agua caliente a la salida del sistema CHP, sirviendo como el elemento que posibilita la gestión óptima de la carga térmica demandada por la nave.
- ❖ Una granja de paneles solares o fotovoltaica (PV) que genera energía renovable para el autoconsumo de la nave según lo permitan las condiciones climáticas del momento.
- ❖ Un sistema de almacenamiento de energía de baterías (BESS), para la gestión óptima del recurso eléctrico generado tanto por el sistema CHP como por la granja fotovoltaica, e incluso comprado a la red eléctrica pública.
- ❖ Finalmente, cuenta con conexión a la red de distribución eléctrica nacional para únicamente comprar la potencia ( $P_G$ ) faltante para suplir la totalidad de la demanda de energía eléctrica en la nave cuando sea requerido.

De esta forma, y de acuerdo con los conceptos introducidos en el capítulo 1, se reúnen los componentes necesarios para considerar al escenario planteado una microrred, siempre que contemple la interconexión y gestión de los recursos energéticos en su interior a través de tecnologías de la información y las comunicaciones, parte de lo cual es tema central de la realización de este estudio. En la figura 11 se muestra el esquema general de las partes que caracterizan la MG del caso de estudio, así mismo se incluyen en esta el sistema de gestión óptima o EMS de los DG que la componen, y un bloque que representa la información proveniente de los mercados de energía, el cual es necesario para la toma de decisiones basada en la obtención de beneficio económico.

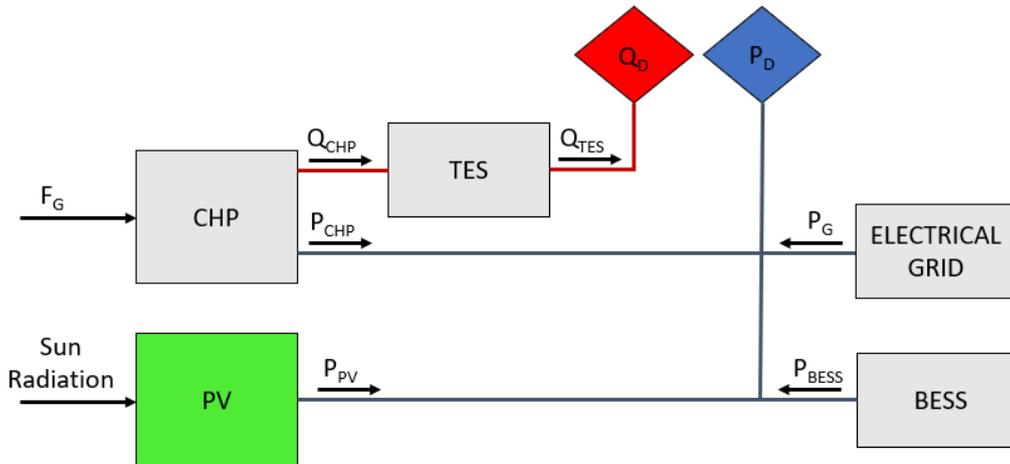


**Figura 11. Esquema general del escenario de microrred industrial con cogeneración, generación renovable y sistema de almacenamiento y gestión de la energía.**

Fuente: elaboración propia.

En la figura 12 se muestra el esquema de flujos de potencia de la MG planteada como caso de estudio. Se establece como  $F_G$  el flujo de entrada de gas hacia el sistema CHP,  $P_{CHP}$  la potencia eléctrica de salida del sistema CHP como resultado de la transformación de energía cinética debida al movimiento ocasionado por la combustión del gas en su conjunto motor - generador,  $Q_{CHP}$  el calor resultante del sistema CHP gracias al aprovechamiento de las altas temperaturas de los gases de combustión que salen del motor,  $Q_{TES}$  el calor almacenado en el depósito de calor o TES gracias al flujo de entrada de agua caliente proveniente del CHP,  $P_{PV}$  la potencia eléctrica generada por la granja PV mediante la transformación de energía proveniente de la radiación solar,  $P_{BESS}$  la potencia eléctrica proveniente del banco de baterías o BESS,  $P_G$  la potencia eléctrica suministrada por la red pública y  $Q_D$  y  $P_D$  las

demandas de potencia calórica y eléctrica respectivamente, requeridas para el funcionamiento general de la nave industrial y la operación de sus procesos de producción.



**Figura 12. Esquema de flujos de potencia de la MG del caso de estudio**

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con el planteamiento anterior se tiene, de forma general, que los objetivos de un optimizador de recursos para la microrred vienen dados por:

- Minimizar el costo asociado a la producción simultánea de calor y potencia, que viene representado por el valor invertido en la compra de gas para la operación del sistema CHP.
- Minimizar el costo invertido en compra de energía a la red de distribución, tomando en cuenta la tendencia de sus precios, para suplir la demanda eléctrica total.
- Maximizar el aprovechamiento de la energía renovable (PV) tomando en cuenta las predicciones de su disponibilidad, basadas estas en las tendencias climáticas de radiación solar directa.

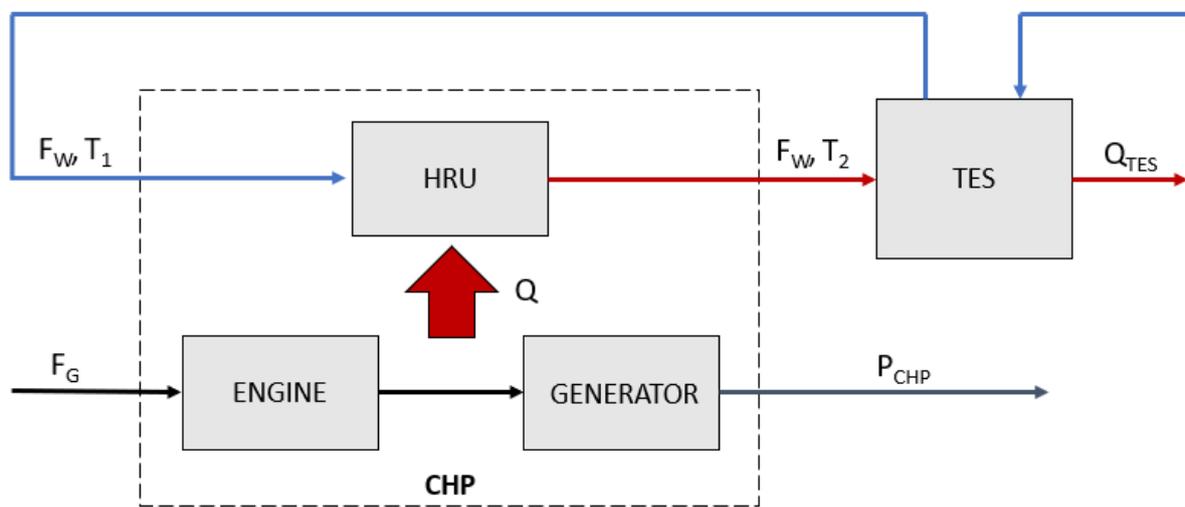
Al tiempo que se cumplen con las demandas de la nave en términos de potencia calórica y eléctrica.

Para el cumplimiento de los objetivos esbozados se hace necesario realizar un estudio más detallado de cada una de las partes que componen el escenario de la MG, con el fin de obtener expresiones que permitan modelar su comportamiento y/o perfiles de disponibilidad de su producción de energía eléctrica, y, si es el caso, establecer las restricciones de operación en términos de las variables de entrada y salida involucradas en cada proceso.

En las subsecciones siguientes se realiza el planteamiento del problema para cada una de las partes de la MG del escenario propuesto.

### 2.3. SISTEMAS CHP Y TES

De acuerdo con la figura 13, un flujo de gas es alimentado hacia el sistema CHP con el fin de generar potencia eléctrica  $P_{CHP}$  a la salida, la cual será inyectada a la microrred mostrada en la figura 11, durante la combustión se genera calor como desecho, sin embargo, una cantidad importante de este es recuperado mediante la Unidad de Recuperación (HRU), dentro de la cual se realiza un proceso de intercambio de calor con un flujo constante de agua  $F_w$  a una temperatura de entrada  $T_1$ , para obtener a la salida agua caliente con el mismo caudal a una temperatura  $T_2$ , que es alimentada al sistema TES mediante bombeo a un flujo constante, siendo este depósito desde donde se suministra la potencia calórica demandada por la nave industrial usando el calor almacenado  $Q_{TES}$  a la salida [17].



**Figura 13. Esquema de operación del sistema CHP junto con el TES en la MG planteada**

Fuente: “Optimal operation of combined heat and power systems: An optimization-based control strategy”, de Diaz et al, Energy Conversion and Management 199, Elsevier, 2019.

Con base en el esquema de flujos de potencia de la figura 12 se requiere del desarrollo de modelos dinámicos que permitan relacionar las variables de entrada y salida de los sistemas CHP y TES mostrados en la figura 13, la elaboración y verificación de dichos modelos se lleva a cabo en el capítulo 3.

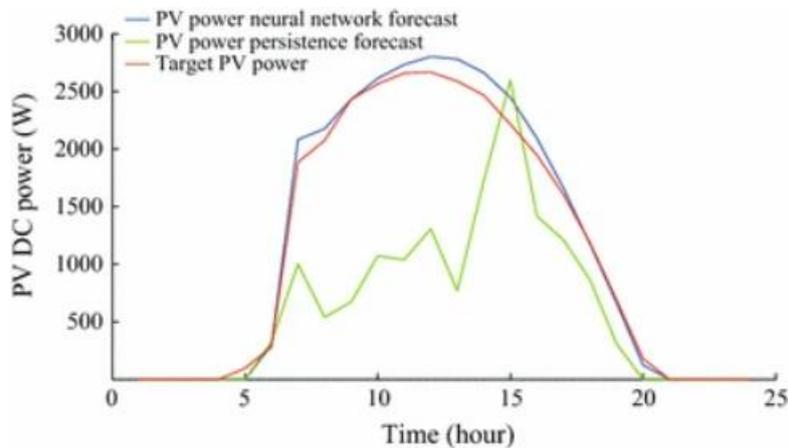
### 2.4. SISTEMA DE GENERACIÓN PV

Como se puede apreciar en la figura 9 algunos de los vectores de datos de entrada a un EMS son las predicciones de los DG intermitentes, como lo es el generador basado en arreglos PV. La figura 12 representa de forma general el esquema de flujos de potencia en la MG planteada de la planta industrial, sin embargo, el modelo del sistema de generación PV es más complejo que un bloque cuya

entrada es la radiación solar directa y la salida es la potencia generada, puesto que se refiere a un sistema de producción energética dependiente de las condiciones climáticas, en este caso y para el planteamiento del problema de optimización de recursos no se requiere un modelo dinámico, sino un sistema de predicción de la potencia disponible que se inyecta a la microrred por parte de la granja de paneles solares.

Existen en la literatura reciente varias investigaciones que abordan la solución de este problema específico como una parte fundamental del desarrollo de sistemas de eficiencia energética y de planificación y control óptimo de recursos en microrredes, varios de ellos han sido conducidos hacia la predicción del desempeño de energías renovables usando técnicas de aprendizaje de máquina o machine learning. En [18], por ejemplo, se plantea un sistema basado en redes neuronales recurrentes o RNN (Recurrent Neural Network), el cual es utilizado para la predicción de la potencia de generación PV. En dicha investigación se usan mediciones previas del clima y de la generación PV generada para predecir la potencia de generación PV futura.

Puesto que el diseño e implementación del sistema de predicción para la fuente PV implica un arduo trabajo y excede el objetivo propuesto para este estudio, que se centra en el desarrollo del algoritmo de gestión óptima de los recursos energéticos, se propone un perfil de entrada preestablecido con los datos de disponibilidad de potencia PV, el cual se dimensiona a partir de la capacidad instalada de la granja solar de la MG de la industria planteada en el escenario bajo estudio y tomando como base curvas típicas de generación solar durante un día, como la mostrada en la figura 14.



**Figura 14. Ejemplo de curvas diarias de predicciones de disponibilidad de generación PV.**

Fuente: “Photovoltaic yield prediction using an irradiance forecast model based on multiple neural networks”, de S. Parvaiz et al, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, Springer, 2018.

## 2.5. SISTEMA BESS

El sistema de almacenamiento de energía eléctrica viene representado por el bloque BESS en la figura 12, este simboliza un banco de baterías cuya función principal es almacenar energía cuando hay

excedentes de producción en la MG, así como proveer la potencia complementaria en los momentos en los cuales se presenta deficiencia de generación para suplir la demanda eléctrica. Su presencia en el sistema total permite especialmente una mayor y mejor utilización de los recursos energéticos renovables, en este caso de tipo fotovoltaico.

Al igual que para el TES, la dinámica del BESS debe ser modelada para incluir sus acciones en el algoritmo de optimización, permitiendo tener en cuenta sus funciones de carga y descarga para la gestión eficiente de los recursos energéticos y el aseguramiento de la carga eléctrica, a la vez que se garantizan sus propias restricciones de operación.

## **CAPÍTULO 3: ENFOQUE PROPUESTO**

Conforme con el escenario especificado en el capítulo 2, así como con los problemas esbozados para cada uno de los sistemas que lo componen, mediante este capítulo se aborda una solución desde un enfoque que permita la elaboración de un algoritmo de control capaz de gestionar de manera óptima los costos económicos asociados a la operación de la microrred, logrando el manejo eficiente de sus recursos energéticos, para suplir las cargas térmica y eléctrica de la planta. Para ello, es necesario además resolver los modelos dinámicos, mencionados en las subsecciones del capítulo 2, y requeridos para la obtención coherente de relaciones entre las variables de entrada y salida de los distintos DG.

El dimensionamiento de las capacidades de generación y almacenamiento de los DG y ESS respectivamente, así como el establecimiento de magnitudes para las variables de proceso del CHP, constantes de eficiencia, límites de operación, entre otros, son requeridos para dar solución al problema específico de la nave industrial. Finalmente, perfiles de datos de las demandas calórica y eléctrica de la planta, y perfiles de predicciones de disponibilidad de la energía PV y de los costos de compra tanto de energía eléctrica como del gas deben ser elaborados para alimentar el algoritmo de gestión óptima de la energía.

### **3.1. MODELADO DE LOS SISTEMAS CHP Y TES**

De acuerdo con lo planteado en la sección 2.3 se requieren expresiones dinámicas que relacionen las variables de interés con la operación del sistema CHP. Estas funciones se pueden expresar en términos de las entradas y salidas mostradas en la figura 13, como se muestra en (8) y (9).

$$P_{CHP} = f_1(F_G, F_W, T_1) \quad (8)$$

$$T_2 = f_2(F_G, F_W, T_1) \quad (9)$$

Adicionalmente a la operación del sistema CHP, las dinámicas del TES deben ser modeladas con el fin de garantizar la demanda de potencia calórica  $Q_D$  y satisfacer las restricciones de operación.

De este modo, y de acuerdo con [14], se propone un modelo simplificado basado en el principio de conservación de la energía, sin consideración de las pérdidas de energía en el depósito por intercambio de calor con el ambiente. Con base en la figura 13 el caudal de agua  $F_W$  es bombeado desde el TES a través de la HRU para su calentamiento, seguidamente este flujo caliente retorna al TES donde un fenómeno de transferencia de calor ocurre incrementando o decrementando la temperatura al interior del TES ( $T_{TES}$ ) de acuerdo con la cantidad de agua almacenada y los demás flujos de entrada y salida.

Uno de los flujos de salida del TES es el caudal bombeado para suplir la demanda térmica  $Q_D$ . Se establece para este caso que la temperatura al interior del tanque es asumida como uniforme, lo cual significa que las temperaturas de los caudales de salida serán iguales a la temperatura interna del depósito, es decir,  $T_1=T_{TES}$ . Se desprecia para este estudio que cada flujo de agua caliente bombeada desde el TES, hacia el sistema CHP, y las instalaciones de la nave industrial para cubrir la  $Q_D$ , sea retornado al depósito después para cumplir con sus funciones. Por lo tanto, en términos de flujo de calor, la dinámica para la energía almacenada en la unidad TES podría ser definida según se muestra en las ecuaciones (10) y (11) [17].

$$Q_{TES}(k+1) = Q_{TES}(k) + \Delta t(Q_{CHP}(k) - Q_D(k)) \quad (10)$$

Con:

$$Q_{CHP}(k) = F_W(k)C_P (T_2(k) - T_1(k))c_{kW} \quad (11)$$

Donde  $Q_{CHP} \in \mathbb{R}$  es el flujo térmico producido por el sistema CHP en el instante  $k$ ,  $Q_D \in \mathbb{R}$  es la carga térmica demandada por la nave,  $Q_{TES} \in \mathbb{R}$  la energía almacenada en el TES en el instante  $k$ ,  $T_1$  y  $F_W$  son la temperatura y flujo del agua,  $C_P$  el coeficiente de capacidad de calentamiento del agua,  $\Delta t$  el tiempo transcurrido entre muestreos,  $T_2$  la temperatura de salida del sistema CHP y  $c_{kW}$  la constante para convertir  $Q_{CHP}$  de [kJ/h] a [kW].

Se debe establecer además que el calor almacenado en el depósito debe permanecer dentro de sus límites inferior ( $Q_{min}$ ) y superior ( $Q_{max}$ ) de operación, tal y como se muestra en (12).

$$Q_{min} \leq Q_{TES} \leq Q_{max} \quad (12)$$

Las expresiones (10), (11) y (12) extraídas de [17] representan un modelo sencillo de la dinámica en el depósito térmico sin considerar las pérdidas generadas por transferencia de calor con el ambiente, dado que el objetivo principal de este trabajo es la realización del algoritmo de optimización se opta por trabajar con estas para disminuir la cantidad de datos requeridos para la implementación, sin embargo, un modelado más completo del TES puede ser encontrado en [14].

Para el planteamiento del algoritmo del EMS son necesarios modelos dinámicos que relacionen las variables de entrada y salida del sistema CHP, por lo cual deben ser desarrolladas las expresiones (8) y (9). En [14] la obtención de estas es llevada a cabo mediante la adquisición de datos de las entradas y salidas de un CHP real, extraídos de una planta en Alemania, con los cuales se consigue un modelo en espacio de estados mediante un procedimiento de identificación de sistemas usando la herramienta *n4sid* del *System Identification Toolbox* de *Matlab*. Para este caso, dado que no se dispone de una planta real, se decide tomar como guía el dimensionamiento de los sistemas y las curvas de temperaturas y potencia (térmica y eléctrica) resultantes del estudio llevado a cabo en [14], para plantear el modelado de un sistema CHP en conjunto con un TES, que emule el comportamiento aproximado de las variables.

De acuerdo con la figura 13 y como se ha planteado en las expresiones (8) y (9), la potencia eléctrica del sistema CHP,  $P_{CHP}$ , así como la temperatura de salida  $T_2$ , son las salidas del sistema de cogeneración y dependen del comportamiento de las variables de entrada:  $F_G$ ,  $F_W$  y  $T_1$ , en lo que supone un sistema de múltiples entradas y múltiples salidas (MIMO). Mediante el desglose del sistema total por funciones

de transferencia se lleva a cabo un acercamiento a las dinámicas aproximadas para cada salida, tal y como se muestra en las siguientes subsecciones. Se establece en adelante un acercamiento a los comportamientos dinámicos de los sistemas CHP y TES para su modo de operación en línea, es decir para su estado encendido en todo momento.

### 3.1.1. Potencia Eléctrica de salida del CHP: $P_{\text{CHP}}$

La  $P_{\text{CHP}}$ , tal y como se evidencia en el esquema de operación del proceso en la figura 13, depende únicamente del flujo de entrada de gas  $F_G$  al sistema CHP, siendo su respuesta rápida y su salida del orden de 5500 W para un  $F_G$  aproximado de 2.1 L/h. De acuerdo con [14] ante variaciones en el flujo de gas la potencia oscila siguiendo su misma tendencia rápidamente. Para emular este comportamiento se propone la función de transferencia de primer orden mostrada en la ecuación (13).

$$G_{21}(s) = \frac{2580}{12s + 1} \quad (13)$$

En donde el subíndice “21” es compuesto por la salida 2 ( $P_{\text{CHP}}$ ) debida a la entrada 1 ( $F_G$ ). Para el caso de la salida de potencia eléctrica del CHP no se tiene en cuenta ningún efecto ocasionado por las entradas 2 ( $F_W$ ) y 3 ( $T_1$ ).

### 3.1.2. Temperatura de salida del CHP: $T_2$

Para  $T_2$  se tiene incidencia de las tres variables de entrada al sistema:  $F_G$ ,  $F_W$  y  $T_1$ . De acuerdo con las curvas y rangos de operación tomadas como referencia de [14] se obtienen las funciones de transferencia mostradas en las ecuaciones (14), (15) y (16) respectivamente, que relacionan cada entrada con el efecto que producen en la temperatura de salida, siendo los subíndices “11”, “12” y “13” correspondientes a la salida 1 ( $T_2$ ) debida a las entradas 1 ( $F_G$ ), 2 ( $F_W$ ) y 3 ( $T_1$ ) respectivamente.

$$G_{11}(s) = \frac{8.2}{300s + 1} \quad (14)$$

$$G_{12}(s) = \frac{3.6 e^{-5}}{30s + 1} \quad (15)$$

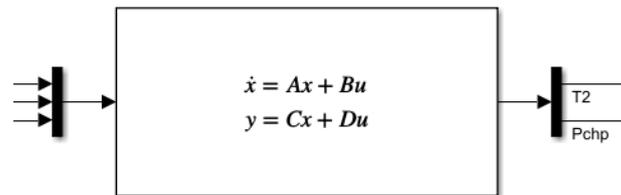
$$G_{13}(s) = \frac{0.75}{12s + 1} \quad (16)$$

### 3.1.3. Modelo en espacio de estados del sistema CHP

Mediante el software Matlab se construye un sistema MIMO en espacio de estados usando las funciones de transferencia de las ecuaciones (13), (14), (15) y (16), como se muestra en la expresión (17).

$$G_{CHP}(s) = \begin{matrix} G_{11}(s) & G_{12}(s) & G_{13}(s) \\ G_{21}(s) & 0 & 0 \end{matrix} \quad (17)$$

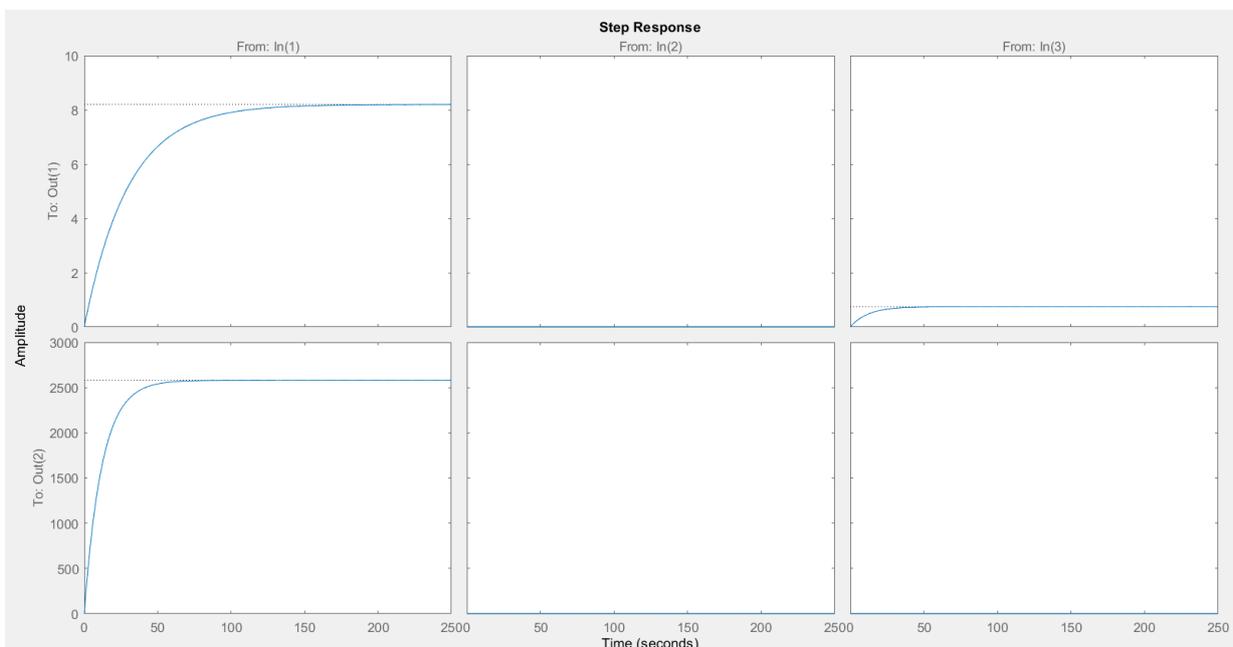
Posteriormente se aplica el comando “sysCHP = ss (G<sub>CHP</sub>)”, obteniendo como resultado un sistema en espacio de estados como el mostrado en la figura 15. Las matrices A, B, C y D pueden ser obtenidas mediante la ejecución del código mostrado en el anexo A1.



**Figura 15. Modelo en espacio de estados del sistema CHP para relación de entradas F<sub>G</sub>, F<sub>W</sub> y T<sub>1</sub> con salidas T<sub>2</sub> y P<sub>CHP</sub>**

Fuente: elaboración propia mediante uso de software Simulink.

En la figura 16 se muestra la respuesta ante escalón del modelo en espacio de estados obtenido para modelar el sistema CHP.



**Figura 16. Respuesta ante escalón del sistema obtenido para modelar el CHP**

Fuente: elaboración propia mediante uso de función “step” de Matlab. In(1): F<sub>G</sub>, In(2): F<sub>W</sub>, In(3): T<sub>1</sub>, Out(1): T<sub>2</sub> y Out(2): P<sub>CHP</sub>.

### 3.1.4. Modelo de la dinámica del TES

Como se ha mencionado en la sección 2.3 los sistemas CHP y TES intercambian calor entre sí mediante el flujo de agua  $F_W$ , que es constante siempre que el sistema se encuentre encendido, así mismo, el flujo de gas  $F_G$  es una entrada manipulable que será considerada como una variable de decisión dentro del sistema de control para buscar las mejores salidas posibles dentro del algoritmo de optimización, sin embargo, la última entrada del sistema CHP es la temperatura a la cual ingresa el caudal de agua proveniente del TES,  $T_1$ . De acuerdo con la figura 13, una vez pasa por el intercambiador de calor (HRU) la temperatura del flujo de agua incrementa y se convierte en  $T_2$ , luego el flujo es recirculado por el TES nuevamente, configurando un ciclo en realimentación constante, en donde la temperatura  $T_1$  es considerada igual a la temperatura interna del depósito de calor, es decir  $T_1 = T_{TES}$ .

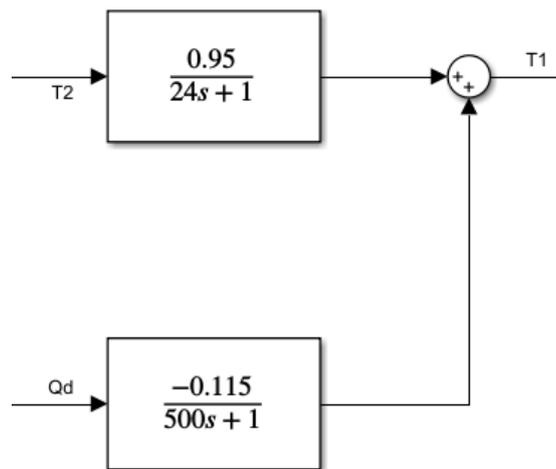
En el estudio llevado a cabo en [14]  $T_1$  es medida por medio de instrumentación de proceso en la planta real en la cual fue desarrollada la investigación, para este caso se hace necesario considerar un modelo que emule además la dinámica del TES para obtener el valor de  $T_1$ , dado que es necesario contar con todas las variables consideradas como entradas del sistema para usar el modelo en el cómputo de los valores dentro del algoritmo de gestión de recursos.

Al estudiar el proceso de intercambio de calor que se produce en el TES, se tiene que su temperatura interna  $T_1$ , se ve afectada constantemente por dos flujos de agua. El primer caudal, proveniente del sistema CHP, intercambia calor con el TES para aumentar su temperatura y por ende su potencia térmica almacenada. El segundo caudal, proveniente del circuito de intercambio térmico con los procesos de producción que requieren calor en la nave industrial, retorna a una temperatura menor, por lo cual decreta la temperatura  $T_1$  en el interior del TES, así como su potencia térmica almacenada. Los aumentos y decrementos en términos de la potencia térmica  $Q_{TES}$  en el depósito de almacenamiento de calor, ocasionados por el sistema CHP y la demanda de calor respectivamente, se evidencian en la expresión (10) mostrada anteriormente.

De acuerdo con el planteamiento anterior, se modela la dinámica de la temperatura  $T_1$  en el interior del TES mediante las funciones de transferencia mostradas en la figura 17. Como se muestra en dicha figura la temperatura  $T_2$  resultante del intercambio en el sistema CHP tiene un efecto rápido que recarga la temperatura al interior del depósito térmico con un factor de pérdida de 0.05, mientras que la demanda  $Q_D$  de la nave disminuye paulatinamente la temperatura  $T_1$  del TES con una ganancia negativa menor.

### 3.1.5. Modelo total de la planta: CHP – TES

En la figura 18 se muestra el modelo total conformado por las expresiones establecidas anteriormente para los sistemas CHP y TES, en donde se realimenta directamente la  $T_1$  de salida del TES hacia la entrada correspondiente en el sistema CHP, siendo el efecto que produce la temperatura  $T_1$  entrando a este último considerado internamente dentro de la planta modelada, es decir,  $T_1$  depende de  $T_2$  y de  $Q_D$  y  $T_2$  depende en parte de  $T_1$  en todo momento.



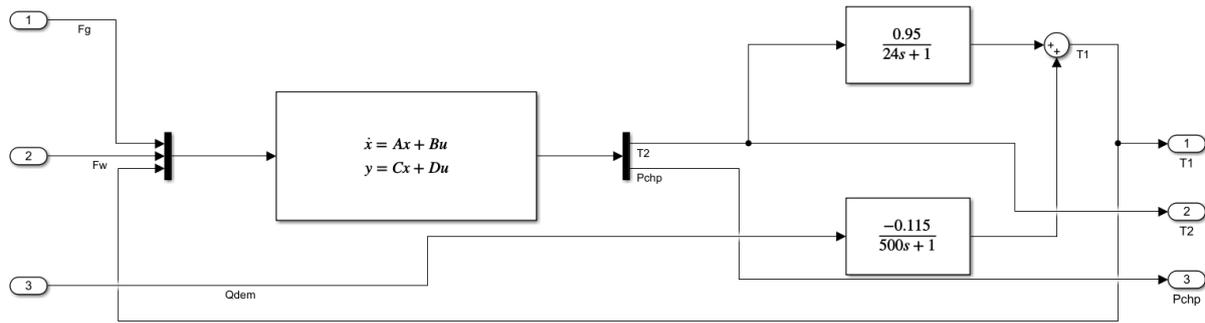
**Figura 17. Modelado de temperatura  $T_1$  al interior del TES a partir de la temperatura de salida del sistema CHP  $T_2$  y la demanda térmica de la nave industrial  $Q_D$**

Fuente: elaboración propia mediante Simulink.

En adelante se toma el modelo mostrado en la figura 19, cuyo sistema está compuesto por los bloques de la figura 18, como la planta virtual para los sistemas CHP y TES sobre la cual se implementará la estrategia de control para la MG de la nave industrial, se aclara que los modelos se obtuvieron mediante ensayo y error para encontrar ganancias y tiempos de establecimiento similares a la planta descrita en el estudio llevado a cabo en [14], manejando las mismas unidades y magnitudes del mismo orden para todas las variables involucradas en el conjunto CHP - TES. Las expresiones conseguidas son usadas además en las secciones siguientes para el computo del algoritmo de optimización.

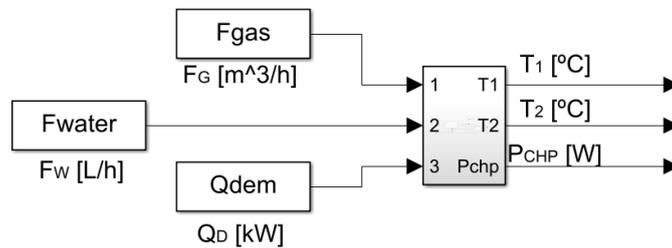
En la figura 20 se muestran las curvas de respuesta (gráfica 3) para las temperaturas  $T_1$  (naranja) y  $T_2$  (azul) de una simulación llevada a cabo para un tiempo de 10000 s, en donde se ha alimentado el modelo con perfiles de prueba de  $F_G$  (gráfica 1),  $Q_D$  (gráfica 2) y  $F_w$  (constante) dentro de los valores de operación de la planta tomada como referencia del artículo [14]. Se puede evidenciar que las tendencias obtenidas se asemejan al comportamiento de la planta de referencia, manteniendo rangos de operación parecidos y las mismas unidades de medición por variable. La temperatura de salida del sistema CHP,  $T_2$ , aumenta a medida que se presenta un aumento en el flujo de gas  $F_G$  y produce un aumento de la temperatura en el interior del TES,  $T_1$ , así mismo al aumentar la demanda se produce una caída en la temperatura  $T_1$  que incide también en  $T_2$ . El flujo de agua permanece constante e igual a 2753.4 L/h durante todo el tiempo de simulación, puesto que el sistema se encuentra encendido desde el instante inicial, y afecta de manera casi nula a las salidas de temperatura del sistema debido a la ganancia pequeña asociada a su función de transferencia, como se puede ver en la expresión (15).

Finalmente se muestra en la figura 21 la respuesta de la potencia  $P_{CHP}$  generada para la misma simulación, cuya salida depende únicamente del flujo de gas  $F_G$ . Se comprueba así su similitud al comportamiento y magnitudes de la planta de referencia para los mismos rangos de operación.



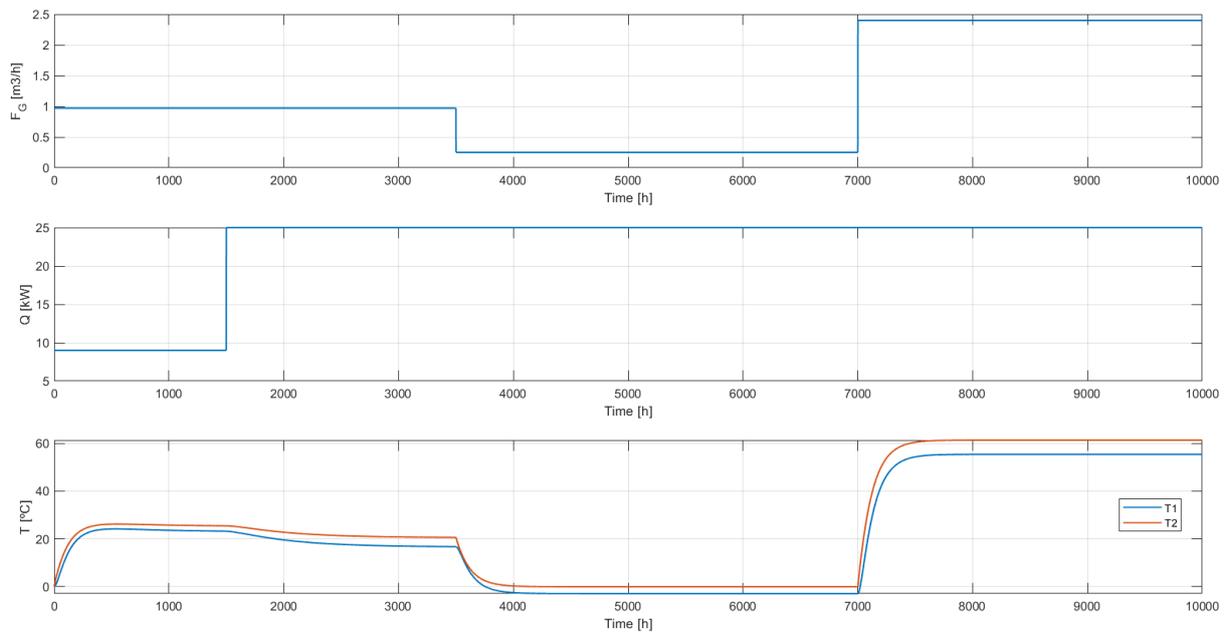
**Figura 18. Modelo total de la planta contemplando sistemas CHP y TES**

Fuente: elaboración propia mediante uso de Simulink.



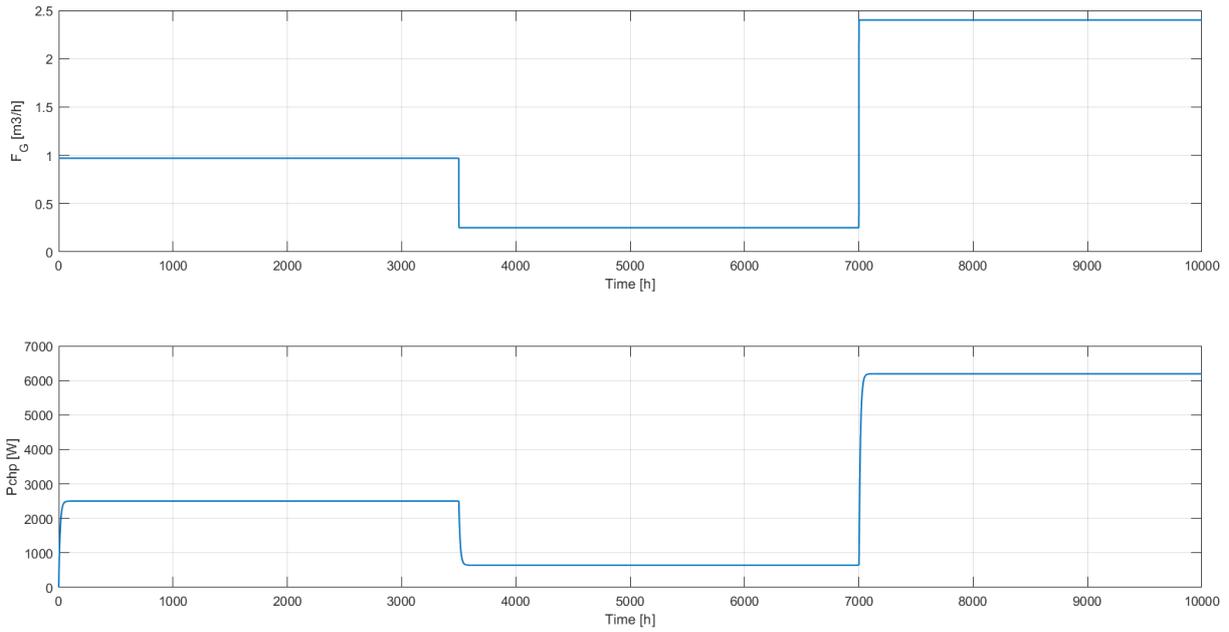
**Figura 19. Esquema simplificado del modelo total del conjunto CHP – TES**

Fuente: elaboración propia mediante Simulink.



**Figura 20. Respuestas de T<sub>1</sub> y T<sub>2</sub> mediante simulación del modelo de CHP – TES**

Fuente: elaboración propia mediante simulación de modelo completo en Simulink con datos del anexo A1.



**Figura 21. Respuesta de  $P_{\text{CHP}}$  mediante simulación del modelo de CHP – TES**

Fuente: elaboración propia mediante simulación de modelo completo en Simulink con datos del anexo A1.

### 3.1.6. Modelos de predicción de las variables de salida de la planta virtual: $T_1$ , $T_2$ y $P_{\text{CHP}}$

Como resultado de la subsección 3.2.5 se ha logrado un modelo que emula el funcionamiento de una planta real del conjunto CHP – TES, el cual se ha llamado “planta virtual”, sin embargo, y tal como sería necesario hacer para una planta real, es necesario ahora derivar modelos de predicción para las variables que interesa estimar a futuro durante el funcionamiento del algoritmo de gestión óptima de los recursos energéticos, las cuales son:  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{\text{CHP}}$ . A continuación, se lleva a cabo la deducción de dichas expresiones por medio de la modificación del modelo total mostrado en las figuras 18 y 19 para obtener tres modelos de predicción en espacio de estados que permitan computar cada una como salida a partir de tres entradas disponibles en cada periodo de muestreo:  $F_G$  (variable a optimizar por el algoritmo),  $F_W$  (constante de entrada del optimizador) y  $Q_D$  (perfil de demanda térmica de entrada del optimizador).

Se toman entonces las funciones de transferencia utilizadas para la elaboración del modelo de la planta virtual, expuestas en las expresiones (13), (14), (15) y (16) y en la figura 15, y mediante algebra de bloques se determinan nuevas funciones de transferencia para relacionar cada salida requerida con cada una de las tres entradas disponibles, las expresiones obtenidas mediante este procedimiento se muestran para  $T_1$  a partir de  $F_G$ ,  $F_W$  y  $Q_D$  en las expresiones de (18). Para referirse a las funciones de transferencia mostradas en la figura 15 se utilizan las siglas  $G_{11}^*$  y  $G_{13}^*$ , que se refieren a la temperatura  $T_1$  debida al efecto de  $T_2$  y  $Q_D$  respectivamente.

$$\frac{T_1(s)}{F_G(s)} = G_{11}(s) \frac{G_{11}^*(s)}{1 - G_{11}^*(s)G_{13}(s)} \quad (18a)$$

$$\frac{T_1(s)}{F_W(s)} = G_{12}(s) \frac{G_{11}^*(s)}{1 - G_{11}^*(s)G_{13}(s)} \quad (18b)$$

$$\frac{T_1(s)}{Q_D(s)} = G_{12}^*(s) \frac{1}{1 - G_{11}^*(s)G_{13}(s)} \quad (18c)$$

$$G_{T1}(s) = \frac{T_1(s)}{F_G(s)} \quad \frac{T_1(s)}{F_W(s)} \quad \frac{T_1(s)}{Q_D(s)} \quad (19d)$$

En las expresiones de (19) se muestran las funciones de transferencia para  $T_2$  a partir de  $F_G$ ,  $F_W$  y  $Q_D$ .

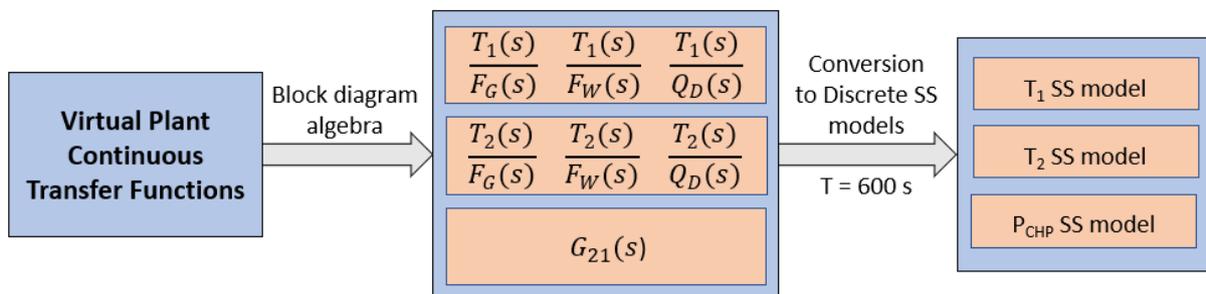
$$\frac{T_2(s)}{F_G(s)} = G_{11}(s) \frac{1}{1 - G_{11}^*(s)G_{13}(s)} \quad (19a)$$

$$\frac{T_2(s)}{F_W(s)} = G_{12}(s) \frac{1}{1 - G_{11}^*(s)G_{13}(s)} \quad (19b)$$

$$\frac{T_2(s)}{Q_D(s)} = G_{12}^*(s) \frac{G_{13}(s)}{1 - G_{11}^*(s)G_{13}(s)} \quad (19c)$$

$$G_{T2}(s) = \frac{T_2(s)}{F_G(s)} \quad \frac{T_2(s)}{F_W(s)} \quad \frac{T_2(s)}{Q_D(s)} \quad (19d)$$

Finalmente, para  $P_{CHP}$  se utiliza la misma expresión  $G_{21}$  mostrada en (13). Las ecuaciones de transferencia para cada variable de interés mostradas en (13), (18d) y (19d) son convertidas a la forma de espacio de estados mediante Matlab, logrando las matrices A, B, C y D de los modelos de  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{CHP}$  requeridas. En la figura 22 se muestra una gráfica de los pasos llevados a cabo para la obtención de los modelos, con sus correspondientes matrices, las cuales son usadas en la programación de la función de predicción de variables del sistema conjunto CHP – TES. El código utilizado para obtención y almacenamiento de los modelos resultantes mostrados en el diagrama de la figura 22 se muestra en el anexo A2.



**Figura 22. Procedimiento de obtención de modelos de predicción para  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{CHP}$**

Fuente: elaboración propia.

Como se puede apreciar en la figura 22 el periodo de muestreo utilizado para la discretización de los modelos durante su paso a la forma de espacio de estados es de  $T = 600 \text{ s} = 10 \text{ min}$ . Este periodo debe coincidir con el muestreo de control del optimizador, por lo cual es utilizado como muestreo en las verificaciones de funcionamiento del algoritmo en secciones siguientes.

### 3.1.7. Obtención de vectores de estado inicial de los modelos de predicción de $T_1$ , $T_2$ y $P_{\text{CHP}}$

De acuerdo con las expresiones en (7), mostradas en la sección 1.6.1, es necesario contar con vectores de estados iniciales del modelo en espacio de estados del proceso, en este caso para los modelos de predicción deducidos en la sección anterior. Los vectores de estado inicial se obtienen por medio de la ejecución del Simulink mostrado en la figura 23, tal y como se muestra en la figura 24 se ingresan como matrices A y B de cada modelo discreto las correspondientes matrices obtenidas del procedimiento mostrado en la figura 22, como matriz C por el contrario se ingresa una matriz identidad del tamaño de A y en D se ingresa una matriz de ceros de tamaño  $A \cdot B$ , de esta forma se generan a las salidas los valores de los vectores de estados x en lugar de los valores y de las salidas  $T_1$ ,  $T_2$  o  $P_{\text{CHP}}$ .

Como entradas a los modelos se utilizan valores de  $F_G = 0.97 \text{ [m}^3/\text{h]}$ ,  $F_W = 2753.4 \text{ [L/h]}$  y demanda térmica nula  $Q_D = 0 \text{ [kW]}$ , de esta forma y según simulaciones llevadas a cabo con la planta virtual se obtienen valores de operación en las salidas dentro de los límites de las restricciones requeridas y cercanas al límite inferior, por lo que se adecuan al estado inicial de las verificaciones a desarrollar en el capítulo 4.

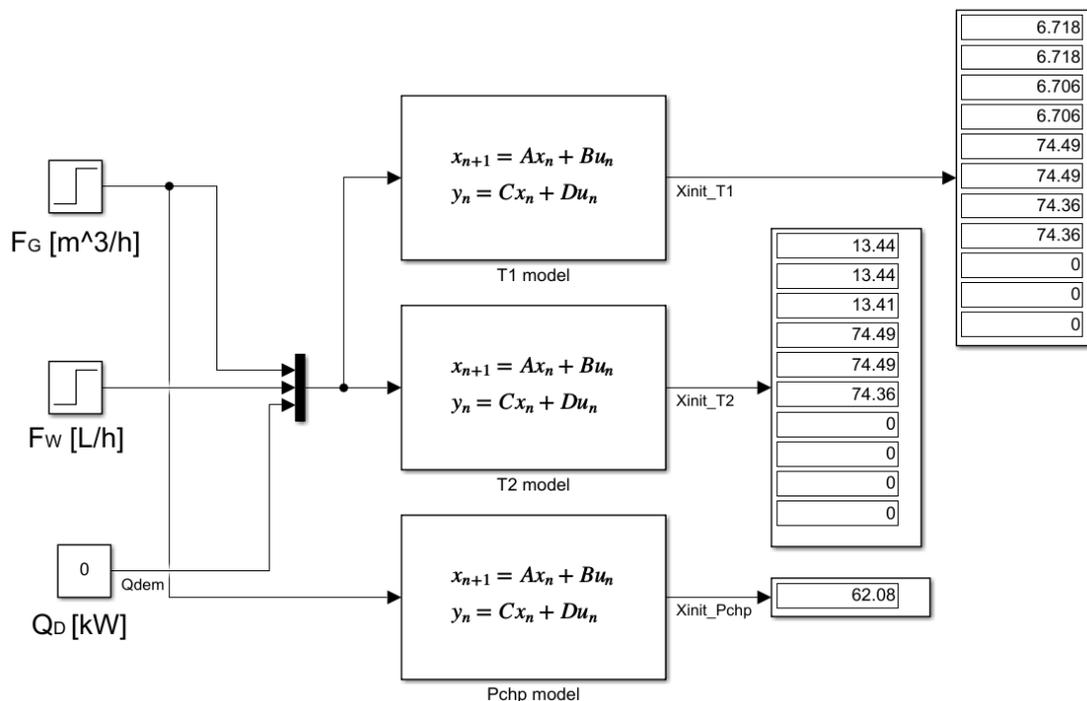


Figura 23. Modelo usado para estimación de los estados iniciales de  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{\text{CHP}}$

Fuente: elaboración propia usando Simulink.

A:	modelT1_ss.A
B:	modelT1_ss.B
C:	eye(size(modelT1_ss.A,1));
D:	zeros(size(modelT1_ss.A,1),size(modelT1_ss.B,2));
Initial conditions:	0
Sample time (-1 for inherited):	-1

**Figura 24. Matrices ingresadas a modelos para estimación de estados iniciales de  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{CHP}$**

Fuente: elaboración propia usando Simulink.

### 3.2. MODELADO DEL BESS

De acuerdo con la figura 12 el BESS posee una única entrada/salida que viene dada por su nodo de conexión a la MG, mediante este recibe/suministra la corriente eléctrica para su carga/descarga. La dinámica de la energía almacenada en las baterías puede ser expresada como se muestra en la ecuación (20) de acuerdo con el planteamiento mostrado en [20].

$$E_{BESS}(k + 1) = E_{BESS}(k) + \Delta t P_{BESS}(k) \quad (20)$$

Siendo  $E_{BESS}$  la energía almacenada en el BESS en el instante  $k$  y  $P_{BESS}$  la potencia de carga fijada en el instante  $k$  que es recibida durante el periodo entre muestreos de funcionamiento del optimizador,  $\Delta t$ .

Según los planteamientos abordados en la sección 1.4 y en la subsección 1.4.1 del capítulo 1, la expresión (20) se modifica con el fin de tener en cuenta un factor general de eficiencia  $\eta_{BESS}$  durante la carga/descarga del banco de baterías, tal y como se muestra en (21)

$$E_{BESS}(k + 1) = E_{BESS}(k) + \eta_{BESS} \Delta t P_{BESS}(k) \quad (21)$$

Finalmente, la  $E_{BESS}$  además de tener una limitante física de almacenamiento, según su capacidad de fabricación, debe ser restringida a límites operativos que permitan establecer una mejor toma de decisiones del optimizador, para ello se establece la restricción mostrada en la ecuación (22).

$$E_{min} \leq E_{BESS} \leq E_{max} \quad (22)$$

En donde  $E_{min}$  y  $E_{max}$  son los límites inferior y superior de almacenamiento del BESS respectivamente. El dimensionamiento del sistema de almacenamiento por baterías, así como el valor de los límites de operación de este se determinan en subsecciones siguientes de este capítulo.

### 3.3. BALANCE DE ENERGÍA DEL SISTEMA

Como propósito principal del funcionamiento correcto de la MG planteada se tiene el abastecimiento total de la energía demandada por la nave industrial, tanto térmica como eléctrica. Para el caso de la carga calórica de la planta  $Q_D$ , y dado que esta solo es provisionada desde una única fuente compuesta por el conjunto sistema CHP y depósito TES (siendo la salida del  $Q_{TES}$  desde donde se suministra la potencia calórica hacia los procesos que lo requieren), las relaciones anteriormente expresadas en (10) y (11) restringen el balance térmico a la consecución de las necesidades de la planta, siempre que se cumpla con los límites establecidos en (12).

Por otra parte, la demanda de energía eléctrica es alimentada desde un nodo compuesto por distintas fuentes de generación, de acuerdo con el esquema mostrado en la figura 12 la potencia eléctrica producida por el sistema CHP:  $P_{CHP}$ , la potencia fotovoltaica disponible:  $P_{PV}$ , la potencia suministrada por el banco de baterías:  $P_{BESS}$  y la potencia comprada a la red eléctrica general:  $P_G$ , se suman para abastecer la demanda requerida por la planta:  $P_D$  en cada instante  $k$ . El anterior planteamiento puede ser abordado mediante un balance de potencia del sistema eléctrico, en el cual la sumatoria de las potencias generadas por las fuentes debe ser igual a la demandada por la carga, tal y como se muestra en la ecuación (23).

$$P_{CHP}(k) + P_{PV}(k) + P_{BESS}(k) + P_G(k) = P_D(k) \quad (23)$$

La operación de la MG, así como la correcta gestión de la energía realizada por el optimizador, deben estar restringidas por el cumplimiento de la ecuación (23) en todo momento.

### 3.4. PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS

El problema de control de la microrred del escenario planteado en el capítulo 2 puede ser abordado mediante el marco teórico presentado en la sección 1.5 del capítulo 1, acorde con este, el establecimiento de los puntos de operación de las salidas de potencia de los DG y ESS, así como el control de flujos de potencia entre la MG y la red principal, es realizado por medio del nivel terciario en un planteamiento jerárquico de control y gestión de microrredes. Con base en este planteamiento por capas se propone como solución el diseño de un EMS que haga las veces del nivel de gestión de la MG, el cual está encargado de optimizar la operación del sistema total al tiempo que asegura su funcionamiento manteniendo las restricciones establecidas.

En la figura 25 se muestra el esquema del EMS propuesto para dar solución al control de flujos de potencia de la microrred. En su parte superior se sitúan los arreglos de datos con las predicciones de la carga energética de la planta, tanto térmica como eléctrica, así como de los costos previstos del gas y de la energía eléctrica en el mercado, además de la predicción de disponibilidad de generación fotovoltaica. Estas columnas de datos representan las entradas del algoritmo de control, situado en la parte central de la figura 25. Para el funcionamiento del sistema de control propuesto en un entorno real se hace necesaria la conexión a sistemas informáticos externos que proporcionen dicha información basados en algoritmos de predicción y datos extraídos de la operación misma de la planta,

los mercados energéticos y las condiciones climáticas. En este caso, y teniendo en cuenta el alcance del estudio, se opta por introducir perfiles preestablecidos con los datos de las predicciones de carga, costes y disponibilidad PV para alimentar el algoritmo de optimización.

En la parte central de la figura 25 se sitúa el algoritmo de control digital, es decir el EMS en sí. En este se establece el objetivo de la optimización y se configuran sus restricciones, en las cuales se incluyen los límites operativos de las variables y los modelos dinámicos de los sistemas, de esta forma se computan los valores óptimos de las variables manipulables o de decisión que influyen sobre los flujos de potencia en la microrred, estos últimos representan la salida del sistema y son mostradas en el bloque de la parte inferior de la figura 25. Como se puede apreciar, los puntos de consigna establecidos como salidas del EMS en la figura 25 son fijados para cada una de las variables involucradas en la directa alimentación de las cargas energéticas ( $Q_D$  y  $P_D$ ) en la figura 11, haciendo una diferenciación entre la salida del punto de consigna a utilizar de potencia fotovoltaica  $P_{PV}^*$ , y su valor de predicción de entrada al algoritmo  $P_{PV}$ .

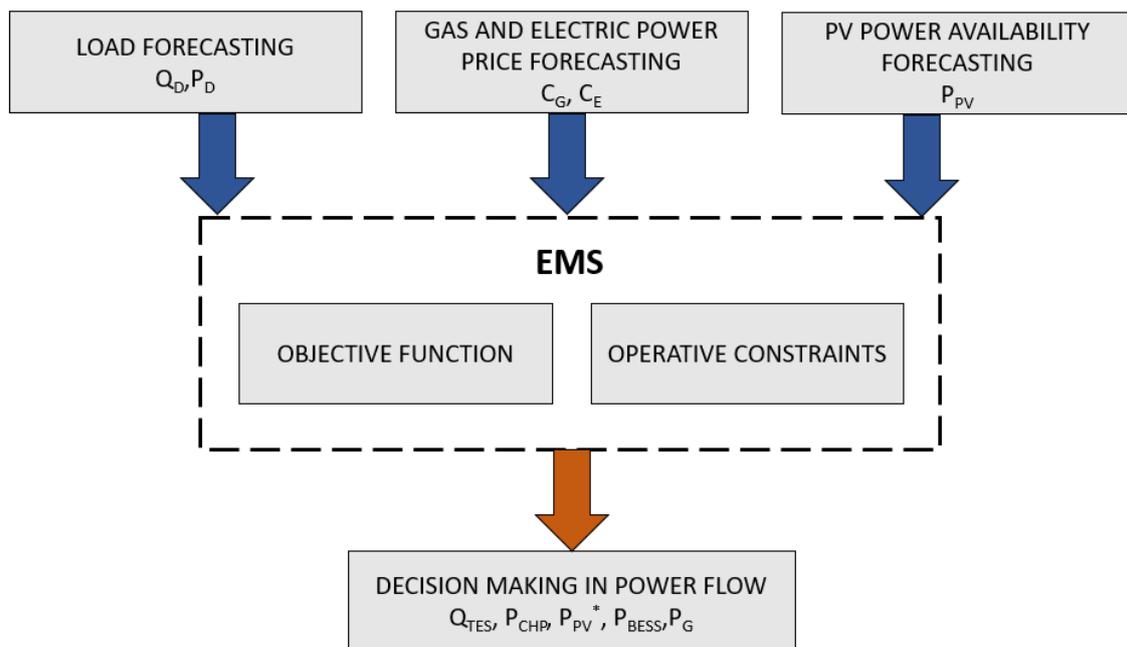


Figura 25. Esquema del EMS propuesto para la solución del problema de control de la MG

Fuente: elaboración propia.

### 3.4.1. Función objetivo

Con base en el esquema de solución propuesto y los objetivos generales de control mencionados en la sección 2.2, siguiendo la figura 13 se evidencia que la única entrada manipulable al sistema CHP es el flujo de gas, siendo necesario minimizar los costos asociados a su compra mediante la obtención del

punto óptimo de operación que permita a la vez satisfacer la demanda de calor de la nave  $Q_D$ . Lo anterior se puede representar como se muestra en la ecuación (24).

$$\theta_1(k) = \sum_{k=1}^{H_p} F_G(k) C_G(k) P_{gas} \Delta t \quad (24)$$

Donde  $k \in \mathbb{Z} \geq 0$  es el índice de tiempo discreto,  $H_p$  es el horizonte de predicción del control,  $F_G(k) \in \mathbb{R} \geq 0$  el flujo de gas en el instante  $k$ ,  $C_G(k) \in \mathbb{R} \geq 0$  el costo del gas en el instante  $k$ ,  $P_{gas} = 11.98$  [kWh/m<sup>3</sup>] es la potencia calórica del gas y  $\Delta t$  el tiempo transcurrido entre periodos de muestreo.

Adicionalmente, se tiene que la minimización del costo invertido en la compra de energía a la red eléctrica mediante la potencia  $P_G$  debe ser incluida como un nuevo objetivo del sistema de control, tal y como se muestra en la expresión (25) de la MG, de esta forma se asegura la toma de decisiones sobre las variables de control basadas en el beneficio económico.

$$\theta_2(k) = \sum_{k=1}^{P_h} P_G(k) C_E(k) \Delta t \quad (25)$$

Donde  $P_G(k) \in \mathbb{R} \geq 0$  es la potencia eléctrica adquirida de la red pública en el instante  $k$  y  $C_E(k) \in \mathbb{R} \geq 0$  el costo de la energía eléctrica en el instante  $k$ .

Finalmente, para incluir la toma de decisiones basada en el aprovechamiento de la energía renovable proveniente de la granja PV se añade el objetivo de control representado en la ecuación (26).

$$\theta_3(k) = \sum_{k=1}^{P_h} P_{PV}^*(k) C_E(k) \Delta t \quad (26)$$

Donde  $P_{PV}^*(k) \in \mathbb{R} \geq 0$  es la potencia extraída del DG de paneles solares.

En las ecuaciones (24), (25) y (26), dado que  $F_G$  se encuentra en [m<sup>3</sup>/h],  $C_G$  en [€/kWh],  $P_{gas}$  en [kWh/m<sup>3</sup>],  $\Delta t$  en [h],  $P_G$  en [W],  $C_E$  en [€/kWh] y  $P_{PV}^*$  en [W], al realizar el planteamiento de los objetivos  $\theta_1$ ,  $\theta_2$  y  $\theta_3$  de esta manera se obtienen para cada uno como resultados escalares en términos económicos, es decir de [€], que podrán ser sumados bajo la misma unidad dentro de una función de coste, tal y como lo plantea la metodología de control de los EMPC mostrada en la sección 1.6.1.

De acuerdo con lo anterior se precisan como objetivos de control para el algoritmo los siguientes:

- Reducir los gastos asociados a la compra de gas para la operación del sistema CHP – TES y la consecución de la demanda térmica de la nave industrial.
- Reducir los gastos asociados a la compra de electricidad a la red pública para completar la demanda eléctrica de la nave industrial.
- Aprovechar al máximo la potencia eléctrica aportada por la granja fotovoltaica de la nave industrial.

Con el fin de determinar la secuencia óptima del uso eficiente de recursos en la MG la función objetivo del control se puede definir como la minimización económica de la función de coste mostrada en la ecuación (27).

$$J(k) = -(\theta_3(k) - \theta_2(k) - \theta_1(k)) \quad (27)$$

Siendo J el beneficio económico total de la MG a lo largo del  $H_p$ , que es igual a la ganancia  $\theta_3$  menos los costos  $\theta_2$  y  $\theta_1$ . Se aclara que para este estudio los costos asociados al funcionamiento y/o mantenimiento de la granja fotovoltaica y demás DG no son consideradas en el problema de optimización planteado.

### 3.4.2. Restricciones

La optimización llevada a cabo por el algoritmo debe estar sujeta tanto al cumplimiento de las restricciones operacionales de la microrred y de sus sistemas individuales, como de la demanda de energías térmica y eléctrica requeridas para la operación normal de los procesos de producción de la nave industrial. Las restricciones del problema se han mencionado a lo largo de las secciones 3.1, 3.2 y 3.3 y se agrupan en las inecuaciones y ecuaciones mostradas en (28).

$$F_{Gmin} < F_G(k) < F_{Gmax} \quad (28a)$$

$$T_{2min} < T_2(k) < T_{2max} \quad (28b)$$

$$P_{CHPmin} < P_{CHP}(k) < P_{CHPmax} \quad (28c)$$

$$Q_{TESmin} < Q_{TES}(k) < Q_{TESmax} \quad (28d)$$

$$P_{Gmin} < P_G(k) < P_{Gmax} \quad (28e)$$

$$E_{BESSmin} < E_{BESS}(k) < E_{BESSmax} \quad (28f)$$

$$P_{BESSmin} < P_{BESS}(k) < P_{BESSmax} \quad (28g)$$

$$0 < P_{PV}^*(k) < P_{PV} \quad (28h)$$

$$T_1(k) = f_1(F_G(k), F_W(k), Q_D(k)) \quad (28i)$$

$$T_2(k) = f_2(F_G(k), F_W(k), Q_D(k)) \quad (28j)$$

$$P_{CHP}(k) = f_3(F_G(k)) \quad (28k)$$

$$Q_{TES}(k+1) = Q_{TES}(k) + \Delta t(Q_{CHP}(k) - Q_D(k)) \quad (28l)$$

$$Q_{CHP}(k) = F_W(k)C_P(T_2(k) - T_1(k))c_{kW} \quad (28m)$$

$$E_{BESS}(k+1) = E_{BESS}(k) + \eta_{BESS}\Delta t P_{BESS}(k) \quad (28n)$$

$$P_{CHP}(k) + P_{PV}^*(k) + P_{BESS}(k) + P_G(k) = P_D(k) \quad (28o)$$

En donde las funciones  $f_1$ ,  $f_2$  y  $f_3$  en las expresiones (28i), (28j) y (28k) se refieren a los modelos discretos en espacio de estados obtenidos en la sección 3.1.6.

### 3.4.3. Variables de decisión

Todas las variables involucradas en (28) son obtenidas directa o indirectamente mediante la selección de los valores óptimos de las variables de decisión o variables manipulables por el algoritmo de optimización, las cuales son:

- El flujo del gas:  $F_G$ .
- La potencia eléctrica comprada a la red:  $P_G$ .
- La potencia eléctrica almacenada o extraída de las baterías:  $P_{BESS}$ .
- La potencia utilizada de la generación total de la granja solar:  $P_{PV}^*$ .

Las demás variables, que son  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $Q_{CHP}$ ,  $Q_{TES}$ ,  $P_{CHP}$  y  $E_{BESS}$ , se computan en cada instante de muestreo de acuerdo con las variables de decisión, los datos de entrada al EMS de predicciones de demanda de energía térmica  $Q_D$  y de energía eléctrica  $P_D$ , y finalmente mediante los modelos de predicción en espacio de estados obtenidos en la sección 3.1.6.

### 3.4.4. Problema de optimización completo

En las expresiones de (29) se muestra el planteamiento total del problema de optimización conseguido para la gestión de recursos energéticos, donde  $k \in [1, H_p]$ .

$$theta_1(k) = \sum_{k=1}^{H_p} F_G(k) C_G(k) P_{gas} \Delta t \quad (29a)$$

$$theta_2(k) = \sum_{k=1}^{P_h} P_G(k) C_E(k) \Delta t \quad (29b)$$

$$theta_3(k) = \sum_{k=1}^{P_h} P_{PV}^*(k) C_E(k) \Delta t \quad (29c)$$

$$J(k) = -(theta_3(k) - theta_2(k) - theta_1(k)) \quad (29d)$$

$$\min_{F_G, P_G, P_{BESS}, P_{PV}^*} J(k) \quad (29e)$$

Sujeto a:

$$F_{Gmin} < F_G(k) < F_{Gmax} \quad (29f)$$

$$T_{2min} < T_2(k) < T_{2max} \quad (29g)$$

$$P_{CHPmin} < P_{CHP}(k) < P_{CHPmax} \quad (29h)$$

$$Q_{TESmin} < Q_{TES}(k) < Q_{TESmax} \quad (29i)$$

$$P_{Gmin} < P_G(k) < P_{Gmax} \quad (29j)$$

$$E_{BESSmin} < E_{BESS}(k) < E_{BESSmax} \quad (29k)$$

$$P_{BESSmin} < P_{BESS}(k) < P_{BESSmax} \quad (29l)$$

$$0 < P_{PV}^*(k) < P_{PV} \quad (29m)$$

$$T_1(k) = f_1(F_G(k), F_W(k), Q_D(k)) \quad (29n)$$

$$T_2(k) = f_2(F_G(k), F_W(k), Q_D(k)) \quad (29o)$$

$$P_{CHP}(k) = f_3(F_G(k)) \quad (29p)$$

$$Q_{TES}(k+1) = Q_{TES}(k) + \Delta t(Q_{CHP}(k) - Q_D(k)) \quad (29q)$$

$$Q_{CHP}(k) = F_W(k)C_p(T_2(k) - T_1(k))c_{kW} \quad (29r)$$

$$E_{BESS}(k+1) = E_{BESS}(k) + \eta_{BESS}\Delta t P_{BESS}(k) \quad (29s)$$

$$P_{CHP}(k) + P_{PV}^*(k) + P_{BESS}(k) + P_G(k) = P_D(k) \quad (29t)$$

### 3.4.5. Tamaño del problema de optimización

Para el problema planteado en las expresiones en (29) se selecciona un periodo de muestreo igual al usado para la discretización de los modelos dinámicos de la sección 3.1.6,  $T = 600 \text{ s} = 10 \text{ min}$ . En cada muestreo el optimizador se debe ejecutar para dar una solución al problema, esta consiste en computar los valores óptimos de las variables de decisión para un horizonte de predicción  $H_p = 24 \text{ h} = 1 \text{ día}$ .

De acuerdo con lo anterior se tiene que para el  $H_p$  y  $T$  propuestos es necesario calcular vectores de solución de 144 filas para cada variable de decisión, puesto que se consiguen 144 instantes de muestreo en total en 24 h de predicción. Adicionalmente, puesto que la función objetivo está sujeta al cumplimiento de 15 ecuaciones e inecuaciones de restricciones, que deben ser resueltas para cada instante dentro del horizonte de predicción, se requiere computar 144 soluciones para cada una de estas cada vez que se ejecute el optimizador. La tabla 1 resume los cálculos requeridos por ejecución del algoritmo a implementar en las secciones siguientes, de acuerdo el  $H_p$  y  $T$  seleccionados. La minimización debe realizar la cantidad de cálculos mostrada en la tabla 1 durante la minimización para encontrar los valores óptimos de las variables de decisión.

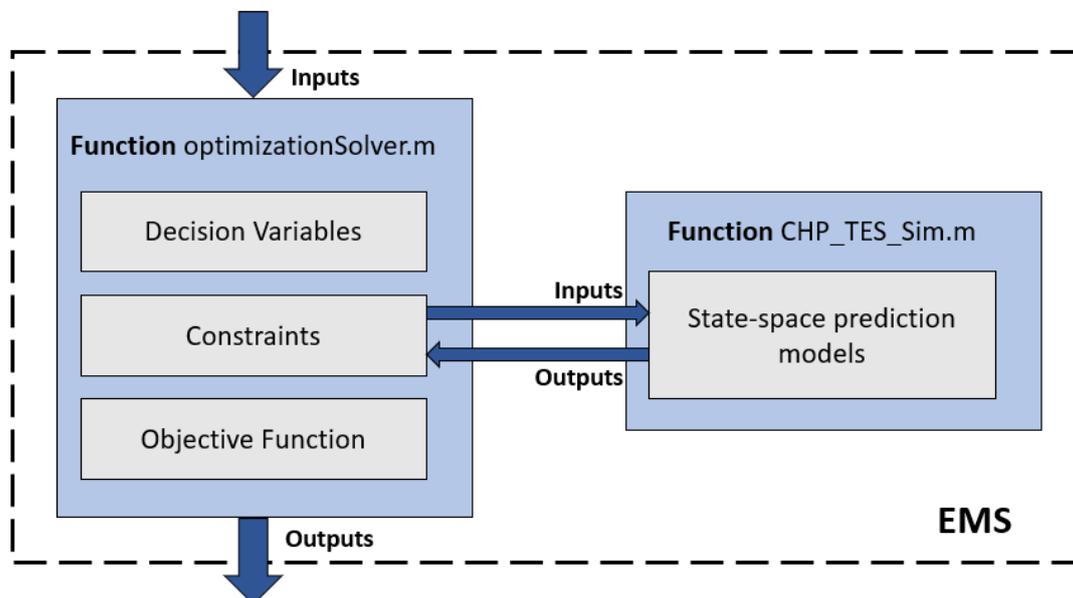
**Tabla 1. Tamaño del problema a resolver en cada periodo de muestreo del optimizador.**

T	H <sub>p</sub>	Número de variables de decisión	Número de restricciones a resolver
10 min	24 h	144 x 4 = 576	15 x 144 = 2160

### 3.5. IMPLEMENTACIÓN DEL EMS

Una vez se ha modelado la planta tomada como referencia y se ha transformado el problema de control en uno de optimización mediante el establecimiento de las expresiones en (29), se procede a llevar a cabo la implementación de un algoritmo de gestión mediante la metodología del EMPC, tal y como se muestra en las expresiones en (7) de la sección 1.6.1. De acuerdo con la ecuación (7), y basándose en el planteamiento del EMS propuesto en la figura 25, a partir de una función de coste, se encuentran en cada periodo de muestreo los valores óptimos de las variables de decisión que hacen posible minimizar los costes requeridos hasta el punto permitido por las restricciones existentes, para el estudio tratado en esta investigación dicho algoritmo es llamado EMS.

El EMS se diseña como la combinación de dos funciones en Matlab, la principal función: “optimizationSolver.m”, es usada para plantear y resolver las expresiones del problema de optimización en (29), mientras que la segunda: “CHP\_TES\_Sim.m” se encarga de iterar los modelos en espacio de estados para  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{CHP}$  obtenidos en la sección 3.1.6, permitiendo predecir los comportamientos de los sistemas dinámicos, de esta forma son tomadas decisiones sobre las variables manipulables por el optimizador que producen valores de las salidas dentro de las restricciones señaladas, tal y como se muestra en la arquitectura general del EMS mostrada en la figura 26.



**Figura 26. Arquitectura general del EMS**

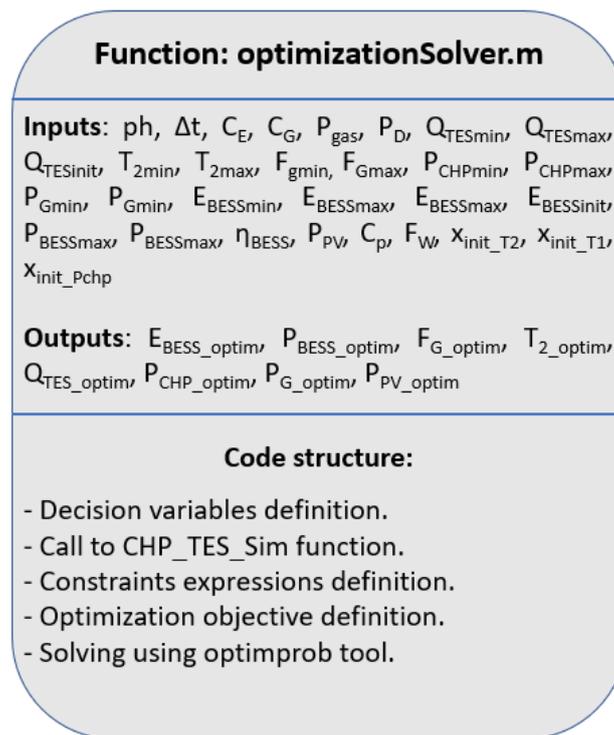
Fuente: elaboración propia.

En las siguientes subsecciones se profundiza en la composición interna y el modo de funcionamiento del código de las funciones que integran el EMS.

### 3.5.1. Función del solucionador de optimización

La función “optimizationSolver.m” se programa usando la sintaxis de la herramienta “optimproblem” del Toolbox de Optimización de Matlab e incluyendo las expresiones típicas de un problema de optimización, es decir, una función objetivo, variables de decisión y restricciones. En la figura 27 se muestra la arquitectura de la función del optimizador implementada en Matlab, su código completo se encuentra en el anexo A3.

Tal y como se muestra en la figura 27 al ingresar como entradas a la función el horizonte de predicción  $H_p$ , el  $\Delta t$ , los límites inferiores y superiores de las restricciones, así como las constantes usadas en sus ecuaciones, se obtienen como salidas los valores óptimos de las variables de decisión y de las variables de interés resultantes de estas, lo cual es llevado a cabo mediante las operaciones internas del solucionador. Las entradas  $x_{initT2}$ ,  $x_{initT1}$  y  $x_{initPchp}$  son los estados iniciales de  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{CHP}$  respectivamente, que han sido obtenidos en la sección 3.1.7, los cuales son usados por la función “CHP\_TES\_Sim”.



**Figura 27. Arquitectura de la función del solucionador de optimización del EMS**

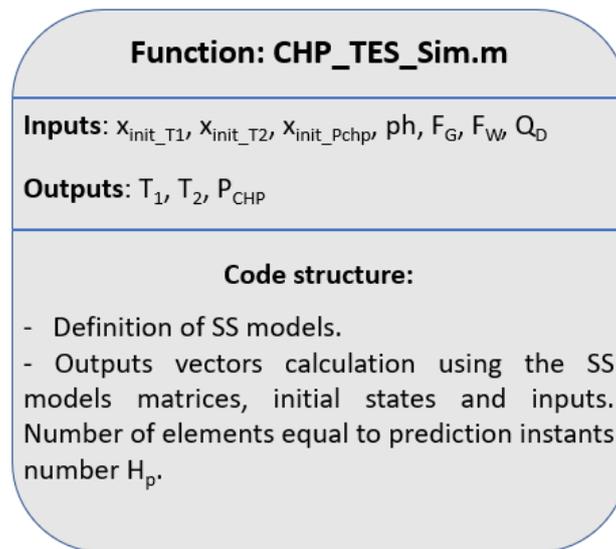
Fuente: elaboración propia.

Por medio de los solucionadores propios de la herramienta de optimización de Matlab, al declarar el problema establecido con la sintaxis correcta la función lleva a cabo la búsqueda de los valores óptimos de las variables de decisión, que generan el resultado mínimo de la función de coste y satisfacen las restricciones. Dada la estructura del problema planteado, y de acuerdo con lo evidenciado durante las

ejecuciones a mostrar en las secciones siguientes, se tiene que el algoritmo de búsqueda de mínimos mayormente usado para dar solución al problema es “dual-simplex” del solver “linprog”.

### 3.5.2. Función de predicción de variables del sistema CHP - TES

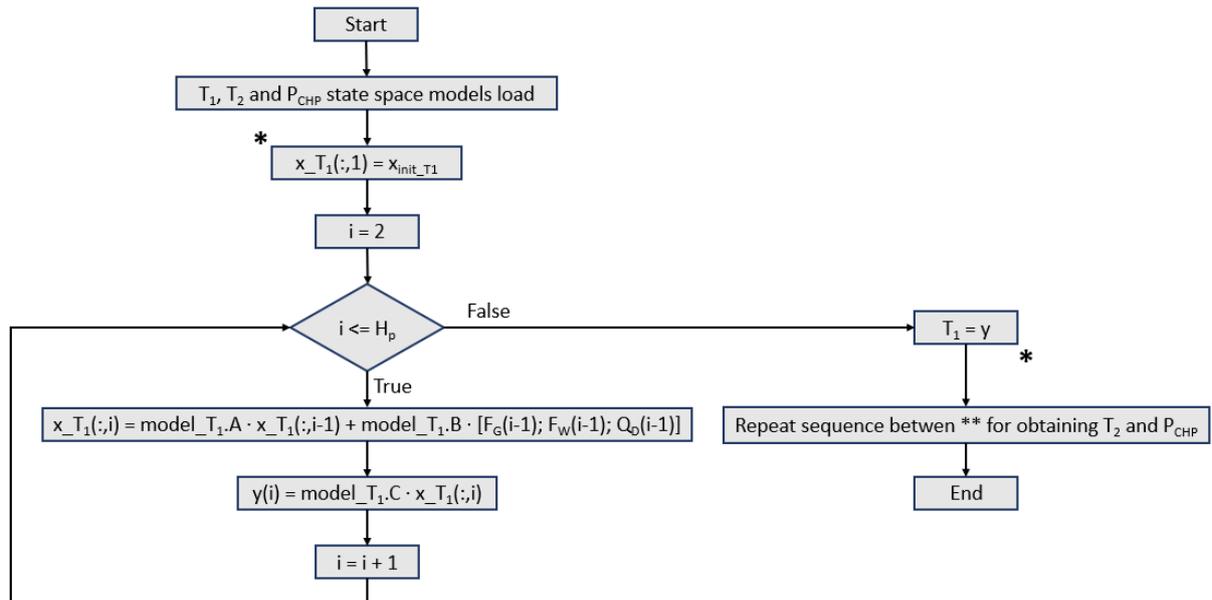
En la figura 28 se muestra la arquitectura de la función implementada para la predicción de  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{CHP}$ , en esta se puede apreciar como a partir de las entradas, los estados iniciales de los modelos en espacio de estados y el número de instantes del horizonte de predicción  $H_p$  se calculan los vectores de salidas, estos últimos son pasados a la función del solucionador del optimizador para resolver los valores óptimos de las variables de decisión considerando todas las restricciones incluidas en el algoritmo. Los modelos que se definen en la función “CHP\_TES\_Sim” son los modelos en espacio de estados para  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{CHP}$  obtenidos en la sección 3.1.6. El código de la función descrita en la figura 28 se puede encontrar en el anexo A4.



**Figura 28. Arquitectura de la función de predicción de variables  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{CHP}$**

Fuente: elaboración propia.

En la figura 29 se muestra el diagrama de flujo de la función “CHP\_TES\_Sim.m”, la cual se ejecuta al ser llamada por la función del solucionador de optimización. Como se muestra en la figura 29 mediante iteraciones cíclicas se obtienen los vectores de  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{CHP}$  a la salida al construir modelos de predicción para todo el horizonte de predicción con las matrices obtenidas en la sección 3.1.6. Se muestran con detalle las operaciones para la obtención de  $T_1$ , aclarando que, en el código implementado en Matlab (mostrado en el anexo A3) se incluyen las mismas operaciones para  $T_2$  y  $P_{CHP}$ , usando para cada una sus respectivos vectores de estados iniciales y matrices A, B y C, en todos los casos  $D = 0$ .



**Figura 29. Diagrama de flujo de las operaciones de la función CHP\_TES\_Sim.m**  
Fuente: elaboración propia.

### 3.6. COMPROBACIÓN DE FUNCIONAMIENTO DEL EMS MEDIANTE EJECUCIÓN ÚNICA

Para evidenciar un funcionamiento inicial del EMS se lleva a cabo una ejecución del código de la función “optimizationSolver.m”, modificando su cabecera para que sea un script normal e incluyendo todos los parámetros necesarios de entrada para que reproduzca las salidas optimizadas de los flujos de energía en la MG. De igual forma se añade el código para graficar los resultados obtenidos al final. El código modificado para tal fin se puede ver en el anexo A5.

#### 3.6.1. Dimensionamiento de los límites operativos de la microrred y sus sistemas

En la tabla 2 se resumen todos los límites de operación de la microrred y sus sistemas internos, los cuales están presentes en las restricciones de las expresiones en (28), así como las constantes necesarias para ejecutar los programas del algoritmo de optimización.

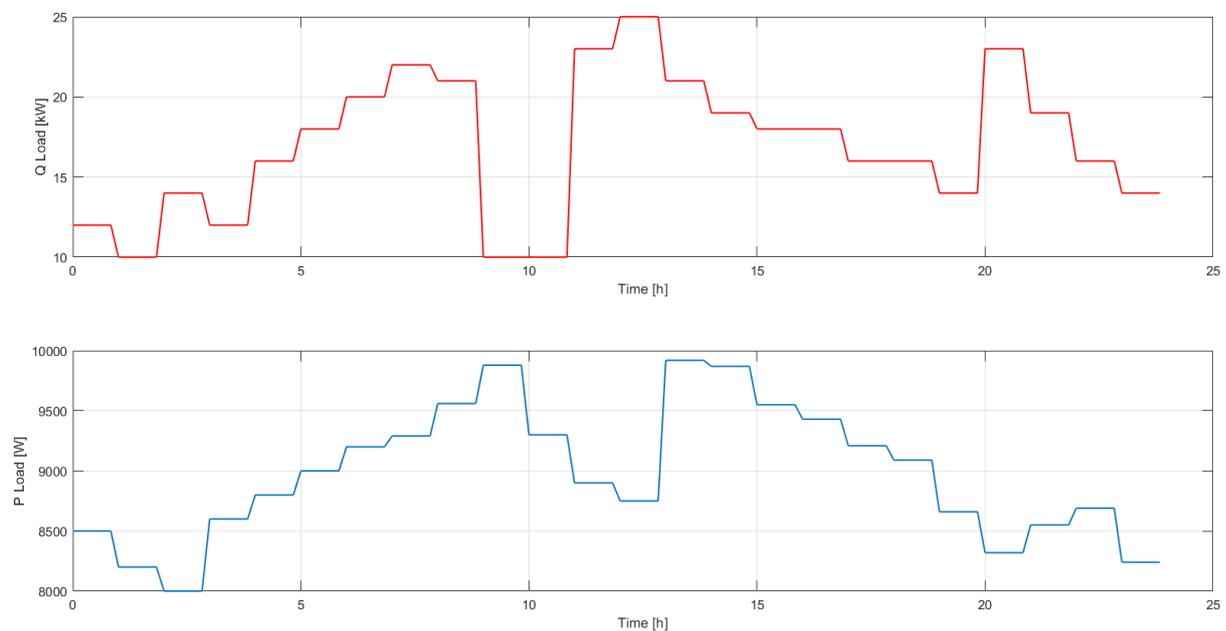
**Tabla 2. Parámetros para simulación de la operación de la MG de la nave industrial**

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
$F_{Gmin}$	0.3 [m <sup>3</sup> /h]	$P_{Gmax}$	10000 [W]
$F_{Gmax}$	2.4 [m <sup>3</sup> /h]	$E_{BESSmin}$	100000 [Wh]

$T_{2min}$	25 [°C]	$E_{BESSmax}$	400000 [Wh]
$T_{2max}$	80 [°C]	$P_{BESSmin}$	-5000 [W]
$P_{CHPmin}$	0 [W]	$P_{BESSmax}$	5000 [kW]
$P_{CHPmax}$	6000 [W]	$F_W$	2753.4 [L/h]
$Q_{TESmin}$	2 [kW]	$P_{gas}$	11.98 [kWh/m <sup>3</sup> ]
$Q_{TESmax}$	1000 [kW]	$C_p$	4.180 [kJ/kmol K] =
$P_{Gmin}$	0 [W]	$C_{kW}$	0.0002777778

### 3.6.2. Perfiles iniciales de demanda energética de la nave industrial

Los perfiles de demanda de potencia calórica y eléctrica iniciales de la MG para 24 h de operación son mostrados en las gráficas superior e inferior de la figura 30, respectivamente. Para su elaboración se tienen en cuenta variaciones con picos y valles relativos a los horarios de carga de trabajo habituales de una nave de producción.

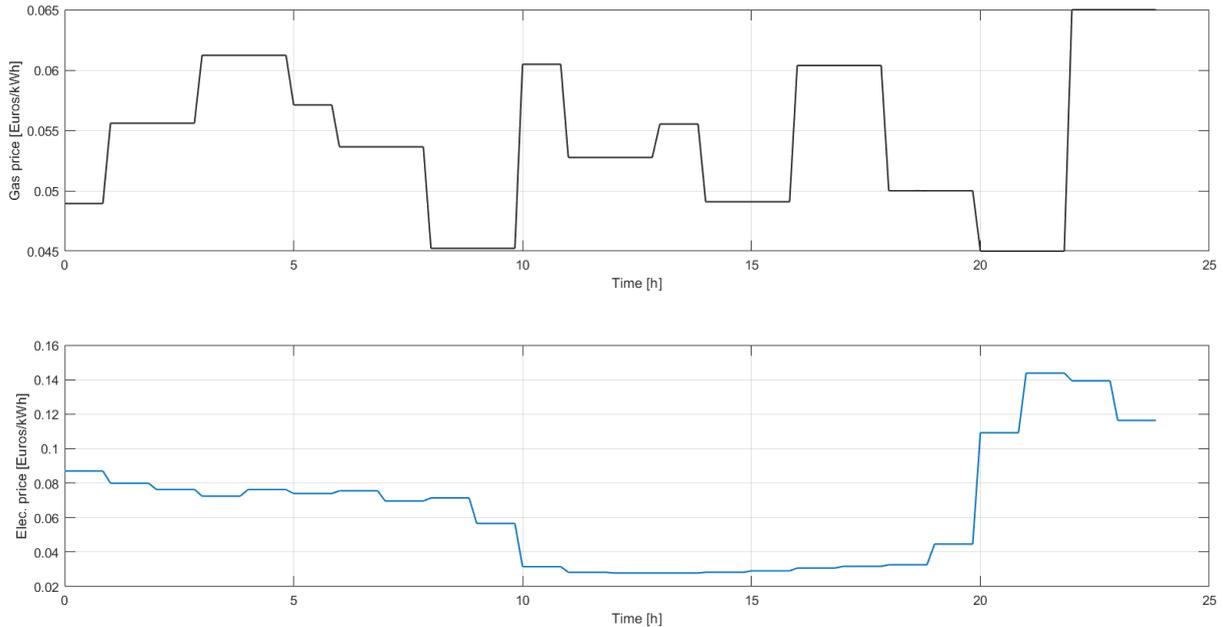


**Figura 30. Perfiles iniciales de potencia calórica y eléctrica demandadas por la MG**

Fuente: elaboración propia mediante Matlab.

### 3.6.3. Perfiles iniciales de coste del gas y de la energía eléctrica

En la figura 31 se muestran los perfiles de coste de compra de energía para 24 h, en la parte superior de la imagen se muestra la gráfica del precio del gas y en la parte inferior del precio de la energía eléctrica. Los valores han sido elegidos dentro de los rangos de precios de gas y electricidad de acuerdo con datos de las referencias [21] para el gas y [22] para la energía eléctrica.



**Figura 31. Perfiles iniciales de coste de gas y energía eléctrica**

Fuente: elaboración propia mediante Matlab.

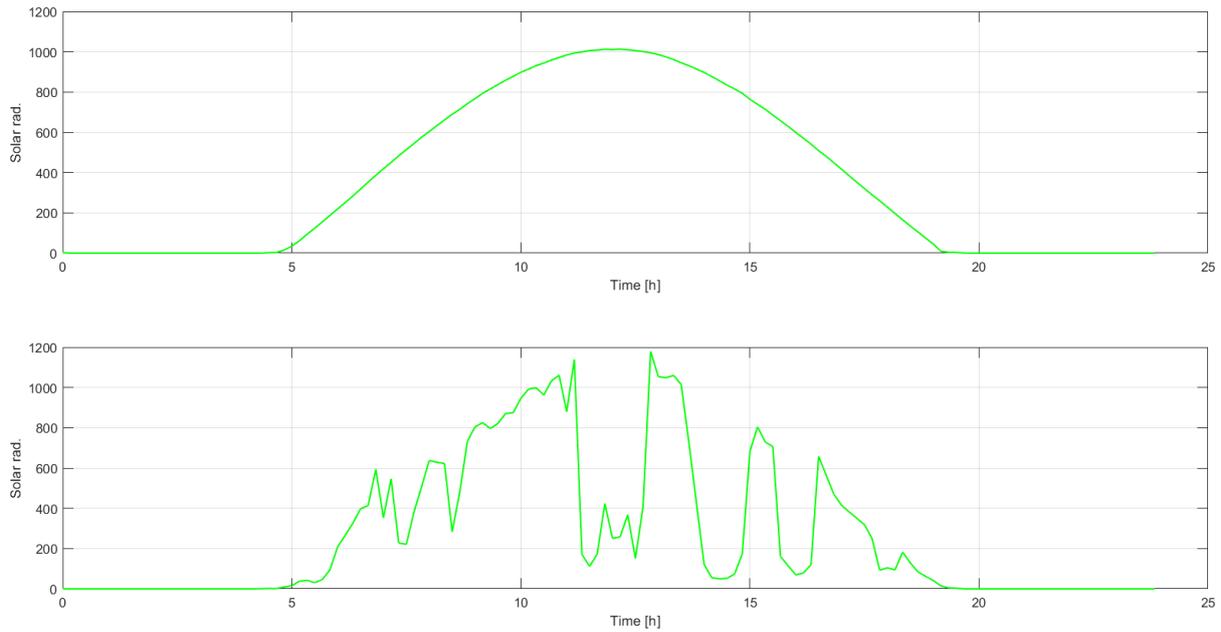
### 3.6.4. Perfiles de radiación solar y obtención de predicción de potencia PV

Para obtener el perfil de predicción de potencia fotovoltaica disponible se utilizan las gráficas de radiación solar directa, para un día soleado y un día nublado, mostradas en la parte superior e inferior de la figura 32 respectivamente.

Como se ha mencionado en la sección 2.4 una predicción más detallada de la disponibilidad de potencia generada por la granja solar implicaría un trabajo muy extenso que excede el objetivo de esta investigación, por lo cual se realiza una estimación simple de esta mediante las curvas de radiación estimadas para días soleado y nublado de la figura 32 y el uso de la expresión mostrada en (30).

$$P_{PV} = Panel_{area} Panel_{eff} Sun_{rad} \quad (30)$$

En donde  $Panel_{\text{área}}$  se refiere al área del arreglo de paneles solares y  $Panel_{\text{eff}}$  al factor de eficiencia para convertir la radiación solar disponible  $Sun_{\text{rad}}$  en potencia eléctrica  $P_{PV}$  en [W]. En adelante se usan para todas las simulaciones los valores de  $Panel_{\text{área}} = 75 \text{ [m}^2\text{]}$  y de  $Panel_{\text{eff}} = 0.1$ .



**Figura 32. Gráficas de radiación solar para obtención de potencia PV**

Fuente: elaboración propia mediante uso de Matlab. Día soleado imagen superior y día nublado imagen inferior.

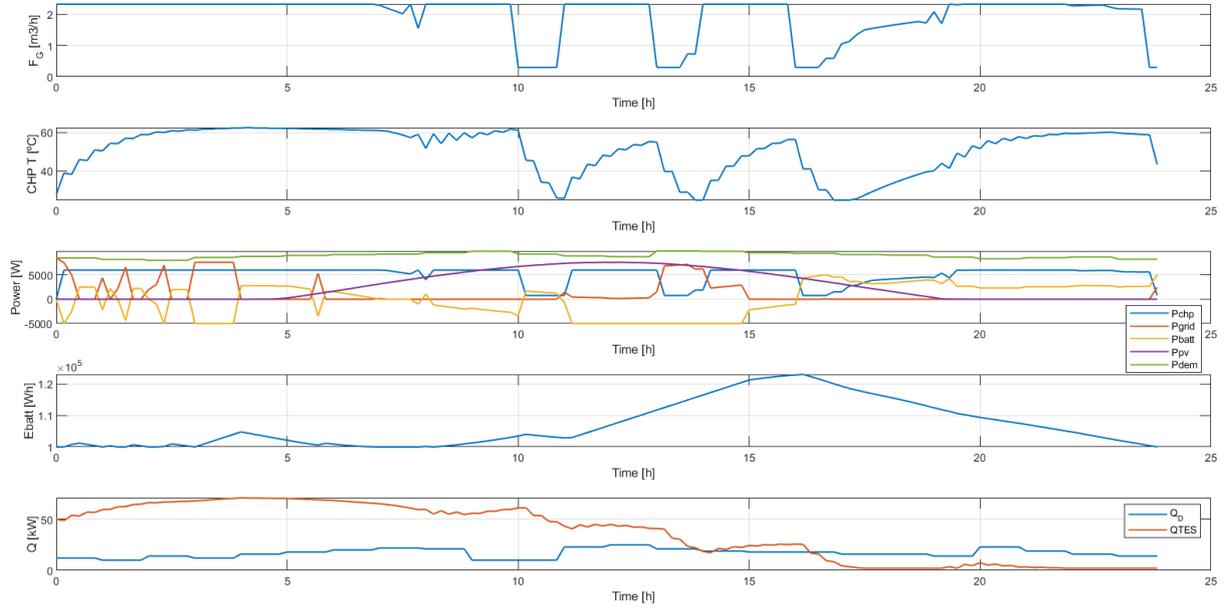
### 3.6.5. Ejecución de EMS para verificación de operación en instante único

Al ejecutar el código del anexo A5 se lleva a cabo una única iteración del algoritmo programado que, de acuerdo con los perfiles de entrada, genera a su salida los flujos de potencia óptimos para las siguientes 24 h de operación de la nave, sin embargo, una operación realista del EMS implicaría la aplicación del concepto horizonte móvil de predicción, siendo posible para cada periodo de muestreo actualizar los perfiles de entrada y ejecutar nuevamente el algoritmo, dicha aproximación al funcionamiento real se desarrolla en el capítulo 4.

Las curvas obtenidas de la ejecución de la prueba inicial de funcionamiento se pueden ver en la figura 33, en la cual en orden descendente se pueden ver, para un horizonte de operación de 24 h, las curvas de: las decisiones tomadas sobre el flujo de gas  $F_G$ ; la temperatura de salida del sistema CHP  $T_2$ , resultante de las decisiones sobre  $F_G$ , el caudal constante de agua  $F_W$  y la demanda térmica  $Q_D$ ; las curvas de potencia eléctrica de las decisiones sobre  $P_{PV}^*$ ,  $P_G$ ,  $P_{BESS}$ , junto a la  $P_{CHP}$  resultante de las decisiones sobre  $F_G$  y la demanda eléctrica  $P_D$ ; la energía almacenada  $E_{BESS}$ ; y por último la demanda  $Q_D$  junto a la energía almacenada  $Q_{TES}$  resultante de las decisiones sobre  $F_G$ ,  $F_W$  y  $Q_D$ .

En rasgos generales se puede apreciar que las decisiones tomadas por el EMS cumplen las restricciones y objetivos de optimización planteados, aprovechando las horas de mayor disponibilidad solar (curva violeta en la gráfica de potencias eléctricas) para cargar el BESS y evitar la compra de  $P_G$ . De igual forma, se observa como al no disponer de  $P_{PV}$  en horas de poca o nula radiación solar se opta por comprar  $P_G$  y usar la  $P_{CHP}$ . Finalmente se observa como a pesar de tener suplida la carga eléctrica en horas de buena disponibilidad de  $P_{PV}$  se hace necesario exigir funcionamiento alto de manera intermitente al CHP para

cumplir con las restricciones de  $T_2$  y  $Q_{TES}$ , que posibilitan el cumplimiento de la carga térmica de la planta.



**Figura 33. Curvas de respuesta de la ejecución del código del algoritmo sin horizonte móvil**

Fuente: elaboración propia mediante uso de Matlab.

## **CAPÍTULO 4: VALIDACIÓN Y RESULTADOS**

De acuerdo con los fundamentos expuestos en la sección 1.6 se tiene que un controlador de modelo predictivo, como lo es el EMPC, se caracteriza por computar en cada periodo de muestreo una nueva secuencia de valores de control, para ello hace uso del concepto de horizonte móvil, explicado con mayor detalle en [23]. Por medio de dicha metodología de operación, se deben enviar a los niveles inferiores, de control en línea de la MG de la nave, las decisiones tomadas sobre los flujos de potencia como puntos de consigna, únicamente los obtenidos para el instante actual o  $k = 1$ , los demás valores obtenidos, hasta  $k = H_p$ , se descartan puesto que en el siguiente periodo de muestreo se desplaza el horizonte de predicción hacia las nuevas 24 h a futuro y se repite la misma operación.

En este capítulo se explica el diseño e implementación del código que permite llevar a cabo verificaciones teniendo en cuenta los conceptos de horizonte móvil de los MPC, para comprobar un funcionamiento del EMS implementado en cada periodo de muestreo, más aproximado a su operación en una microrred real. Posteriormente se realizan verificaciones para cuatro casos diferentes y se discuten los resultados obtenidos.

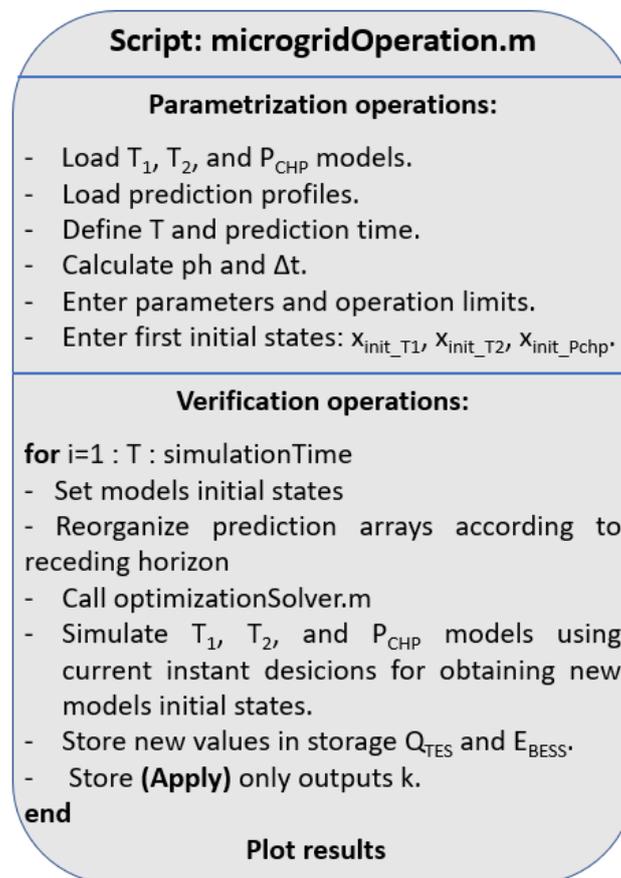
### **4.1. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SCRIPT DE VALIDACIÓN DE FUNCIONAMIENTO DEL EMS**

En la figura 34 se muestra la arquitectura del código desarrollado para llevar a cabo las verificaciones de operación de la MG con el EMS, incluyendo el desplazamiento del horizonte de predicción y aplicando únicamente los flujos óptimos de potencia encontrados para el instante actual en cada iteración. Como se observa en la figura 34 el código implementado contempla la carga de modelos dinámicos y de perfiles de predicción, así como la parametrización de inicial de los límites de operación, el periodo de muestreo y el tiempo total de predicción de la simulación, por lo cual permite su uso para una configuración con capacidades distintas de DGs en la MG.

Las operaciones programadas para la verificación del funcionamiento en el script, mostradas en la parte inferior de la figura 34, permiten que para cada periodo de muestreo se actualicen los vectores de predicción que se introducen al EMS al realizar la llamada a la función “optimizationSolver”, de esta forma se supone el funcionamiento del horizonte móvil, para esto se debe disponer de arreglos de datos para los perfiles de predicción cargados con una cantidad de columnas igual a los instantes calculados del horizonte de predicción para 48 h, dado que para la última iteración del bucle el horizonte móvil se encuentra en un punto presente cercano a las 24 h de funcionamiento de la MG.

Posteriormente, mediante el uso de la función “lsim” de Matlab, para cada una de las variables  $T_1$ ,  $T_2$  y  $P_{CHP}$  se ingresan como entradas los valores de  $F_G$  decididos por el algoritmo para el instante presente  $k$ , la constante  $F_W$  y el valor del perfil de  $Q_D$  actual, obteniendo como salida los nuevos vectores de

estados iniciales que se actualizan al inicio del bucle para cada nueva iteración. Cabe resaltar que en una aplicación en una planta y/o microrred real el cálculo de los nuevos estados iniciales de los modelos debería llevarse a cabo por medio del uso de estimadores de estado, cuyo funcionamiento ha sido comprobado por distintos autores, como el filtro de Kalman. Dado el alcance de este trabajo se opta por asumir que dicha información llega de un sistema externo, al igual que lo hacen los perfiles de predicción, por lo cual se emula su obtención para cada iteración de la simulación del horizonte móvil por medio de la función "Isim" de Matlab.



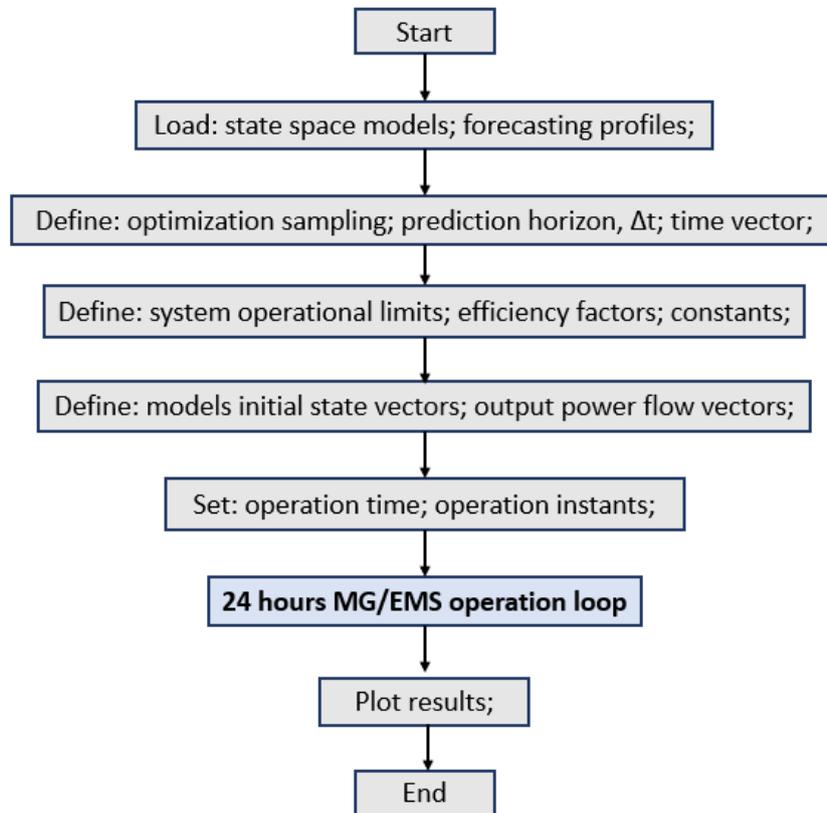
**Figura 34. Arquitectura del script de validación de funcionamiento del EMS en la MG**

Fuente: elaboración propia.

Finalmente se guardan los nuevos valores de los sistemas de almacenamiento TES y BESS para ser utilizados en la siguiente iteración de bucle de simulación. El código del script del simulador mostrado en la figura 34 se muestra en el anexo A6. En las figuras 35A y 35B se muestra el diagrama de flujo del funcionamiento del script implementado para la verificación de funcionamiento del EMS en un día de operación de la MG.

En las secciones a continuación se realizan variaciones en los arreglos de los perfiles de predicción de entrada al algoritmo para cuatro casos de verificación de la operación a 24 h, llevadas a cabo para

evidenciar el funcionamiento del EMS. Todas las simulaciones son desarrolladas usando el software Matlab R2021b sobre un ordenador con procesador Intel i5-1135G7 de 2.42 GHz y memoria RAM de 8.0 GB.



**Figura 35A. Diagrama de flujo del script de validación del funcionamiento del EMS en la MG parte A (script general)**

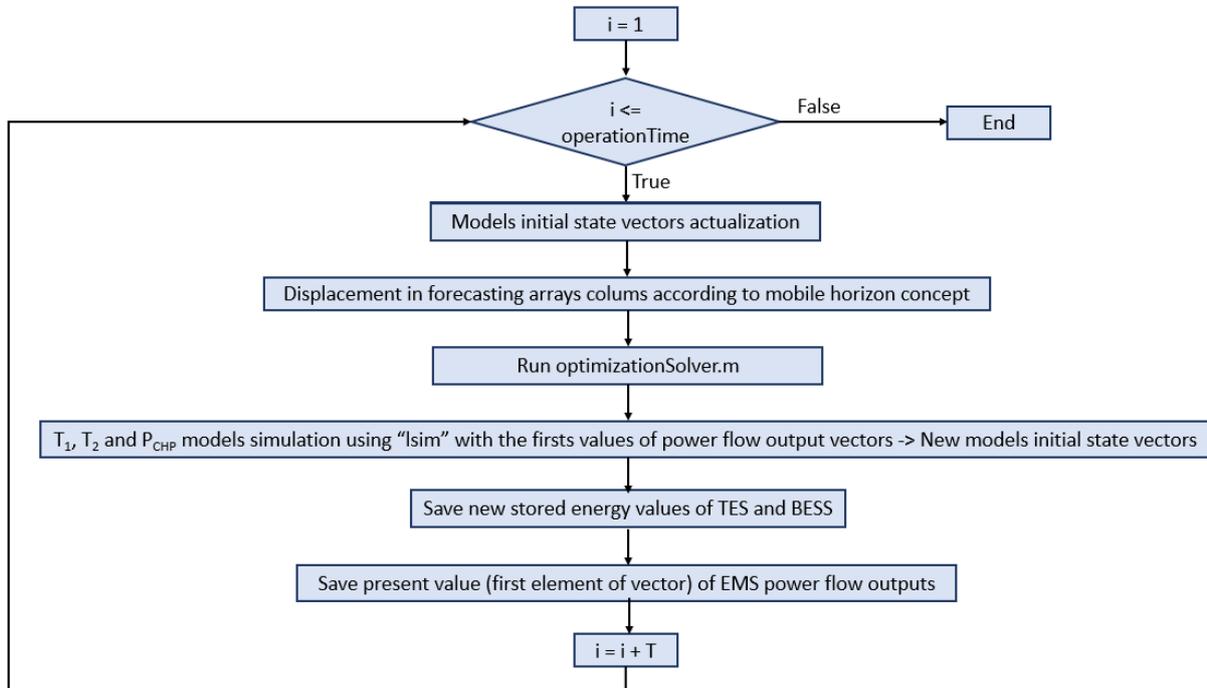
Fuente: elaboración propia.

#### 4.2. EJECUCIÓN DE CASOS DE VALIDACIÓN DE FUNCIONAMIENTO DEL EMS EN LA MG

En esta sección se exponen los casos prediseñados para evidenciar el funcionamiento correcto del algoritmo de gestión óptima de los recursos energéticos en la microrred de la nave industrial. Para cada uno se lleva a cabo una comparación del costo total de operación, conseguido mediante el uso del EMS implementado en el escenario propuesto en el capítulo 2, con el costo total de operación obtenido con un escenario base de la nave.

Como se ha expuesto en el capítulo 1, los elementos de almacenamiento de energía en una MG son los que brindan los grados de libertad requeridos para el mejor aprovechamiento de las energías renovables, así como para la toma de decisiones del sistema de gestión de la energía, por lo tanto para el escenario base usado para la comparación de resultados se considera la instalación energética de la nave industrial con las mismas fuentes de cogeneración y generación PV, sin incluir el TES ni el BESS,

es decir sin realizar las reformas necesarias en la instalación para implementar los conceptos de microrred, generación distribuida o redes inteligentes, siendo por consiguiente imposible implementar el EMS en dicho escenario.



**Figura 35B. Diagrama de flujo del script de validación del funcionamiento del EMS en la MG parte B (bucle de operación MG/EMS durante 24 horas)**

Fuente: elaboración propia.

Para el cálculo del costo total obtenido para asegurar el funcionamiento de la nave industrial en el escenario base, teniendo en cuenta que no existe TES, se obtienen las ecuaciones (31a) y (31b) y (31c) de las expresiones (10) y (12), dado que  $T_1 = Q_{TES} = 0$ .

$$Q_{CHP}(k) = Q_D(k) \quad (31a)$$

$$Q_{CHP}(k) = F_W(k)C_pT_2(k)c_{kW} \quad (31b)$$

$$T_{2Req}(k) = \frac{Q_D(k)}{F_W(k)C_p} + T_{2min} \quad (31c)$$

En donde  $T_{2Req}$  es la temperatura de salida del CHP requerida para suplir la demanda térmica en el escenario base, como se puede observar en la ecuación (31c) se ha añadido la suma del límite mínimo de temperatura,  $T_{2min}$ , necesario para que sea posible el intercambio de calor con la carga, de la misma forma que se buscó para el problema principal un estado inicial del sistema ligeramente por encima del mínimo operacional. De las expresiones (14), (15) y (16) se obtienen las ecuaciones (31d) y (31e),

teniendo en cuenta que el efecto de  $T_1$  es nulo al no haber TES. Se aclara que además serán usados modelos estáticos para la estimación de los flujos de potencia requeridos en el escenario base, por lo cual en las ecuaciones (14) y (15) se tiene que  $s = 0$ .

$$T_{2Req}(k) = 8.2F_G(k) + 3.6e^{-5}F_W(k) \quad (31d)$$

$$F_{GReq}(k) = \frac{T_{2Req}(k) - 3.6e^{-5}F_W(k)}{8.2} \quad (31e)$$

En donde  $F_{GReq}$  es el flujo de gas requerido para suplir la demanda térmica en el escenario base. Mediante el uso de las ecuaciones (31c) y (31e) se obtienen en cada caso de verificación en las secciones siguientes los vectores del flujo de gas  $F_G$  necesario para suplir la demanda térmica  $Q_D$  de la nave, de acuerdo con el perfil de predicción para 24 h de operación de esta. Teniendo el  $F_{GReq}$ , de la ecuación (13) se obtiene para el escenario base que la potencia generada por el CHP viene dada por la ecuación (32a).

$$P_{CHPRes}(k) = 2580 \cdot F_{GReq}(k) \quad (32a)$$

En donde  $P_{CHPRes}$  es la potencia de salida resultante del sistema CHP al aplicar a su entrada el flujo de gas  $F_{GReq}$ . De la expresión (23), dado que la demanda de potencia eléctrica debe ser suplida sin considerar el BESS para el escenario base, se tiene el balance de energía mostrado en la ecuación (32b).

$$P_{GReq}(k) = P_D(k) - P_{CHPRes}(k) - P_{PV}(k) \quad (32b)$$

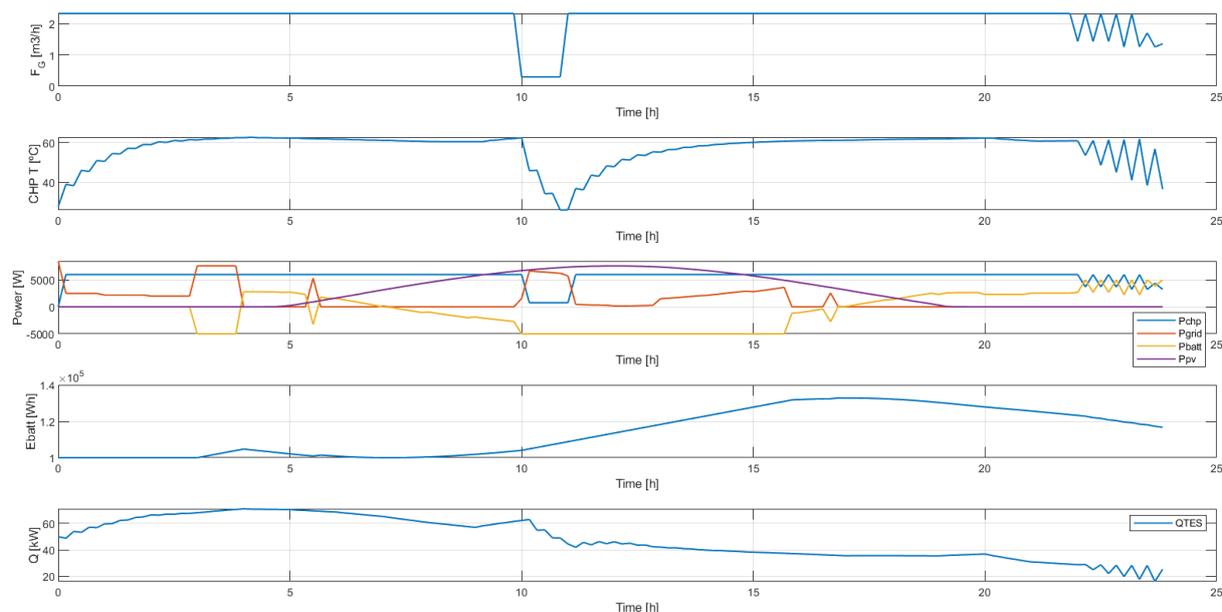
En donde  $P_{GReq}$  es la potencia comprada a la red eléctrica requerida para completar la totalidad de la demanda eléctrica en el escenario base. Usando las expresiones (32a) y (32b), luego de obtener el  $F_{GReq}$  para suplir la  $Q_D$  es posible determinar la cantidad de potencia  $P_{GReq}$  que es necesario comprar a la red de distribución eléctrica para el escenario base en cada caso. Finalmente, con base en los índices de coste de las expresiones (24) y (25) se obtienen los costes en [€] resultantes del gas y la energía eléctrica adquiridos para suplir la demanda en un día de operación de la nave industrial en el escenario base, mediante el uso de la ecuación 33.

$$CosteTot = - \sum F_{GReq}(k) C_G(k) P_{gas} \Delta t - \sum P_{GReq}(k) C_E(k) \Delta t \quad (33)$$

Se aclara que en para el cálculo del coste total mostrado en (33) no se tiene en cuenta el beneficio representado por la granja PV, puesto que al no poseer BESS no hay forma de almacenar energía remanente, por consiguiente, el aporte de potencia PV solo es considerado para el cálculo de la compra restante a la red en (32b). En cada uno de los casos a mostrar en las siguientes secciones se compara el coste resultante para el escenario base usando la ecuación (33) con el coste resultante del EMS implementado operando sobre la MG del escenario propuesto para el estudio, en donde, para calcular el coste del EMS en cada caso se utilizan los vectores de solución obtenidos al ejecutar el script de verificación de resultados, expuesto en las figuras 34, 35A y 35B, y la ecuación de la función de coste del optimizador mostrada en (27).

#### 4.2.1. Caso de verificación 1: perfiles de predicción constantes durante todo el horizonte móvil de predicción

Inicialmente se ejecuta el script de verificación de la operación replicando  $H_P$  veces las columnas de los perfiles de predicción originales mostradas en las figuras 30, 31 y 32, para un día soleado. Esta configuración supone un escenario ideal en el cual ante cada desplazamiento del horizonte móvil las curvas a futuro continúan igual. Los resultados son mostrados en la figura 36.



**Figura 36. Curvas de salidas del EMS para el caso de verificación 1**

Fuente: elaboración propia mediante uso de Matlab.

De acuerdo con la figura 36 se puede comprobar que se ha encontrado una solución viable para cada ejecución del EMS logrando el control de los flujos de potencia que cumplen las restricciones. Se evidencia que las curvas de la figura 36, a pesar de que las predicciones de entrada no cambian para ningún periodo de muestreo, difieren de las mostradas en la figura 33, en la cual se ejecutó el EMS para 24 h sin datos a futuro, por lo cual en la figura 33 se evidencia que el optimizador decide disminuir abruptamente el  $F_g$  en los instantes finales al no prever cargas a futuro.

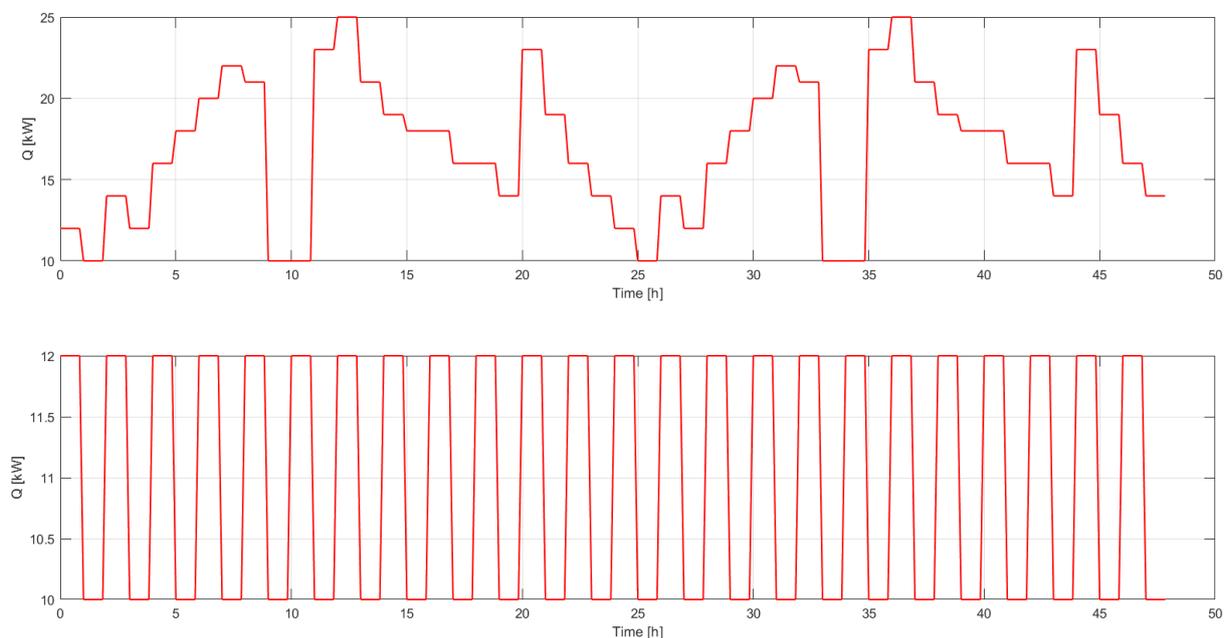
**Tabla 3. Comparación de resultados entre MG con EMS y escenario base para el caso de verificación 1**

Coste de operación de la MG con el EMS para 24 h	-32.7839 [€]
Coste total de operación de la MG del escenario base para 24 h	-53.5293 [€]
Ganancia por día al operar la nave industrial con TES/BESS/EMS	20.7454 [€]
Ganancia al año al operar la nave industrial con TES/BESS/EMS	7572.071 [€]

En la tabla 3 se muestra la comparación de los costes obtenidos para la MG estudiada junto con el EMS, contra el escenario base, para el caso de verificación 1.

#### 4.2.2. Caso de verificación 2: reducción de la carga térmica y del precio de la energía eléctrica a partir de la hora 12

Para el segundo caso de verificación se ingresan al algoritmo los arreglos de predicción de carga térmica mostrados en la figura 37, en donde la predicción superior es repetida para los desplazamientos del horizonte móvil hasta  $k = 12$  horas, y, en adelante, se reciben por el EMS las predicciones mostradas en la imagen inferior, en lo que supone una disminución de la demanda térmica a valores entre 10 y 12 [kW].



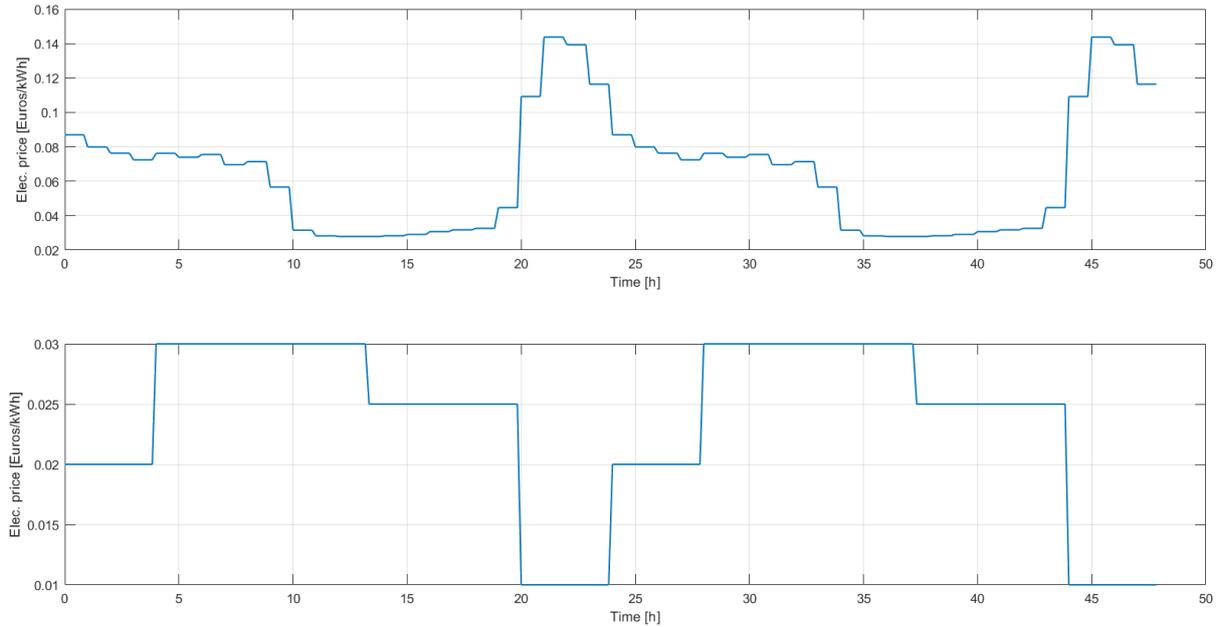
**Figura 37. Perfiles de entrada al EMS para primera y segunda mitad del arreglo de predicción  $Q_D$  para el caso de verificación 2**

Fuente: elaboración propia mediante Matlab.

Así mismo se produce una disminución en las predicciones del coste de la electricidad percibida a la misma hora. En la figura 38, en su parte superior se muestra el perfil del coste de energía eléctrica ingresado en la primera mitad del arreglo de datos de predicción, y en su parte inferior la ingresada para su segunda mitad. Se conservan los perfiles originales mostrados en la sección 3.6 para las demás predicciones considerando un día soleado que se mantiene a lo largo del horizonte móvil en toda la ejecución.

En la figura 39 se muestran las decisiones sobre los flujos de potencia del EMS, en esta se evidencia como al disminuir los valores esperados tanto de la carga térmica como del coste de la energía eléctrica

a partir de la mitad de las 12 h del día el algoritmo se permite reducir la cantidad de gas comprado al estrictamente necesario para permanecer dentro de las restricciones impuestas por los sistemas CHP y TES, además empieza a decidir suplir la demanda eléctrica haciendo un mayor uso de la compra a la red de distribución  $P_G$  en horas de la noche cuando se reduce la disponibilidad de  $P_{PV}$ .



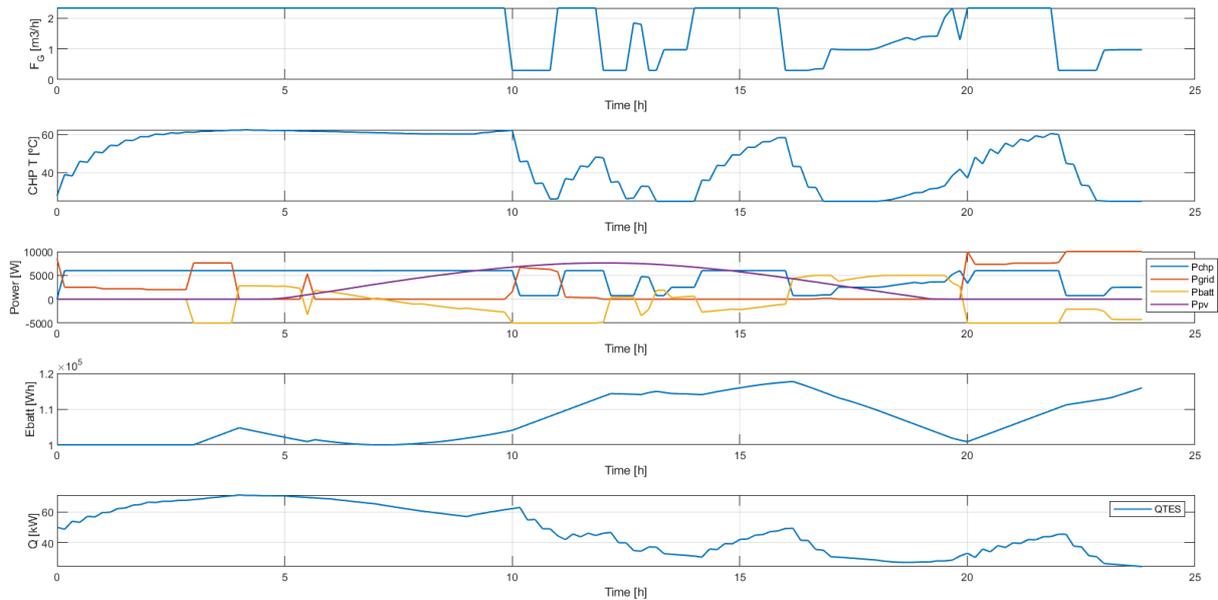
**Figura 38. Perfiles de entrada al EMS para primera y segunda mitad del arreglo de predicción  $C_E$  para el caso de verificación 2**

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 4 se muestra la comparación de los costes obtenidos para la MG estudiada junto con el EMS, contra el escenario base, para el caso de verificación 2.

**Tabla 4. Comparación de resultados entre MG con EMS y escenario base para el caso de verificación 2**

Coste de operación de la MG con el EMS para 24 h	-25.8161 [€]
Coste total de operación de la MG del escenario base para 24 h	-52.2419 [€]
Ganancia por día al operar la nave industrial con TES/BESS/EMS	26.4258 [€]
Ganancia al año al operar la nave industrial con TES/BESS/EMS	9645.417 [€]



**Figura 39: curvas de salida del EMS para el caso de verificación 2**

Fuente: elaboración propia mediante Matlab.

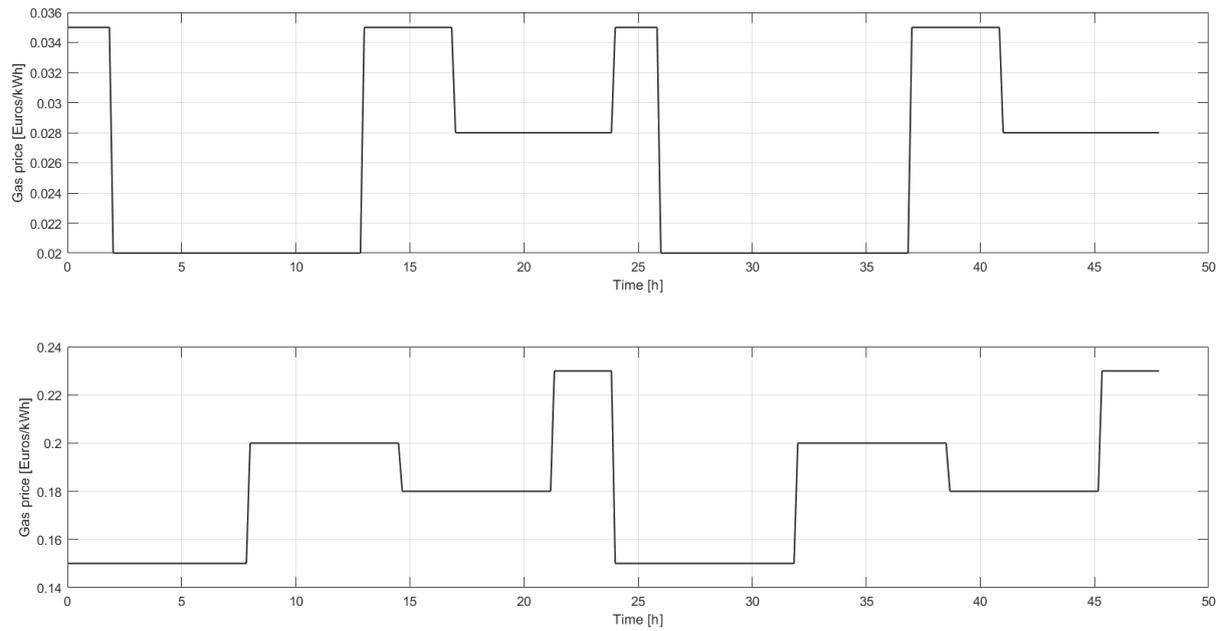
#### 4.2.3. Caso de verificación 3: 12 h con predicciones de precio reducido de gas y elevado de electricidad seguidas de 12 h con predicciones de precio elevado de gas y reducido de electricidad

Para el tercer caso de verificación se ingresan al algoritmo los arreglos de predicción de coste del gas mostrados en la figura 40, en donde la predicción superior es repetida para los desplazamientos del horizonte móvil hasta  $k = 12$  horas, y, en adelante, se reciben por el EMS las predicciones mostradas en la imagen inferior, en lo que supone un aumento abrupto en la tendencia de los precios de combustible.

Así mismo se produce una disminución en las predicciones del coste de la electricidad, que traía hasta entonces una tendencia elevada, percibida a la misma hora. En la figura 41, en su parte superior se muestra el perfil del coste de energía eléctrica ingresado en la primera mitad del arreglo de datos de predicción, y en su parte inferior la ingresada para su segunda mitad. Se conservan los perfiles originales para las demás predicciones mostrados en la sección 3.6 considerando un día soleado que se mantiene a lo largo del horizonte móvil en toda la ejecución.

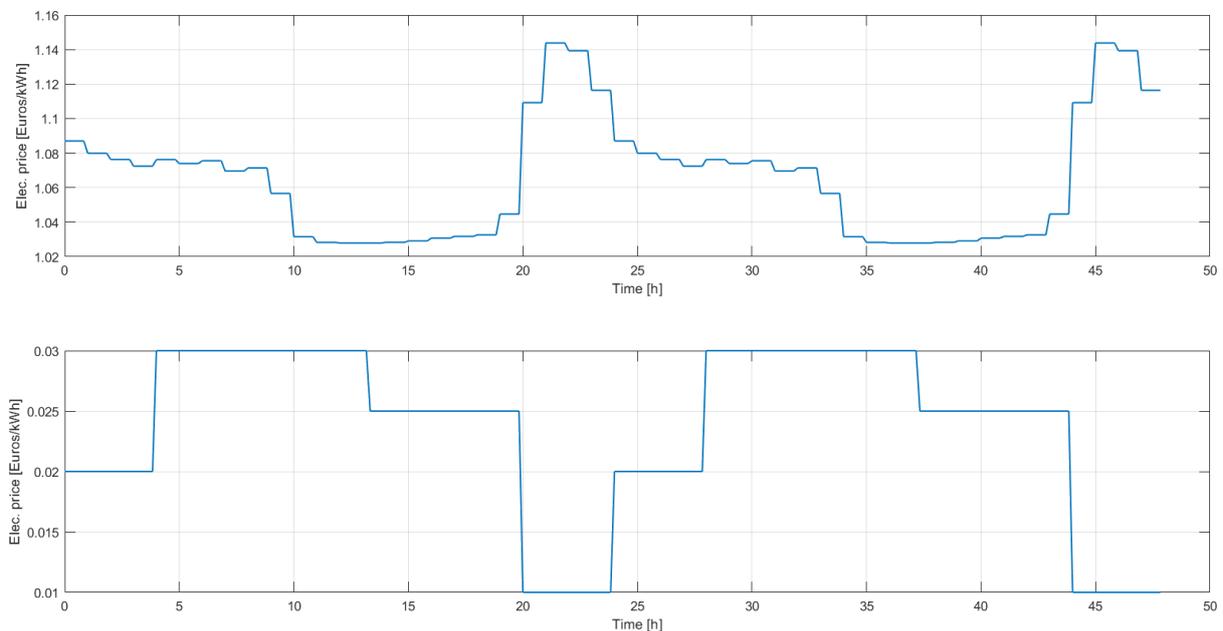
En la figura 42 se muestran las decisiones sobre los flujos de potencia del EMS, en esta se evidencia la robustez del optimizador al cambiar abruptamente el uso del CHP a las 12 horas del día, momento en el cual se invierten las tendencias del mercado energético, reduciendo el  $F_G$  al valor mínimo durante el tiempo que se lo permiten las restricciones, luego lo incrementa paulatinamente. Así mismo se puede ver como en la segunda mitad del día se compra energía eléctrica a la red con mayor libertad, sacando provecho de la disminución en sus costes, para cargar el BESS y completar la demanda eléctrica de la nave.

Gestión óptima de la energía en industrias con Cogeneración y Generación Renovable mediante Controladores Predictivos basados en Modelos Económicos



**Figura 40. Perfiles de entrada al EMS para primera y segunda mitad del arreglo de predicción  $C_G$  para el caso de verificación 3**

Fuente: elaboración propia mediante Matlab.



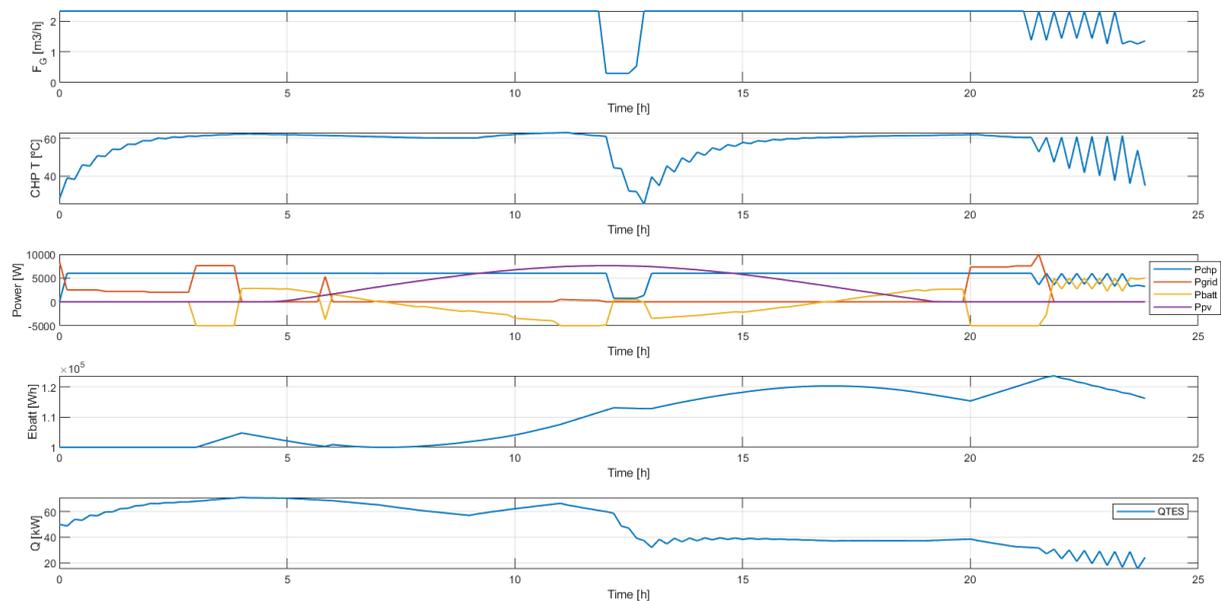
**Figura 41. Perfiles de entrada al EMS para primera y segunda mitad del arreglo de predicción  $C_E$  para el caso de verificación 3**

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 5 se muestra la comparación de los costes obtenidos para la MG estudiada junto con el EMS, contra el escenario base, para el caso de verificación 2.

**Tabla 5. Comparación de resultados entre MG con EMS y escenario base para el caso de verificación 3**

Coste de operación de la MG con el EMS para 24 h	-47.3283 [€]
Coste total de operación de la MG del escenario base para 24 h	-75.6412 [€]
Ganancia por día al operar la nave industrial con TES/BESS/EMS	28.3129 [€]
Ganancia al año al operar la nave industrial con TES/BESS/EMS	10334.2085 [€]

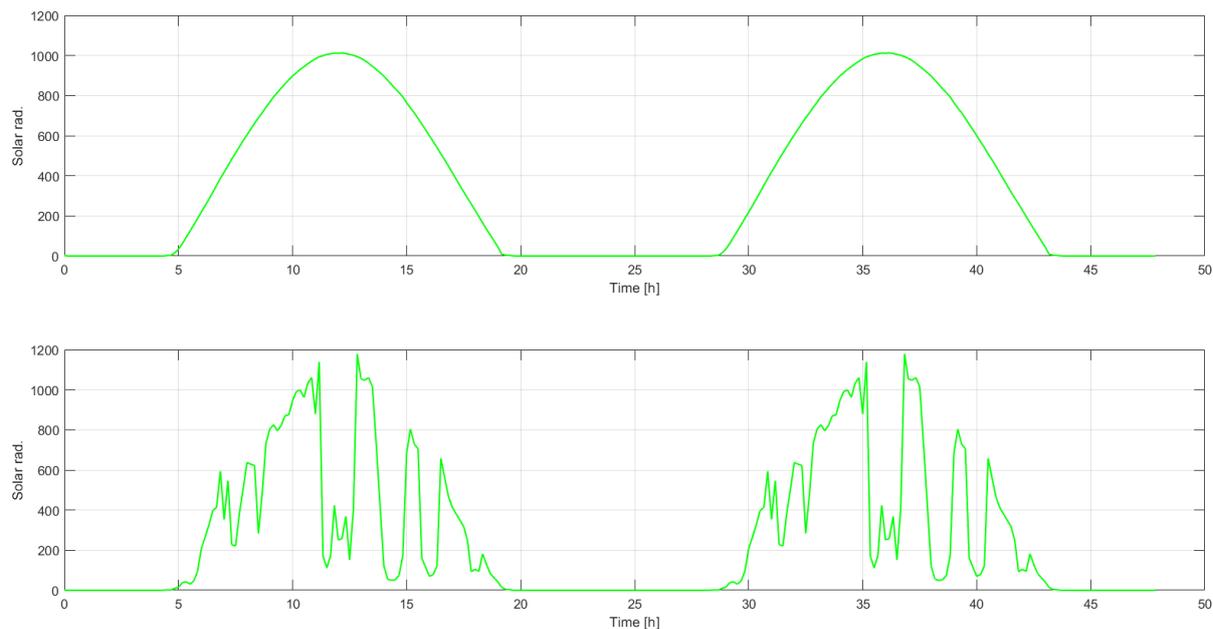


**Figura 42: curvas de salida del EMS para el caso de verificación 3**

Fuente: elaboración propia mediante Matlab.

#### 4.2.4. Caso de verificación 4: 12 h con predicciones de día soleado seguidas de 12 h con predicciones de día nublado

Para el cuarto caso de simulación se ingresan al algoritmo los arreglos de predicción de radiación solar mostrados en la figura 43, en donde la predicción superior es repetida para los desplazamientos del horizonte móvil hasta  $k = 12$  horas, y, en adelante, se reciben por el EMS las predicciones mostradas en la imagen inferior, en lo que supone un cambio abrupto en el clima y por consiguiente en la generación PV. Se conservan los perfiles originales para las demás predicciones mostrados en la sección 3.6.



**Figura 43. Perfiles de entrada al EMS para primera y segunda mitad del arreglo de predicción  $P_{PV}$  para el caso de verificación 4**

Fuente: elaboración propia mediante Matlab.

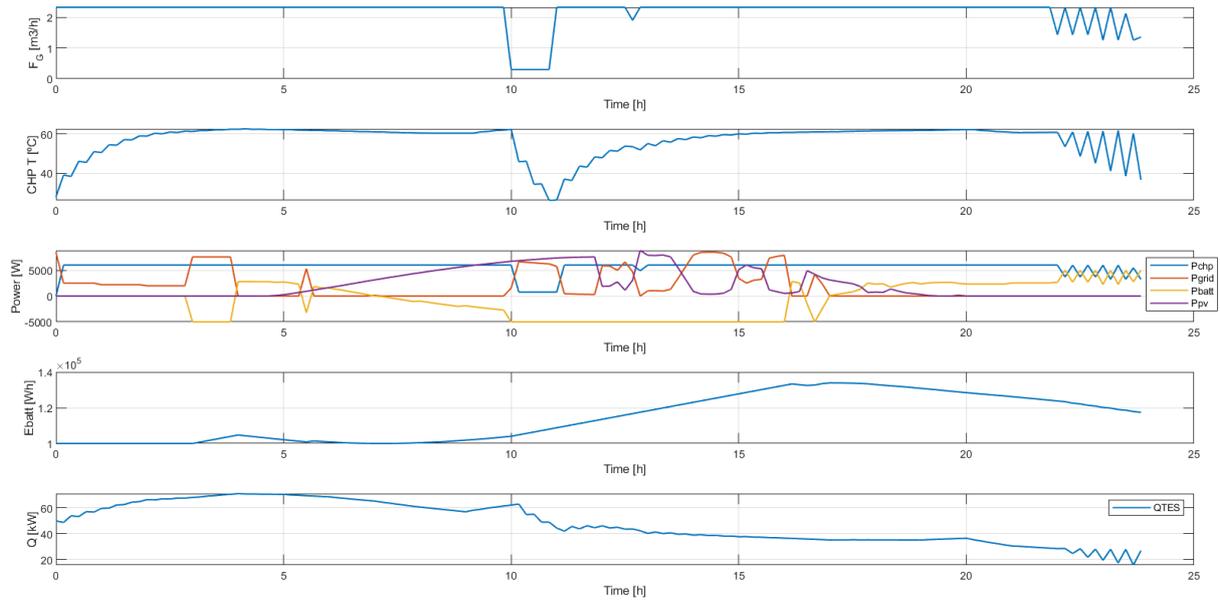
En la figura 44 se muestran las decisiones sobre los flujos de potencia del EMS, en esta se evidencia una gran similitud con los flujos de salida del caso 1, sin embargo, a las 12 h el optimizador se ve obligado a comprar energía eléctrica de la red debido a la intermitencia de generación PV en adelante, haciendo uso del BESS para obtener la combinación posible de potencia que produzcan beneficio económico.

En la tabla 6 se muestra la comparación de los costes obtenidos para la MG estudiada junto con el EMS, contra el escenario base, para el caso de verificación 2.

**Tabla 6. Comparación de resultados entre MG con EMS y escenario base para el caso de verificación 4**

Coste de operación de la MG con el EMS para 24 h	-33.6031 [€]
Coste total de operación de la MG del escenario base para 24 h	-53.9227 [€]
Ganancia por día al operar la nave industrial con TES/BESS/EMS	20.3196 [€]
Ganancia al año al operar la nave industrial con TES/BESS/EMS	7416.654 [€]

# Gestión óptima de la energía en industrias con Cogeneración y Generación Renovable mediante Controladores Predictivos basados en Modelos Económicos



**Figura 44: curvas de salida del EMS para el caso de verificación 4**

Fuente: elaboración propia mediante Matlab.

## **CONCLUSIONES**

Se ha diseñado e implementado un algoritmo de gestión óptima de los recursos energéticos para el escenario de la microrred de una nave industrial, que contempla un sistema de cogeneración, un generador renovable de energía solar y sistemas de almacenamiento de calor y energía eléctrica. Para ello, se ha hecho uso de la metodología del control predictivo basado en modelos económicos. El enfoque propuesto para dar solución al problema de gestión de la microrred se ha planteado mediante la transformación de una problemática de control en un problema típico de optimización, cuyo objetivo es reducir los costes económicos de operación del sistema total sujeto al cumplimiento de sus restricciones operativas. Como resultado se ha obtenido un EMS capaz de dirigir los flujos de potencia de los generadores distribuidos presentes en el escenario planteado, decidiendo los valores de las variables manipulables de cada uno de estos.

Debido a la inclusión del sistema de calor y potencia combinados ha sido necesario realizar el modelamiento dinámico de la planta con el fin de derivar modelos discretos de predicción en espacio de estados para la estimación de las variables de salida del conjunto CHP – TES, afectadas por las variables de manipuladas por el algoritmo.

Para validar el funcionamiento del sistema de gestión de energía se ha implementado un script que permite simular la operación de la microrred durante 24 horas, variando los perfiles de entrada al EMS para cada periodo de muestreo de acuerdo con el concepto de horizonte móvil del control predictivo. Finalmente se han llevado a cabo ejecuciones de cuatro casos de verificación que permiten evidenciar el beneficio económico del sistema desarrollado con respecto a un escenario base que no contempla sistemas de almacenamiento de energía, así mismo se ha comprobado un mejor aprovechamiento del recurso renovable fotovoltaico.

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] J. Mina et al, "Una propuesta metodológica para la concepción técnica de micro-redes", Revista Ingenierías Universidad de Medellín, 18, pág. 199-218, 2019.
- [2] C. Bordons et al, "Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable", Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial 12, pág. 117-132, 2015.
- [3] L. Shaver, "Implementation of a DC Microgrid", Master of Science Degree Work - Electrical Engineering, University of Wisconsin-Madison, 2017.
- [4] H. Shayegui and M. Alilou, "3. Distributed generation and microgrids". In E. Kabalci (Ed.) "Hybrid Renewable Energy Systems and Microgrids", Elsevier, 2021.
- [5] N. Mat Isa et al, "A comprehensive review of cogeneration system in a microgrid: A perspective from architecture and operating system", Renewable and Sustainable Energy Reviews 81, pag. 2236-2263 Elsevier, 2018.
- [6] H. Shekhar et al, "9. Fuel cell and hydrogen power plants". In E. Kabalci (Ed.) "Hybrid Renewable Energy Systems and Microgrids", Elsevier, 2021.
- [7] L. Contreras et al, "4. Renewable energy systems". In E. Kabalci (Ed.) "Hybrid Renewable Energy Systems and Microgrids", Elsevier, 2021.
- [8] R. Kumar et al, "Energy Management in Grid Connected Photovoltaic System", International Journal of Engineering Research and Technology (IJERT) Vol 9, pag. 461-487, 2020.
- [9] S. Ould et al, "Overview of energy storage in renewable energy systems", International Journal of Hydrogen Energy 41, Elsevier, 2016.
- [10] R. Amirante et al, "Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies", Energy Conversion and Management 132, pag. 372-387, Elsevier, 2017.
- [11] O. Palizban and K. Kauhaniemi, "Energy storage systems in modern grids-Matrix of technologies and applications", Journal of Energy Storage 6, pag. 248-259, Elsevier, 2016.
- [12] V. Vega-Garita et al, "Selecting a suitable battery technology for the photovoltaic battery integrated module", Journal of Power Sources 438, Elsevier, 2019.
- [13] X. Kong et al, "Day-ahead optimal scheduling method for grid-connected microgrid based on energy storage control strategy", Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, Elsevier, 2016.

- [14] J. Diaz et al, "Optimal operation of combined heat and power systems: An optimization-based control strategy", *Energy Conversion and Management* 199, Elsevier, 2019.
- [15] M. Ellis et al, "A tutorial review of economic model predictive control methods", *Journal of Process Control* 24, Elsevier, 2014.
- [16] J. B. Rawlings et al, "Fundamentals of Economic Model Predictive Control", 51<sup>st</sup> IEEE Conference on Decision and Control, December 10-13, 2012.
- [17] J. Diaz et al, "Economic Model Predictive Control for Optimal Operation of Combined Heat and Power Systems", *IFAC Papers Online* 52-13, pag. 141-146, Elsevier, 2019.
- [18] M. K. Park et al, "Predictive Model for PV power generation using RNN (LSTM)", *Journal of Mechanical Science and Technology* 35 (2), Springer, 2021.
- [19] Y. Fan et al, "Impacts on Operation and Benefit After New Energy Generation Access to Power Grid", *IOP Conf Series: Earth and Environmental Science* 168, 2018.
- [20] J. Sarda et al, "Energy Management System of Microgrid using Optimization Approach", *IFAC Papers Online* 55-9, pag. 280-284, Elsevier, 2022.
- [21] <https://preciogas.com/suministro-gas/tarifas-gas/precio-kwh>
- [22] <https://selectra.es/energia/info/que-es/precio-kwh>
- [23] E. Camacho y C. Bordons, "Control Predictivo: Pasado, Presente y Futuro", *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial (RIAI)*, octubre 2010.
- [24] <https://www.theade.co.uk/>
- [25] S. Parvaiz et al, "Photovoltaic yield prediction using an irradiance forecast model based on multiple neural networks", *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 6, pag. 255-267, Springer, 2018.

## ANEXOS

### A1. CÓDIGO DE MATLAB PARA OBTENCIÓN DE MODELOS CHP- TES

```
***CHP system MIMO model***
s = tf('s');
g11 = 8.2/(30*s+1);           %T2 due to FG
g12 = 3.6e-5/(30*s+1);      %T2 due to FW
g13 = 0.75/(12*s+1);        %T2 due to T1
g21 = 2580/(12*s+1);        %Pchp due to FG
g22 = 0;                     %Pchp due to FW
g23 = 0;                     %Pchp due to T1
Gs = [g11 g12 g13; g21 g22 g23]; %TF matriz for CHP system
GzCHP = c2d(Gs,60);          %TF matriz in discrete
sysCHP = ss(Gs);             %conversion to SS
Achp = sysCHP.A;
Bchp = sysCHP.B;
Cchp = sysCHP.C;
Dchp = sysCHP.D;

***Model for TES temperature T1***
g_11 = 0.95/(24*s+1);        %T1 due to T2
g_12 = -0.115/(500*s+1);    %T1 due to QD
G_s = [g_11 g_12];          %TF matriz for TES system
GzT1 = c2d(G_s,60);          %TF matriz in discrete
sysT1 = ss(GzT1);           %conversion to SS
A_T1 = sysT1.A;
B_T1 = sysT1.B;
C_T1 = sysT1.C;
D_T1 = sysT1.D;

***Qdem profile***
time_ = linspace(0,10000,10000);
time = time_';
values_1 = repmat(9,1500,1);
values_2 = repmat(15,8500,1);
%values_2 = zeros(8500,1);
values = [values_1; values_2];
Qdem = [time,values];

***Fgas setpoint sim***
%valuesGas_3 = zeros(3000,1);
valuesGas_1 = repmat(0.97,3500,1);
valuesGas_2 = repmat(0.25,3500,1);
valuesGas_3 = repmat(2.4,3000,1);
valuesGas = [valuesGas_1; valuesGas_2; valuesGas_3];
Fgas = [time,valuesGas];
```

```

***Fwater setpoint sim***
%valuesW_3 = zeros(3000,1);
valuesW_1 = repmat(2753.4,3500,1);
valuesW_2 = repmat(2753.4,3500,1);
valuesW_3 = repmat(2753.4,3000,1);
valuesWater = [valuesW_1; valuesW_2; valuesW_3];
Fwater = [time,valuesWater];

```

## A2. CÓDIGO DE MATLAB PARA OBTENCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE MODELOS EN ESPACIO DE ESTADOS PARA T<sub>1</sub>, T<sub>2</sub> Y P<sub>CHP</sub>

```

***CHP system Transfer Functions***
dt = 10*60;
s = tf('s');
g11 = 8.2/(30*s+1);           %T2 due to FG
Gz11 = c2d(g11,dt);
g12 = 3.6e-5/(30*s+1);      %T2 due to FW
Gz12 = c2d(g12,dt);
g13 = 0.75/(12*s+1);        %T2 due to T1
Gz13 = c2d(g13,dt);
g21 = 2580/(12*s+1);        %Pchp due to FG
Gz21 = c2d(g21,dt);
g22 = 0;                     %Pchp due to FW
g23 = 0;                     %Pchp due to T1

***Model for TES temperature T1***
g_11 = 0.95/(24*s+1);        %T1 due to T2
Gz_11 = c2d(g_11,dt);
g_12 = -0.115/(500*s+1);     %T1 due to QD
Gz_12 = c2d(g_12,dt);

***Transfer Functions for T2***
Gz_T2_Fg = Gz11*(1/(1-Gz_11*Gz13));
Gz_T2_Fw = Gz12*(1/(1-Gz_11*Gz13));
Gz_T2_Qdem = Gz_12*(Gz13/(1-Gz_11*Gz13));

***TF for T2: Conversion to SS***
T2_z = [Gz_T2_Fg Gz_T2_Fw Gz_T2_Qdem];
global modelT2_ss;
modelT2_ss = ss(T2_z);
A_T2 = modelT2_ss.A;
B_T2 = modelT2_ss.B;
C_T2 = modelT2_ss.C;
D_T2 = modelT2_ss.D;

***Transfer Functions for T1***
Gz_T1_Fg = Gz11*(Gz_11/(1-Gz_11*Gz13));
Gz_T1_Fw = Gz12*(Gz_11/(1-Gz_11*Gz13));
Gz_T1_Qdem = Gz_12*(1/(1-Gz_11*Gz13));

***TF for T1: Conversion to SS***
T1_z = [Gz_T1_Fg Gz_T1_Fw Gz_T1_Qdem];
global modelT1_ss;
modelT1_ss = ss(T1_z);

```

```

A_T1 = modelT1_ss.A;
B_T1 = modelT1_ss.B;
C_T1 = modelT1_ss.C;
D_T1 = modelT1_ss.D;

%***TF for Pchp: Conversion to SS***
Gz_Pchp = c2d(g21,dt);
global modelPchp_ss;
modelPchp_ss = ss(Gz_Pchp);
A_Pchp = modelPchp_ss.A;
B_Pchp = modelPchp_ss.B;
C_Pchp = modelPchp_ss.C;
D_Pchp = modelPchp_ss.D;
save models modelT1_ss modelT2_ss modelPchp_ss

```

### A3. CÓDIGO DE MATLAB DE LA FUNCIÓN DEL SOLUCIONADOR DE OPTIMIZACIÓN DEL EMS

```

function [OpEbatt,OpFg,OpPbatt,OpPchp,OpPgrid,OpPpv,OpQTes,OpT2] =
optimizationSolver(ph,dt_h, ...

C_ener,C_gas,Pgas,Pdem,Qdem,TES_Param,QTesInit,CHP_Param,Pgrid_Limits,BESS_Param,E
init, ...
    Ppv_pred,Cp,Fw,x0_T2,x0_T1, x0_Pchp)
% Optimization algorithm for power flow decision making in the MG

% DECISION VARIABLES
Fg_ =
optimvar('Fg_',ph,'LowerBound',CHP_Param.Fg_min,'UpperBound',CHP_Param.Fg_max);
T2_ =
optimvar('T2_',ph,'LowerBound',CHP_Param.T2_min,'UpperBound',CHP_Param.T2_max);
QTes_ =
optimvar('QTes_',ph,'LowerBound',TES_Param.QTes_min,'UpperBound',TES_Param.QTes_ma
x);
Pchp_ =
optimvar('Pchp_',ph,'LowerBound',CHP_Param.Pchp_min,'UpperBound',CHP_Param.Pchp_ma
x);
Pgrid_ =
optimvar('Pgrid_',ph,'LowerBound',Pgrid_Limits.Pgrid_min,'UpperBound',Pgrid_Limits
.Pgrid_max);
Pbatt_ =
optimvar('Pbatt_',ph,'LowerBound',BESS_Param.Pmin,'UpperBound',BESS_Param.Pmax);
Ebatt_ =
optimvar('Ebatt_',ph,'LowerBound',BESS_Param.Emin,'UpperBound',BESS_Param.Emax);
Ppv_ = optimvar('Ppv_',ph,'LowerBound',0,'UpperBound',Ppv_pred);

% CONSTRAINTS
[T1_y,T2_y,Pchp_y] = CHP_TES_Sim(x0_T1,x0_T2,x0_Pchp,ph,Fg_,Fw,Qdem);

T2model = optimeq(ph);
T2model = T2_(1:ph) == T2_y(1:ph)';

T1 = optimexpr(ph);
T1(1:ph) = T1_y(1:ph)';

PchpModel = optimeq(ph);

```

```

PchpModel = Pchp_(1:ph) == Pchp_y(1:ph)';

Qchp = optimexpr(ph);
Qchp(1:ph) = 0.0002777778*(Cp*Fw.*(T2_(1:ph)-T1(1:ph))); % From [kJ/h] to [kW]

TESmodel = optimconstr(ph);
TESmodel(1) = QTes_(1) == QTesInit;
TESmodel(2:ph) = QTes_(2:ph) == QTes_(1:ph-1) + dt_h*(Qchp(1:ph-1) - Qdem(1:ph-1));

BESSmodel = optimconstr(ph);
BESSmodel(1) = Ebatt_(1) == Einit;
BESSmodel(2:ph) = Ebatt_(2:ph) == Ebatt_(1:ph-1) - dt_h*BESS_Param.batteryEff*Pbatt_(1:ph-1);

% OBJECTIVE FUNCTION
index_J = dt_h/1000*C_ener'*Ppv_ - dt_h*Pgas*C_gas'*Fg_ - dt_h/1000*C_ener'*Pgrid_;

% -----Optimization problem
prob = optimproblem;
prob.ObjectiveSense = 'maximize';
prob.Objective = index_J;
prob.Constraints.TESmodel = TESmodel;
prob.Constraints.BESSmodel = BESSmodel;
prob.Constraints.T2model = T2model;
prob.Constraints.PchpModel = PchpModel;
prob.Constraints.loadBalance = Pchp_ + Ppv_ + Pgrid_ + Pbatt_ == Pdem;

[solution,fval, exitflag, output]=solve(prob)

OpFg = solution.Fg_;
OpT2 = solution.T2_;
OpQTes = solution.QTes_;
OpPchp = solution.Pchp_;
OpPgrid = solution.Pgrid_;
OpPbatt = solution.Pbatt_;
OpEbatt = solution.Ebatt_;
OpPpv = solution.Ppv_;

end

```

#### A4. CÓDIGO DE MATLAB DE LA FUNCIÓN DE PREDICCIÓN DE VARIABLES $T_1$ , $T_2$ Y $P_{\text{CHP}}$ DEL EMS

```

function [T1,T2,Pchp] = CHP_TES_Sim(x0_T1,x0_T2,x0_Pchp,N,Fg,Fw,Qd)
% CHP and TES temperature outputs depending on gas flow, water flow and heat demand inputs

global modelT1_ss modelT2_ss modelPchp_ss

x_T1=optimexpr(size(x0_T1,1),N);
x_T2=optimexpr(size(x0_T2,1),N);
x_Pchp=optimexpr(size(x0_Pchp,1),N);
T1=optimexpr(1,N);

```

```

T2=optimexpr(1,N);
Pchp=optimexpr(1,N);
y=optimexpr(1,N);

x_T1(:,1)=x0_T1; %x(k)=x0
y(1)= modelT1_ss.C*x0_T1;
for i=2:N
    x_T1(:,i)=modelT1_ss.A*x_T1(:,i-1)+modelT1_ss.B*[Fg(i-1); Fw(i-1); Qd(i-1)];
    y(i)=modelT1_ss.C*x_T1(:,i);
end
T1=y;

x_T2(:,1)=x0_T2; %x(k)=x0
y(1)= modelT2_ss.C*x0_T2;
for i=2:N
    x_T2(:,i)=modelT2_ss.A*x_T2(:,i-1)+modelT2_ss.B*[Fg(i-1); Fw(i-1); Qd(i-1)];
    y(i)=modelT2_ss.C*x_T2(:,i);
end
T2=y;

x_Pchp(:,1)=x0_Pchp; %x(k)=x0
y(1)= modelPchp_ss.C*x0_Pchp;
for i=2:N
    x_Pchp(:,i)=modelPchp_ss.A*x_Pchp(:,i-1)+modelPchp_ss.B*Fg(i-1);
    y(i)=modelPchp_ss.C*x_Pchp(:,i);
end
Pchp=y;

end

```

#### A5. CÓDIGO MODIFICADO DE LA FUNCIÓN DEL SOLUCIONADOR PARA PRUEBA INICIAL DE FUNCIONAMIENTO DEL ALGORITMO DE UNA SOLA EJECUCIÓN

```

% EMS operation test for 24 hour prediction horizon

clear
load models
load enerprice % Forecasting profiles 48 h min by min = 2880 values
load gasprice
load Pload
load Qload
load clearDay
load cloudyDay

%%
tOptim = 10;           % k: Time step for optimization [min]
dt_s = tOptim*60;     % k: Time step for optimization [s]
tph = 24*60*60;      % Prediction seconds (h x min x seg)
ph = tph/dt_s;       % Prediction instants
dt_h = dt_s/3600;    % Delta t [h]
tvec = [0:dt_s:tph-1]; % Time vector in seconds

% Rescale prices data to align with desired time steps
C_ener = enerprice(1:tOptim:end/2); % [Eu/kWh]

```

```

C_gas = gasprice(1:tOptim:end/2); % [Eu/kWh]
Pgas = 11.98; % [kWh/m^3]

% Rescale dem data to align with desired time steps
Pdem = Pload(1:tOptim:end/2); % [W]
Qdem = Qload(1:tOptim:end/2); % [kW]

% TES parameters
TES_Param.QTes_min = 2; % [kW]
TES_Param.QTes_max = 1e3; % [kW] --> 1 [MW]
QTesInit = 50; % [kW]

% Operational limits
CHP_Param.T2_min = 25; % [°C]
CHP_Param.T2_max = 80; % [°C]
CHP_Param.Fg_min = 0.3; % [m^3/h]
CHP_Param.Fg_max = 2.4; % [m^3/h]
CHP_Param.Pchp_min = 0; % [W]
CHP_Param.Pchp_max = 6e3; % [W]
Pgrid_Limits.Pgrid_min = 0; % [W]
Pgrid_Limits.Pgrid_max = 10e3; % [W]

% PV / Battery parameters
panelArea = 75; % m^2
panelEff = 0.1;
battEnergy = 0.5e6; % [Wh]
Einit = 0.2*battEnergy; % [Wh]
BESS_Param.Emax = 0.8*battEnergy; % [Wh]
BESS_Param.Emin = 0.2*battEnergy; % [Wh]
BESS_Param.Pmin = -5e3; % [W]
BESS_Param.Pmax = 5e3; % [W]
BESS_Param.batteryEff = 0.95;

% Rescale PV data to align with desired time steps
clearPpv = panelArea*panelEff*clearDay(1:tOptim:end/2);
cloudyPpv = panelArea*panelEff*cloudyDay(1:tOptim:end/2);

% Ppv profile selection
Ppv_pred = clearPpv;
%Ppv = cloudyPpv;

% CHP/TES Heat exchange parameters
Cp = 4.180; % [kJ / kmol K] water heat capacity
Fw= 2753*ones(ph,1); % [L/h]

% SS models initial states
x0_T2 = [13.44 13.44 13.41 74.49 74.49 74.36 0 0 0 0]';
x0_T1 = [6.718 6.718 6.706 6.706 74.49 74.49 74.36 74.36 0 0 0]';
x0_Pchp = 0;

%%
% DECISION VARIABLES
Fg =
optimvar('Fg',ph,'LowerBound',CHP_Param.Fg_min,'UpperBound',CHP_Param.Fg_max);
T2 =
optimvar('T2',ph,'LowerBound',CHP_Param.T2_min,'UpperBound',CHP_Param.T2_max);

```

```

QTes =
optimvar('QTes',ph,'LowerBound',TES_Param.QTes_min,'UpperBound',TES_Param.QTes_max
);
Pchp =
optimvar('Pchp',ph,'LowerBound',CHP_Param.Pchp_min,'UpperBound',CHP_Param.Pchp_max
);
Pgrid =
optimvar('Pgrid',ph,'LowerBound',Pgrid_Limits.Pgrid_min,'UpperBound',Pgrid_Limits.
Pgrid_max);
Pbatt =
optimvar('Pbatt',ph,'LowerBound',BESS_Param.Pmin,'UpperBound',BESS_Param.Pmax);
Ebatt =
optimvar('Ebatt',ph,'LowerBound',BESS_Param.Emin,'UpperBound',BESS_Param.Emax);
Ppv = optimvar('Ppv',ph,'LowerBound',0,'UpperBound',Ppv_pred);

% CONSTRAINTS
[T1_y,T2_y,Pchp_y] = CHP_TES_Sim(x0_T1,x0_T2,x0_Pchp,ph,Fg,Fw,Qdem);

T2model = optimeq(ph);
T2model = T2(1:ph) == T2_y(1:ph)';

T1 = optimexpr(ph);
T1(1:ph) = T1_y(1:ph)';

PchpModel = optimeq(ph);
PchpModel = Pchp(1:ph) == Pchp_y(1:ph)';

Qchp = optimexpr(ph);
Qchp(1:ph) = 0.0002777778*(Cp*Fw.*(T2(1:ph)-T1(1:ph))); % From [kJ/h] to [kW]

TESmodel = optimconstr(ph);
TESmodel(1) = QTes(1) == QTesInit;
TESmodel(2:ph) = QTes(2:ph) == QTes(1:ph-1) + dt_h*(Qchp(1:ph-1) - Qdem(1:ph-1));

BESSmodel = optimconstr(ph);
BESSmodel(1) = Ebatt(1) == Einit;
BESSmodel(2:ph) = Ebatt(2:ph) == Ebatt(1:ph-1) -
dt_h*BESS_Param.batteryEff*Pbatt(1:ph-1);

% OBJECTIVE FUNCTION
index_J = dt_h/1000*C_ener'*Ppv - dt_h*Pgas*C_gas'*Fg - dt_h/1000*C_ener'*Pgrid;

% -----Optimization problem
prob = optimproblem;
prob.ObjectiveSense = 'maximize';
prob.Objective = index_J;
prob.Constraints.TESmodel = TESmodel;
prob.Constraints.BESSmodel = BESSmodel;
prob.Constraints.T2model = T2model;
prob.Constraints.PchpModel = PchpModel;
prob.Constraints.loadBalance = Pchp + Ppv + Pgrid + Pbatt == Pdem;

[solution,fval, exitflag, output]=solve(prob)

OpFg = solution.Fg;
OpT2 = solution.T2;
OpQTes = solution.QTes;

```

```
OpPchp = solution.Pchp;
OpPgrid = solution.Pgrid;
OpPbatt = solution.Pbatt;
OpEbatt = solution.Ebatt;
OpPpv = solution.Ppv;

%%
thour = tvec./3600;    %Time vector in hours

% Plot results
figure;
subplot(5,1,1);
plot(thour,solution.Fg); grid on;
xlabel('Time [h]'); ylabel('F_G [m3/h]');

subplot(5,1,2);
plot(thour,solution.T2); grid on;
xlabel('Time [h]'); ylabel('CHP T [°C]');

subplot(5,1,3);
plot(thour,solution.Pchp,thour,solution.Pgrid,thour,solution.Pbatt,thour, ...
     solution.Ppv,thour,Pdem); grid on;
legend('Pchp','Pgrid','Pbatt','Ppv','Pdem')
xlabel('Time [h]'); ylabel('Power [W]');

subplot(5,1,4);
plot(thour,solution.Ebatt); grid on;
xlabel('Time [h]'); ylabel('Ebatt [Wh]');

subplot(5,1,5);
plot(thour,Qdem,thour,solution.QTes); grid on;
legend('Q_D','QTES')
xlabel('Time [h]'); ylabel('Q [kW]');
```

## A6. CÓDIGO IMPLEMENTADO EN MATLAB PARA LAS VERIFICACIONES DE FUNCIONAMIENTO DEL EMS EN UN DÍA DE OPERACIÓN DE LA MG

```
% MG operation simulator

clear
load models
load enerprice % Forecasting profiles 48 h min by min = 2880 values
load gasprice
load Pload
load Qload
load clearDay
load cloudyDay

%%
tOptim = 10;           % k: Time step for optimization [min]
dt_s = tOptim*60;     % k: Time step for optimization [s]
tph = 24*60*60;      % Prediction seconds (h x min x seg)
ph = tph/dt_s;       % Prediction instants
dt_h = dt_s/3600;    % Delta t [h]
```

```

tvec = [0:dt_s:tph-1]; % Time vector in seconds

Pgas = 11.98;          % [kWh/m^3]

% TES parameters
TES_Param.QTes_min = 2; % [kW]
TES_Param.QTes_max = 1e3; % [kW] --> 1 [MW]
QTesInit = 50; % [kW]

% Operational limits
CHP_Param.T2_min = 25; % [°C]
CHP_Param.T2_max = 80; % [°C]
CHP_Param.Fg_min = 0.3; % [m^3/h]
CHP_Param.Fg_max = 2.4; % [m^3/h]
CHP_Param.Pchp_min = 0; % [W]
CHP_Param.Pchp_max = 6e3; % [W]
Pgrid_Limits.Pgrid_min = 0; % [W]
Pgrid_Limits.Pgrid_max = 10e3; % [W]

% PV / Battery parameters
panelArea = 75; % m^2
panelEff = 0.1;
battEnergy = 0.5e6; % [Wh]
Einit = 0.2*battEnergy; % [Wh]
BESS_Param.Emax = 0.8*battEnergy; % [Wh]
BESS_Param.Emin = 0.2*battEnergy; % [Wh]
BESS_Param.Pmin = -5e3; % [W]
BESS_Param.Pmax = 5e3; % [W]
BESS_Param.batteryEff = 0.95;

% CHP/TES Heat exchange parameters
Cp = 4.180; % [kJ / kmol K] water heat capacity
Fw = 2753.4*ones(ph,1); % [L/h]

% SS models initial states
new_x0_T2 = [13.44 13.44 13.41 74.49 74.49 74.36 0 0 0 0];
new_x0_T1 = [6.718 6.718 6.706 6.706 74.49 74.49 74.36 74.36 0 0 0];
new_x0_Pchp = 0;

simulMin = 24*60; % 24 hours of simulation
simulInstants = simulMin/tOptim;

% Power flow vectors size definition for increasing simulation speed
Ebatt = ones(simulInstants,1);
Fg = ones(simulInstants,1);
Pbatt = ones(simulInstants,1);
Pchp = ones(simulInstants,1);
Pgrid = ones(simulInstants,1);
Ppv = ones(simulInstants,1);
QTes = ones(simulInstants,1);
T2 = ones(simulInstants,1);

%%
for i=tOptim:tOptim:simulMin

    % Initial states
    x0_T2 = new_x0_T2';

```

```

x0_T1 = new_x0_T1';
x0_Pchp = new_x0_Pchp;

% Data organization to align with desired time steps and simulation
% acquisition profiles
C_ener = enerprice(i-(tOptim-1):tOptim:((end/2)-tOptim)+i,i/tOptim); %
[Eu/kWh]
C_gas = gasprice(i-(tOptim-1):tOptim:((end/2)-tOptim)+i,i/tOptim); %
[Eu/kWh]
Pdem = Pload(i-(tOptim-1):tOptim:((end/2)-tOptim)+i,i/tOptim); % [W]
Qdem = Qload(i-(tOptim-1):tOptim:((end/2)-tOptim)+i,i/tOptim); % [kW]
clearPpv = panelArea*panelEff*clearDay(i-(tOptim-1):tOptim:((end/2)-
tOptim)+i,i/tOptim);
cloudyPpv = panelArea*panelEff*cloudyDay(i-(tOptim-1):tOptim:((end/2)-
tOptim)+i,i/tOptim);

% Ppv profile selection
Ppv_pred = clearPpv;
%Ppv = cloudyPpv;

[EbattV,FgV,PbattV,PchpV,PgridV,PpvV,QTesV,T2V] =
optimizationSolver(ph,dt_h,C_ener, ...

C_gas,Pgas,Pdem,Qdem,TES_Param,QTesInit,CHP_Param,Pgrid_Limits,BESS_Param,Einit,
...
    Ppv_pred,Cp,Fw,x0_T2,x0_T1,x0_Pchp);

% Systems simulation for obtaining new initial states with present inputs
U = [FgV(1) Fw(1) Qdem(1)];
UU=[U; U];
tt=[0;dt_s];
[Y,T,x0_T2_sim] = lsim(modelT2_ss,UU,tt,x0_T2);
[Y,T,x0_T1_sim] = lsim(modelT1_ss,UU,tt,x0_T1);
[Y,T,x0_Pchp_sim] = lsim(modelPchp_ss,[FgV(1); FgV(1)],tt,x0_Pchp);
new_x0_T2 = x0_T2_sim(2,:);
new_x0_T1 = x0_T1_sim(2,:);
new_x0_Pchp = x0_Pchp_sim(2,:);

% Store new initial energy of storage buffers
QTesInit = QTesV(2);
Einit = EbattV(2);

% Store the output_k that is apply in the present moment
Ebatt(i/10) = EbattV(1);
Fg(i/10) = FgV(1);
Pbatt(i/10) = PbattV(1);
Pchp(i/10) = PchpV(1);
Pgrid(i/10) = PgridV(1);
Ppv(i/10) = PpvV(1);
QTes(i/10) = QTesV(1);
T2(i/10) = T2V(1);
end
%%
thour = tvec./3600; % Time vector in hours

% Plot results
figure;

```

```
subplot(5,1,1);  
plot(thour,Fg); grid on;  
xlabel('Time [h]'); ylabel('F_G [m3/h]');  
  
subplot(5,1,2);  
plot(thour,T2); grid on;  
xlabel('Time [h]'); ylabel('CHP T [°C]');  
  
subplot(5,1,3);  
plot(thour,Pchp,thour,Pgrid,thour,Pbatt,thour,Ppv); grid on;  
legend('Pchp','Pgrid','Pbatt','Ppv')  
xlabel('Time [h]'); ylabel('Power [W]');  
  
subplot(5,1,4);  
plot(thour,Ebatt); grid on;  
xlabel('Time [h]'); ylabel('Ebatt [Wh]');  
  
subplot(5,1,5);  
plot(thour,QTes); grid on;  
legend('QTES')  
xlabel('Time [h]'); ylabel('Q [kW]');
```

**A7. RELACIÓN DEL TRABAJO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE DE LA AGENDA 2030**

<b>Objetivos de Desarrollo Sostenibles</b>	<b>Alto</b>	<b>Medio</b>	<b>Bajo</b>	<b>No procede</b>
ODS 1. Fin de la pobreza.				X
ODS 2. Hambre cero.				X
ODS 3. Salud y bienestar.				X
ODS 4. Educación de calidad.				X
ODS 5. Igualdad de género.				X
ODS 6. Agua limpia y saneamiento.				X
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.	X			
ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.				X
ODS 9. Industria, innovación e infraestructuras.		X		
ODS 10. Reducción de las desigualdades.				X
ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.	X			
ODS 12. Producción y consumo responsables.	X			
ODS 13. Acción por el clima.		X		
ODS 14. Vida submarina.				X
ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres.				X
ODS 16. Paz, justicia e instituciones sólidas.				X
ODS 17. Alianzas para lograr objetivos.				X