

Análisis de la producción de hidrógeno electrolítico a partir de excedentes de electricidad en los horarios fuera de punta de carga en el Paraguay.

Paola Andrea Contreras Torres

Trabajo de Grado para Optar al Título de ingeniera química

Director

Erik Giovany Montes Páez

Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

Codirector

Michel Osvaldo Galeano Espínola

Doctor en Planeación de Sistemas Energéticos.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Ingeniería Química

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Dedicado a cada una de las personas que han aportado un granito de arena a mi vida con sus palabras de aliento, motivación y sobre todo mucho amor.

Agradecimientos

Agradecida con mi familia por ser un pilar importante en toda mi carrera, siempre apoyándome incondicionalmente con demasiado amor y paciencia.

Agradecida con mi familia paraguaya por cuidarme como si fuera una hija más y acogerme en su hogar.

Agradecida con mis amigos porque son parte fundamental de mi desarrollo personal y espiritual apoyándome en mis proyectos.

Agradecida con mis compañeros extranjeros por cuidarme, alentarme y acogerme en el corto tiempo conocerlos.

Hacer una mención especial a David Mantilla por trasnochar conmigo cada noche, ser mi polo a tierra en Colombia y mostrarme que a pesar de la distancia el amor perdura.

Agradecida con mis docentes quienes fueron fuente de admiración, respeto y motivación me enseñaron que la educación vale más cuando confías en tus capacidades y conocimientos.

Agradecida totalmente con la Universidad Nacional de Asunción por permitirme creer nuevamente en la educación y formación pública.

Agradecida con la coordinadora del programa MARCA en Paraguay infinitas gracias porque más allá de una funcionaria se convirtió en una mamá en un país extranjero.

Agradecida con el semillero de investigación de transición energética Galileo y con su director por todo el apoyo.

Agradecida con la docente Leonor Avilés Arena del programa SEA lenguaje de la UIS.

Agradecida por último a la Universidad Industrial de Santander permitirme representarlos y darme la oportunidad de hacer mi proyecto final de grado.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo General	14
1.2 Objetivos Específicos	14
2. Marco Conceptual	15
2.1 Estado del arte	15
2.2 Referentes teóricos	17
2.2.1 Hidrógeno	18
2.2.2 Hidrógeno electrolítico	18
2.2.3 Electrólisis	18
2.2.4 Electrolizadores	19
2.2.5 Electrolizadores alcalinos	19
2.2.6 Electrolizadores PEM	20
2.2.7 Curva de carga	21
2.2.8 Optimización	22
3. Metodología	23
3.1 Etapas	23
3.1.1 Etapa 1. Revisión bibliográfica	23
3.1.2 Etapa 2. Estudio Gráfico.	23
3.1.3 Etapa 3. Definición de los parámetros del modelo.	23
3.1.4 Etapa 4. Modelado Optimización.	24

3.1.4.1 Restricciones	32
3.1.4.2 Simulación.	32
3.1.5 Etapa 5. Validación.....	33
3.1.6 Recursos.....	33
3.1.6.1 Selección y recolección de datos.	33
4. Resultados	34
4.1 Gráfica de los excedentes de electricidad del Sistema Interconectado Nacional del Paraguay.	34
4.2 Resultados y discusión referentes a la optimización multiobjetivo en el estudio de los excedentes de electricidad.....	36
4.3 Codificación del modelamiento en el software.....	38
5. Conclusiones	39
6. Recomendaciones	40
Referencias Bibliográficas	41
Apéndices.....	45

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Valores de Potencia</i>	35

Lista de Figuras

Figura 1	<i>Curva de carga del Sistema Interconectado Nacional del Paraguay</i>	21
Figura 2	<i>Identificación de las variables presentes en el modelo.</i>	24
Figura 3	<i>Esquema de precios de la electricidad del sector industrial de diferentes países de Latinoamérica.</i>	29
Figura 4	<i>Diagrama del algoritmo para resolver los problemas de optimización.</i>	32
Figura 5	<i>Gráfica de la electricidad excedente del Sistema Interconectado Nacional del Paraguay para el mes de enero de 2022.</i>	34
Figura 6	<i>Gráfica de la optimización de frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 2 am.</i>	36
Figura 7	<i>Gráfica de la optimización de frente Pareto de las densidades de corriente para el horario de 3 am.</i>	37
Figura 8	<i>Gráfica de la optimización de frente Pareto de las densidades de corriente para el horario de 5 am.</i>	37
Figura 9	<i>Codificación del programa.</i>	38

Lista de Apéndices

	pág.
Apéndice A. Listado de gráficas diferentes horarios del día.	45
Apéndice A 1 <i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 1 am.</i>	45
Apéndice A 2 <i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 4 am.</i>	45
Apéndice A 3 <i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 6 am.</i>	46
Apéndice A 4 <i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 7 am.</i>	46
Apéndice A 5 <i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 8 am.</i>	47
Apéndice A 6 <i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 9 am.</i>	47
Apéndice A 7 <i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 10 am.</i>	48
Apéndice A 8 <i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 11 am.</i>	48
Apéndice A 9 <i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 12 pm.</i>	49
Apéndice A 10 <i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 1 pm.</i>	49

Apéndice A 11	<i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 2 pm.</i>	50
Apéndice A 12	<i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 3 pm.</i>	50
Apéndice A 13	<i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 3 pm.</i>	51
Apéndice A 14	<i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 4 pm.</i>	51
Apéndice A 15	<i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 5 pm.</i>	52
Apéndice A 16	<i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 6 pm.</i>	52
Apéndice A 17	<i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 7 pm.</i>	53
Apéndice A 18	<i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 8 pm.</i>	53
Apéndice A 19	<i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 9 pm.</i>	54
Apéndice A 20	<i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 10 pm.</i>	54
Apéndice A 21	<i>Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 11 pm.</i>	55

Resumen

Título: Análisis de la producción de hidrógeno electrolítico a partir de excedentes de electricidad en los horarios fuera de punta de carga en el Paraguay.*

Autor: Paola Andrea Contreras Torres.**

Palabras Clave: Hidrógeno electrolítico, hidrógeno verde, densidad de corriente, electrolizador transformación energética.

Descripción: En este proyecto de investigación se analizaron las condiciones óptimas de operación de electrolizadores de membrana de intercambio protónico (PEM) en el sistema Interconectado Nacional de Paraguay. Las condiciones de las densidades de corrientes, entre las más importantes, se evaluaron a partir de los resultados gráficos obtenidos producto de una simulación; dichos resultados permitieron determinar el comportamiento funcional de estos dispositivos en el contexto de la producción de hidrógeno electrolítico con base en los excedentes de potencia de la curva de carga. Una vez obtenidos los datos en la simulación se pudo determinar las condiciones de operación de las densidades de corriente más efectivas en términos de costo y producción de hidrógeno con el objeto de optimizar el sistema. Los resultados demostraron que, en los periodos diurnos de alta disponibilidad de electricidad excedente, se obtiene una densidad de corriente más baja (congruente con los rangos encontrados en la bibliografía) que oscila entre en un rango de 10 a 30 [kA/m²] para operar a unas condiciones adecuadas. Esta relación directa entre densidad de corriente y costos de producción del hidrógeno sugiere lo importante de optimizar la operación de electrolizadores en función de la disponibilidad de energía. Se concluyó que este tipo de proyectos representa una iniciativa pionera y un modelo para el desarrollo del hidrógeno como recurso energético en el Paraguay.

* Trabajo de Grado

**Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Ingeniería Química. Director Erik Giovany Montes Páez. Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector Michel Osvaldo Galeano Espínola. Doctor en Planeación de Sistemas Energéticos.

Abstract

Title: Analysis of electrolytic hydrogen production from surplus electricity at off-peak load times in Paraguay.*

Author(s): Paola Andrea Contreras Torres.**

Key Words: Electrolytic hydrogen, green hydrogen, current density, electrolyzer, energy transformation.

Description: In this research project, the optimal operating conditions of proton exchange membrane electrolyzers (PEM) in the National Interconnected System of Paraguay were analyzed. The conditions of current densities, among the most important, were evaluated from the graphical results obtained from a simulation; these results allowed determining the functional behavior of these devices in the context of electrolytic hydrogen production based on the power surplus of the load curve. Once the simulation data were obtained, it was possible to determine the operating conditions of the most effective current densities in terms of cost and hydrogen production in order to optimize the system. The results showed that, in the daytime periods of high availability of surplus electricity, a lower current density (consistent with the ranges found in the literature) ranging from 10 to 30 [kA/m²] is obtained to operate at suitable conditions. This direct relationship between current density and hydrogen production costs suggests the importance of optimizing the operation of electrolyzers according to energy availability. It was concluded that this type of project represents a pioneering initiative and a model for the development of hydrogen as an energy resource in Paraguay.

* Degree Work

** School of Physical Chemistry. School of Chemical Engineering. Chemical Engineering. Director Erik Giovany Montes Páez. Master in Hydrocarbon Engineering. Co-director Michel Osvaldo Galeano Espínola. PhD in Energy Systems Planning.

Introducción

Desde los inicios de la revolución industrial, han surgido diferentes tipos de fuentes energéticas que han contribuido con el avance tecnológico, tales como el carbón, el petróleo, el gas natural entre otros. Sin embargo, los combustibles de los cuales provienen estos recursos han ido agotándose, hasta el punto en el que la sociedad ha recurrido a otras fuentes energéticas; no obstante, dichos combustibles han demostrado que con el pasar de los años, contaminan y perjudican el medio ambiente, generando hasta hoy daños irreparables a la atmósfera, por lo que se propone la búsqueda de fuentes renovables energéticas (Matteo, 2022).

Gracias a la necesidad de sustituir el uso de los combustibles fósiles, cuyo consumo actual no es sostenible, surgen diferentes fuentes energéticas renovables que prometen no solo contribuir con el cuidado del medio ambiente si no, que resultan más económicos a largo plazo, es el caso de la energía fotovoltaica, la eólica, la hidráulica, entre otras; ya que no contaminan al mismo grado que los combustibles fósiles, que poseen un valor agregado ya que son energías democráticas, es decir se encuentran localizadas en diferentes regiones del mundo (Morante et al., 2020)

Los recursos energéticos renovables si bien proveen energía limpia, sostenible, y amigable con el medio ambiente, son democráticas; pero presentan problemas relacionados con los cambios estacionales y la intermitencia en los periodos de producción y almacenamiento; debido a esto, el hidrógeno se posesiona como un integrador para estas energías y a la par que, como vector energético se está constituyendo en el centro de interés mundial. Igualmente, el hidrógeno

es versátil debido a que puede ser obtenido de diferentes formas y ha sido categorizado como eficiente para las áreas en las que las demás energías trabajan no lo son (Huerta et al., 2013).

En el Paraguay, la generación de electricidad depende predominantemente de las centrales hidroeléctricas de Itaipú, Yacyretá y Acaray. Debido a que el sector residencial es el principal consumidor de electricidad del país, el comportamiento de la curva de carga energética es irregular.

Por lo tanto, el aprovechamiento de la regulación de los picos de consumo es una opción viable debido a que en ciertas franjas horarias el consumo de la energía comprada no es completo, además, el uso no exhaustivo de esta se convierte en una pérdida de recursos para el país (Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones & Viceministerio de Minas y Energías, 2021).

Por lo anterior, el hidrogeno verde se planteó como una alternativa para el desarrollo energético en el Paraguay se implementó un sistema de modelado que permite encontrar las condiciones de operación óptimas del electrolizador de Membrana de Intercambio Protónico tipo (PEM) por sus siglas en inglés.

Este proyecto es pionero a nivel Latinoamérica en la investigación sobre la producción de hidrógeno electrolítico en los periodos fuera de punta de carga. Así mismo parte de la indagación se basó en los datos encontrados página oficial de la Administración Nacional de Electricidad del Paraguay (ANDE, 2021).

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Optimizar el modelo que simula un sistema energético basado en la obtención de hidrógeno electrolítico en los horarios de baja demanda en el Paraguay.

1.2 Objetivos Específicos

Evaluar el comportamiento de la curva de carga del sistema interconectado nacional.

Construir un modelo en simulación para conocer las condiciones de operación del electrolizador.

Validar los resultados de la simulación comparándolos con valores de trabajos similares encontrados en la literatura.

2. Marco Conceptual

Este capítulo se centra en la exploración de los referentes teóricos y metodológicos más relevantes entorno al desarrollo de producción del hidrógeno electrolítico a partir de excedentes de electricidad. Para ello se examinan las tecnologías de electrólisis, los modelos de integración con fuentes renovables y tanto los aspectos económicos como medioambientales asociados a esta innovadora forma de almacenamiento energético. A través de un análisis exhaustivo de la literatura científica y técnica, se busca proporcionar una base sólida para comprender y abordar los desafíos y oportunidades que presenta la implementación de proyectos de hidrógeno en el contexto energético actual.

2.1 Estado del arte

En el análisis el artículo “Management strategies for surplus electricity loads using electrolytic hydrogen” se demuestran las diferentes estrategias para la gestión de los excedentes de electricidad mediante la producción de hidrógeno con electrolizadores tipo (PEM), para ello se calculan los porcentajes de obtención del hidrógeno, en relación cantidad/precio. Con relación a la factibilidad temporal en un sistema energético, se demuestra la combinación técnica entre electricidad e hidrógeno para la generación de un rendimiento óptimo para el electrolito que regule las variaciones de potencia en conjunto con de las densidades de corriente (Gutiérrez-Martín et al., 2009).

En el artículo “On the production of hydrogen via alkaline electrolysis during off-peak periods” (Floch et al., 2007), se detalla la producción del hidrógeno por medio de electrolisis alcalina durante los periodos de baja demanda eléctrica en el cual se evalúa el mercado de spot

eléctrico. Una de las grandes desventajas de la obtención de hidrógeno es su alto costo en el mercado, debido a que las plantas nucleares generan energía eléctrica de manera estable, para conocer la relación entre el costo promedio de producción de un kg de hidrógeno en euros con respecto al precio máximo de energía eléctrica comprada por MW h, se compara la relación entre la producción máxima de hidrógeno anual en toneladas con respecto al precio máximo de energía eléctrica comprada en MW h.

En el artículo “Modeling and energy demand analysis of a scalable green hydrogen production system” (Fragiacomo & Genovese, 2019), se explica la importancia de las nuevas tecnologías, enfatizando la producción de hidrógeno electrolítico. En este texto se evalúa el consumo de energía auxiliar, las resistencias y la capacidad de almacenamiento de la pila, dicha electrolisis se produce mediante electrolizadores alcalinos y de tipo membrana polimérica, se demuestra una tasa de error del 10% y una producción de 180 kg/día de hidrógeno puro.

A continuación, se retoman algunos estudios realizados en el Paraguay revisados entre el 2008 y el 2022 sobre la producción de hidrógeno y su uso como vector energético e insumo químico. En la publicación “Analysis of electrolytic hydrogen production in Paraguay” (Bernal & Manuel, 2008) evaluaron la viabilidad técnica y económica de la producción descentralizada y distribuida de hidrógeno electrolítico a partir de la electricidad de la red; en esta propuesta surgieron posibles usos como insumo químico y como combustible para el sector de transporte. Igualmente, los autores utilizaron la herramienta H2A Analysis, la cual consiste en una planilla Excel programada.

En el artículo “Analysis of electrolytic hydrogen production models and distribution modes for public urban transport: study case in Foz do Iguacu, Brazil” (Riveros-Godoy et al., 2013) se realizó un análisis técnico, económico y ambiental de la ruta del hidrógeno Paraguay - Brasil. De modo similar, (Espinola, 2013) hizo un análisis técnico y económico de la producción de hidrógeno electrolítico en el Paraguay; (Rivarolo et al., 2014) ampliaron este estudio aplicando una técnica de optimización para la producción de hidrometano a partir de hidrógeno electrolítico.

En el estudio de producción de hidrógeno bajo en carbono en varios países de América del Sur realizado por (Nadaleti et al., 2021) se aprovecha la energía vertida turbinable de centrales hidroeléctricas en países como Argentina, Uruguay y Paraguay. Para el caso específico del Paraguay, se consideraron las centrales hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá; se analizó técnica y económicamente el uso energético y químico del hidrógeno bajo en carbono, y finalmente, se concluyó que la implementación de esta ruta de producción de hidrógeno es factible en el Paraguay, debido al bajo costo de la electricidad requerida. (Posso et al., 2022) realizaron un estudio del potencial de producción de hidrógeno electrolítico a partir de fuentes renovables de energía en el Paraguay, enfocándose en tres fuentes: la solar, la eólica y la hidráulica.

2.2 Referentes teóricos

A continuación, se introducen los conceptos fundamentales para el desarrollo del proyecto. Se definen las nociones de hidrógeno, electrolisis, electrolizador, curva de carga y optimización entre las más importantes.

2.2.1 Hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento químico de la tabla periódica, con la estructura más simple también es el más abundante del universo” Sin embargo, en la Tierra el hidrogeno no se encuentra en estado libre, sino asociado a otros elementos formando compuestos” (Sojoudi et al., 2021, p.191)al no ser un recurso natural es necesario producirlo por eso se dice que este es un vector energético.

Se puede obtener de diversos recursos naturales como hidrocarburos y agua, entre otros, siguiendo procesos que requieren el uso de energía primaria (Ginsberg et al., 2022).

2.2.2 Hidrógeno electrolítico

Este se obtiene de un proceso llamado electrolisis y consiste en romper el enlace del agua por medio de una corriente eléctrica externa para así generar hidrogeno (Marimon Massoni, 2011), cuyo balance se da por una reacción química de óxido-reducción llamada también Redox es el siguiente:



2.2.3 Electrólisis

Este es el proceso electroquímico en el que la energía eléctrica es la fuerza motriz que lleva a cabo la reacción química, como se explicó anteriormente este descompone el hidrógeno y el oxígeno de la molécula de agua haciendo pasar corriente a través de los electrolitos, este usualmente es usado para obtener los átomos de hidrogeno (Imam et al., 2015) .

En la actualidad, la tecnología de electrólisis está muy desarrollada, hay numerosos electrolizadores de varios diseños en el mercado entre estos encontraremos los que son objeto de estudio en este proyecto esto proporciona un desarrollo para la transición hacia una economía

basada en energías renovables, ya que permite la producción de hidrógeno verde a partir de fuentes de energía limpia como la solar o la eólica entre otras.

2.2.4 Electrolizadores

Un electrolizador es un dispositivo que se usa para separar las moléculas de oxígeno (O₂) e hidrógeno (H₂) de las moléculas de agua (H₂O). Una celda electrolítica tiene al menos un par de electrodos conductores que producen una corriente eléctrica que provoca una reacción electroquímica. Se obtienen hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂) como productos finales (Gómez, 2021). En la actualidad, la tecnología de electrólisis está muy desarrollada, hay numerosos electrolizadores de varios diseños en el mercado entre estos encontraremos los que son objeto de estudio en este proyecto.

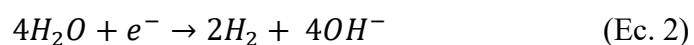
2.2.5 Electrolizadores alcalinos

Un electrolizador alcalino está compuesto de dos electrodos sumergidos un ánodo y un cátodo en una solución acuosa de electrolito, la solución es de hidróxido de potasio (KOH), por lo general esta es la más utilizada, y también poseen una membrana de separación que puede variar dependiendo su uso (Vargas et al., 2009).

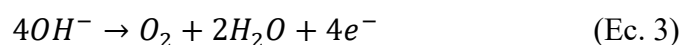
Se caracterizan por tener una alta eficiencia y funciona bien para la producción de hidrogeno a gran escala (Rubio, 2010).

Las semirreacciones que se presentan en el dispositivo son las siguientes:

Ecuación para el Ánodo: Reducción



Ecuación para el Cátodo: Oxidación



Reacción Global



2.2.6 Electrolizadores PEM

También llamado electrolizadores de membrana de intercambio de protones compuesta por una membrana sólida ácida usada como alternativa a los electrolitos líquidos alcalinos.

Este electrolito sólido produce alta conductividad de iones H^+ (protón), lo que permite que posea un diseño compacto, todo esto ayuda a lograr altas presiones en el proceso de obtención de hidrogeno (Andrade Montoya, 2017).

Se diferencia del electrolizador alcalino porque este puede operar a densidades de corrientes más altas con un rango máximo de hasta de 2.000 mA/cm^2 sin afectar la eficiencia de las celdas produciendo así hidrogeno de alta pureza.

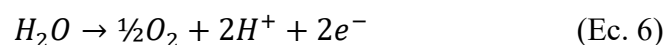
La membrana es selectiva, permitiendo que solo pasen los protones, mientras que cantidades variables de agua escapan a través de la membrana, dejando espacio para que fluya gas hidrógeno hacia el cátodo (González-Huerta et al., 2009).

Estos dispositivos se describen mediante las siguientes ecuaciones:

Ecuación para el Cátodo:



Ecuación para el Ánodo:



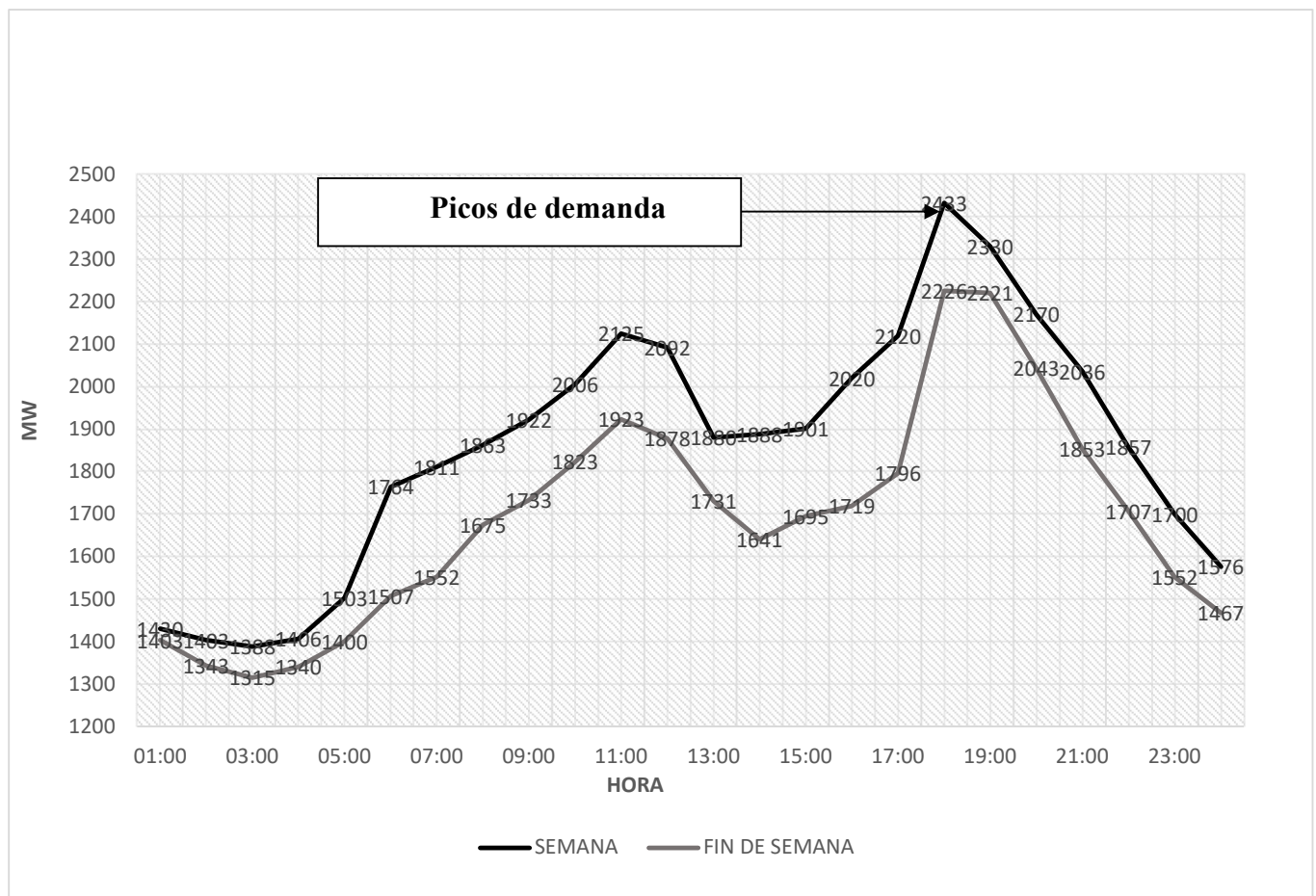
En resumen, las tecnologías de electrólisis desempeñan un papel crucial en la producción de hidrógeno verde como una alternativa limpia y sostenible a los combustibles fósiles. Cada tipo de electrólisis tiene sus propias características y aplicaciones específicas, lo que permite su adaptación a una amplia gama de necesidades energéticas y condiciones operativas.

2.2.7 Curva de carga

Una curva de carga es una representación gráfica de cómo una instalación de consumo usa equipos eléctricos durante un intervalo de tiempo específico. La curva de carga nos permite observar la presencia de picos de demanda, es decir, periodos de máxima demanda energética dentro de la instalación y funcionamiento del sistema eléctrico. En la siguiente grafica se observa lo que es una curva de carga y se especifica cuáles son los picos de demanda en ella.

Figura 1

Curva de carga del Sistema Interconectado Nacional del Paraguay



Nota. Adaptado de memorias de la Administración Nacional de Electricidad (p, 1). Por ANDE, 2021, Tomado de <https://www.ande.gov.py/interna.php?id=9488>

2.2.8 Optimización

La optimización es elegir la mejor opción entre un gran número de alternativas posibles para una solución a un proceso o aun problema. Los problemas de optimización generalmente se componen de máximos y mínimos valores que se van evaluando en función de las variables a las que se quiera llegar como un objetivo (Hernández et al., 2016).

En teoría de la optimización, cuando encuentran dos conjuntos bien definidos, a saber:

a) El espacio de las variables de decisión (denotado por Ω que contiene las soluciones dominadas, denotada por el vector X , cuyos elementos $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$ son las variables independientes del problema, generalmente variables manipulables) y b) el conjunto objetivo (denotado por Λ , que contienen las diferentes funciones objetivas $f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)$, estas funciones objetivas son las que se minimizan o maximizan de acuerdo con el caso, haciendo variar las variables manipulables X) (Zitzler & Thiele, 1999).

3. Metodología

Los alcances de la investigación son de tipo descriptivo, puesto que se usan métodos cuantitativos para detallar las propiedades del sistema de estudio, se analizaron diferentes datos mediante por medio de etapas que permitieron consolidar conclusiones y esto se obtuvieron conclusiones del fenómeno estudiado.

3.1 Etapas.

3.1.1 Etapa 1. Revisión bibliográfica.

Se realizó una búsqueda y revisión bibliográfica sobre hidrogeno electrolítico, en especial, sobre los sistemas de consumo y producción de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional del Paraguay durante un periodo de un año. Igualmente, se revisaron los datos sobre el comportamiento de la demanda de potencia en Megavatios durante las 24 horas diarias para cada día de la semana.

3.1.2 Etapa 2. Estudio Gráfico.

Por otro lado, se realizó un estudio gráfico del consumo de potencia donde se calcularon los excedentes de electricidad restantes con el objetivo de conocer la cantidad de potencia con la que se cuenta para llevar a cabo la producción del hidrógeno.

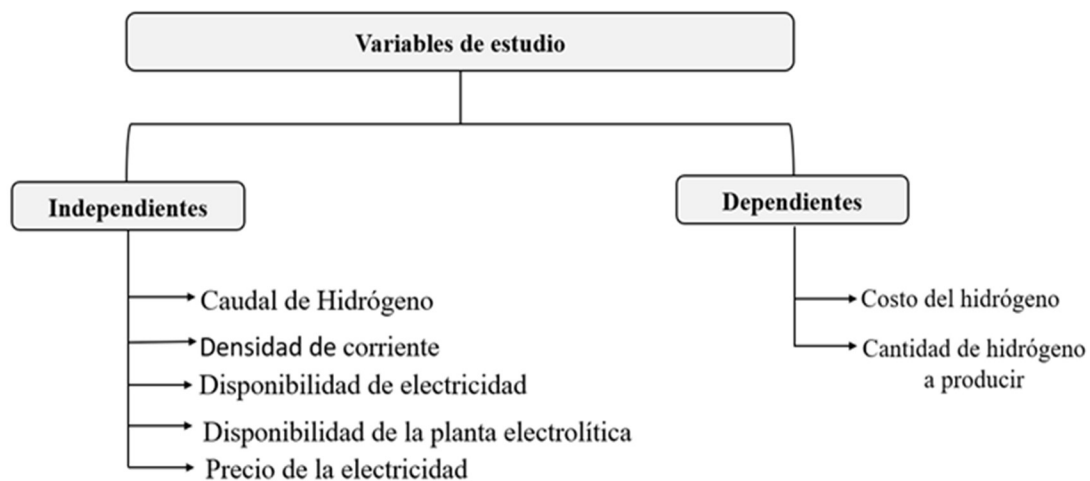
3.1.3 Etapa 3. Definición de los parámetros del modelo.

La tercera etapa está compuesta por la selección de las variables de interés para el modelado matemático y la simulación del sistema. Teniendo en cuenta que se estableció un modelo matemático de ecuaciones empíricas basado en el comportamiento electroquímico del electrolizador; se eligió el de tipo PEM por su flexibilidad operacional y por tener un amplio rango de densidades de corriente, más adecuado a las condiciones de operación de Paraguay.

En el siguiente diagrama se encuentran las variables más consecuentes con el modelado matemático que se desarrolló.

Figura 2

Identificación de las variables presentes en el modelo.



3.1.4 Etapa 4. Modelado Optimización.

En la cuarta etapa se desarrolló la optimización mediante dos programas:

El primero es el Engineering Equation Solver (EES). Este software es comercial, permite obtener diferentes opciones para la obtención de licencias de pruebas gratuitas o versiones educativas para uso académico. En este software se codificaron los datos obtenidos en Excel para hallar una de las variables aplicadas a la optimización, es decir, el factor de uso del electrolizador.

El segundo software utilizado fue Matlab, en el cual se realizó una optimización con algoritmos genéticos para resolver los problemas presentados vía multiobjetivo, debido a que se tenía más de una función objetivo, se planteó la ecuación principal que quedó en función de las variables independientes, que en este caso fueron el costo del hidrogeno (C) y la producción de

hidrogeno (Q_t), para que con estas dos funciones se pudiera determinar cuál era la densidad de corriente. Vale aclarar que la densidad de corriente correspondía a la variable dependiente óptima con respecto a la franja horaria y los excedentes de electricidad. Igualmente, se fijaron unas variables entre las que se encuentra el costo de la electricidad, el potencial de descomposición y el potencial nominal de la celda electrolítica, que parte de la ecuación del comportamiento del electrolizador tipo PEM hasta la ecuación de la producción de hidrógeno electrolítico.

Se plantearon las siguientes ecuaciones:

Para cálculo directo de la intensidad eléctrica donde se utilizó la Ley de Faraday:

$$I_o = \left(\frac{Q_t}{M_{H_2}} \right) \cdot \left(\frac{nF}{t} \right) \quad (\text{Ec. 7})$$

Donde:

I_o : Intensidad eléctrica [kA]

Q_t : Capacidad de producción [$kg_{H_2}/\text{día}$]

t : Tiempo de operación [s/día]

Esto debido al proceso de electrólisis tomado de las (Ec. 5) y (Ec. 6).

$$n = 2eq/mol_{H_2}$$

$$M_{H_2} = 2g/mol \text{ (peso|masa molecular del } H_2\text{)}$$

Para obtener la densidad de corriente se generó la siguiente ecuación:

$$J = \left(\frac{I}{S} \right)$$

Donde el valor de la densidad de corriente fue tomado en un rango de 10 a 30 kA/m^2 debido a que los sistemas de electrólisis con electrolizadores tipo PEM disponibles actualmente en el mercado operan en este rango a las mejores condiciones (Villagra & Millet, 2019).

Para hallar el voltaje o tensión de la electrólisis se obtuvo la siguiente ecuación:

$$V = E_o + \rho L \cdot J \quad (\text{Ec. 8})$$

Donde:

V : Potencial de la electrólisis[Voltios]

E_o : Potencial de descomposición aparentemente[Voltios]

ρL : Resistencia superficial específica del electrolizador o factor K [Ω/cm^2]

Con la ecuación de Nernst se halló el potencial de descomposición:

$$E_o = \frac{\Delta Gr}{n J}$$

Con la intensidad y el voltaje de electrólisis se obtuvo el potencial nominal de la celda electroquímica, utilizando esta ecuación:

$$P_w = V \cdot I_o$$

Donde:

P_w : Potencial nominal de la celda electrolítica[kW]

V : Voltaje de la electrólisis[Voltios]

I_o : Intensidad nominal[Amperios]

A partir de esto, se pudo calcular el consumo unitario de electrólisis expresándolo mediante una ecuación que va a depender de la química de la reacción y de los potenciales de la celda:

$$Wu = \frac{P_W}{\frac{Q_t}{t}} \quad (\text{Ec. 9})$$

Reemplazando las funciones:

$$Wu = \frac{P_W}{\frac{Q_t}{t}} = \frac{V \cdot I_o}{\left(\frac{Q_t}{t}\right)} = \frac{t (V \cdot I_o)}{Q_t}$$

$$Wu = [kWh/kg_{H_2}]$$

$$Wu = \frac{(E_o + \rho L \cdot J) \cdot \left[\left(\frac{Q_t}{t}\right) \cdot \left(\frac{Q_t}{M_{H_2}}\right)\right]}{\left(\frac{Q_t}{t}\right)}$$

$$Wu = (E_o + \rho L \cdot J) \cdot \left(\frac{n J}{M_{H_2}}\right)$$

$$Wu = 26,8 \cdot (E_o n / M_{H_2}) \eta^{-1}$$

Donde la eficiencia de la celda electrolítica se evaluó de la siguiente forma:

$$\eta = \frac{E_o}{V}$$

La eficiencia estándar de una electrólisis convencional a bajas densidades de corriente es de $\eta = 70\%$.

Dejando el consumo unitario de electrólisis en función de la densidad de corriente y el potencial de descomposición aparente obtenemos la siguiente ecuación:

$$Wu = 26,8 \cdot E_o + kJ \quad (\text{Ec. 10})$$

Para poder estimar el costo del electrolizador se plantea la siguiente ecuación respecto a su densidad de corriente (J) en función de capacidad de producción (Q_t).

$$C_e = 2,6 \cdot 10^5 \times \left(\frac{Q^{0.79}}{J^{0.32}} \right) \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde:

C_e : Costo de los electrolizadores [US\$]

Para calcular el costo total de la producción del hidrógeno electrolítico se fijan varios parámetros y la ecuación general posee dos costos C_1 y C_2 los cuales estarán en función de la densidad de corriente.

$$C = C_1 + C_2 \quad (\text{Ec. 12})$$

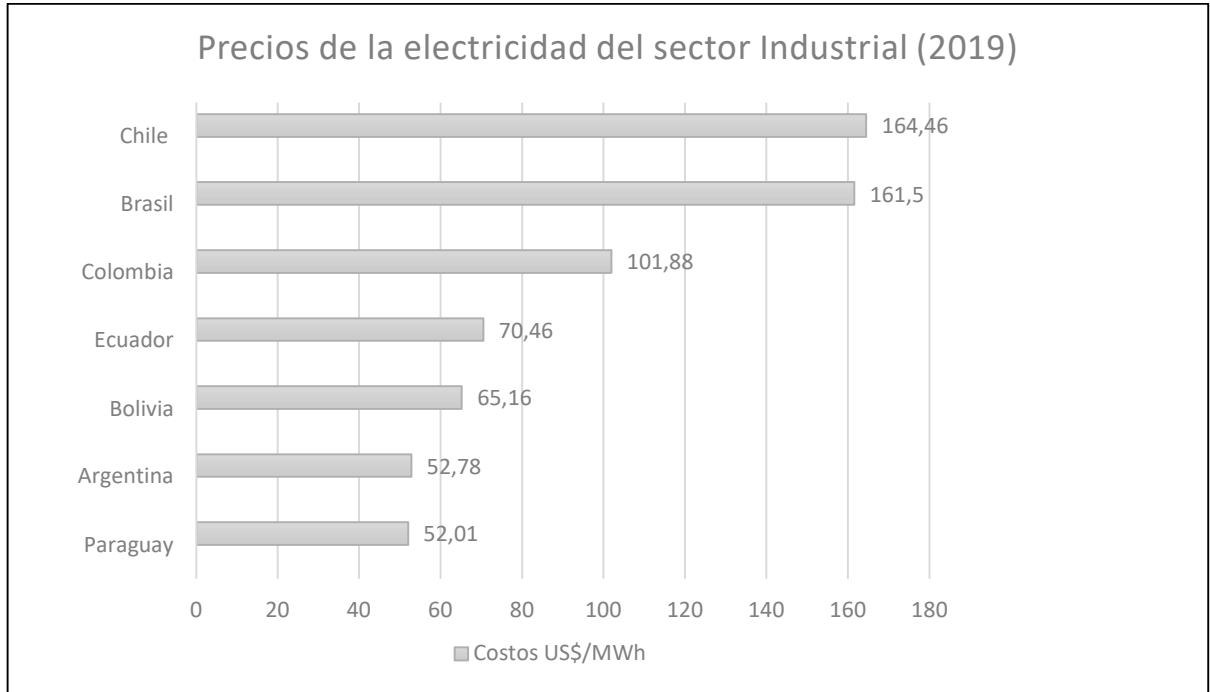
Para C_1 se toma como un valor fijo el 17% que es a lo que equivale el costo estandarizado de los equipos que se usan en el proceso de la electrólisis y se toma a u como el factor de uso de los electrolizadores teniendo en cuenta el término Q que es la capacidad de producción.

$$C_1 = 0,17 \times \left(\frac{C_e}{Q \times 8760 \times u} \right) \quad (\text{Ec. 13})$$

Para C_2 se toma como un valor fijo P_i que es el costo de la electricidad en el horario de baja demanda tomado del pliego de tarifas N° 21 de marzo del 2021 donde el precio equivale a 23 US\$/kWh, X_i es el producto fraccional en cada régimen de operación y W_{ui} equivale al consumo eléctrico.

Figura 3

Esquema de precios de la electricidad del sector industrial de diferentes países de Latinoamérica.



Nota. Adaptado de Informe Anual de precios de la energía de América Latina y el Caribe (p, 71).

Por Organización Latinoamericana de Energía (OLADE),2021,

Tomado de <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0462.pdf>.

$$C_2 = \sum X_i \cdot (P_i \cdot W_{ui}) \quad (\text{Ec. 14})$$

$$\text{Donde: } X_i = \frac{Q_i}{Q_t}$$

Reemplazando en la (Ec.12) se obtuvo:

$$C = C_1 + C_2 = \left(\frac{(0,17)(2,16 \times 10^5) Q^{0.79} \cdot J^{-0.32}}{Q \times 8760 \times u} \right) + \sum X_i \cdot (P_i \cdot W_{ui})$$

$$C = C_1 + C_2 = \left(\frac{(4,2) Q^{0.79} \cdot J^{-0.32}}{Q \cdot u} \right) + \sum X_i \cdot (P_i \cdot W_{ui})$$

$$C = C_1 + C_2 = \left(\frac{(4,2)Q^{-0,21} \cdot J^{-0,32}}{u} \right) + \sum X_i \cdot (P_i \cdot W_{ui})$$

Igualando la (Ec.9) y (Ec.10) se procedió a dejar en función de Q_t

Siendo $Wu = 26,8 \cdot Eo + k J$ y $Wu = \frac{P_W}{\frac{Q_t}{t}}$ se reemplaza para quedar $Q_t = \frac{P_W}{26,8 \cdot Eo + k J}$

Reemplazando en las ecuaciones anteriores se obtuvo el costo del hidrógeno electrolítico.

$$C_{H_2} = C_1 + C_2 = \frac{8,36}{u} \cdot \left(\frac{Eo + k J}{P_W} \right)^{0,21} \cdot J^{-0,32} + 26,8 X_i \cdot P_i (Eo + k J)$$

$$\frac{dy}{dx} = C_1 + C_2 = \frac{8,36}{u} \cdot \frac{(Eo + k J)^{0,21}}{P_W^{0,21} \cdot J^{0,32}} \cdot \left(\frac{0,21k}{Eo + k J} - \frac{0,32}{J} \right) + 26,8 X_i \cdot P_i (Eo + k J) \quad (\text{Ec. 15})$$

Donde:

C_{H_2} : Costo del hidrógeno electrolítico [US\$/kg_{H2}]

k : factor K que equivale a 7.5×10^{-3} [mΩ/m²]

u : Es el factor de uso de los electrolizadores [Sin unidades]

P_i : Costo de la electricidad en el horario de baja demanda 23 [US\$/kWh]

P_W : Potencial nominal de la celda electrolítica que equivale a 1 [kW]

Eo : Potencial de descomposición aparentemente se toma como 1,5 [Voltios]

J : Densidad de corriente que ira variando en un rango de 10 a 30 [kA/m²]

Para el factor de uso de los electrolizadores se planteó una ecuación que está en función de la potencia disponible (excedentes) y la potencia máxima de demanda histórica del 2021 que equivale a 3777 MW.

$$Ut = \frac{W_t}{W_T} \quad (\text{Ec. 16})$$

Donde:

W_t = Potencia disponible o excedente [MW]

$$W_T = \text{Potencia de máxima demanda} \quad [MW]$$

Para la producción del hidrógeno electrolítico se plantearon las ecuaciones respecto al voltaje, la densidad de corriente y la potencia disponible o excedente.

$$Q_t = \frac{W_t}{26,8 \times V_t} \quad (\text{Ec. 17})$$

Donde:

Q_t : Producción del hidrógeno electrolítico $[T_{H_2}/h]$

V_t : Voltaje $[V]$

El voltaje se reemplazó por

$$V_t = E_0 + k \cdot \frac{26,8 \times Q_t (E_0 + k J_0) \cdot J_0}{W_t}$$

Operando en la ecuación de la producción del hidrógeno electrolítico se tuvo que desglosar la (Ec.17):

$$Q_t = \frac{W_t}{26,8 E_0 + \frac{26,8^2 \cdot k \cdot J_0 \cdot Q_t \cdot E_0}{W_T} + \frac{26,8^2 \cdot k^2 \cdot J_0^2 \cdot Q_t}{W_T}}$$

Asumiendo los valores de k , E_0 y W_T se obtuvo lo siguiente

$$Q_t = \frac{W_t}{(26,8 \times 1,5) + \frac{26,8^2 \cdot Q_t \cdot 7,5 \times 10^{-3} \cdot J_0 \cdot 1,5V}{3777MW} + \frac{26,8^2 \cdot 7,5 \times 10^{-3^2} \cdot J_0^2 \cdot Q_t}{3777MW}}$$

$$Q_t = \frac{W_t}{40,2 + Q_t \cdot 2,14 \times 10^{-3} \cdot J_0 + 1,07 \times 10^{-5} \cdot J_0^2 \cdot Q_t}$$

3.1.4.1 Restricciones. Una de las restricciones del sistema consiste en que los resultados no pueden ser negativos, esto porque se evalúa el sistema en rangos de valor absoluto en términos técnicos, debido a que el electrolizador está operando en todas las franjas horarias.

Otra restricción radica en que los valores de la optimización no podrían tender a cero, ya que en la iteración siempre habrá un valor de excedente.

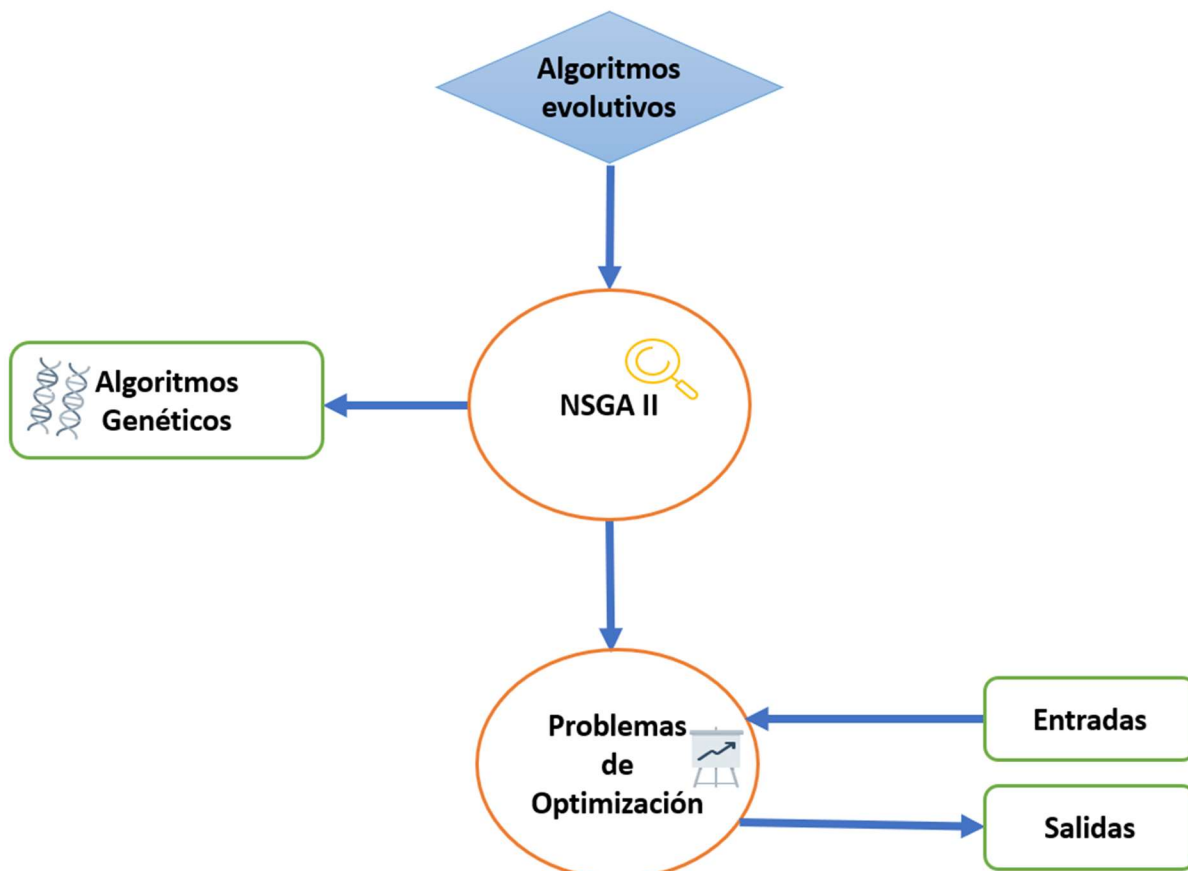
3.1.4.2 Simulación.

Finalmente, se desarrollaron varias simulaciones del modelo seleccionado en un programa que permitió analizar estos datos, a partir de esto se realizó una optimización con algoritmos genéticos para resolver los problemas propuestos en los objetivos.

A continuación, se presenta el diagrama del algoritmo para la resolución del problema planteado.

Figura 4

Diagrama del algoritmo para resolver los problemas de optimización.



3.1.5 Etapa 5. Validación.

La validación se estimó en base con los parámetros teóricos de los autores Villagra y Millet (2019) quienes plantean que los valores de la densidad de corriente oscilan en un rango de 10 a 30 [kA/m²] debido a que en las mejores condiciones los electrolizadores tipo PEM disponibles actualmente en el mercado operan en este rango.

3.1.6 Recursos.

Como la investigación es de tipo descriptivo, se desarrolló mediante varias herramientas tecnológicas, a saber: de una parte, los softwares EES Engineering Equation Solver, Matlab v.2021b en el que se utilizó el paquete de optimización “Toolbox Optimization” y, de otro lado, la hoja de cálculo Excel con la que se realizaron algunos gráficos.

3.1.6.1 Selección y recolección de datos.

El Departamento de Desarrollo e Investigación de la ANDE proporcionó los datos a partir de los cuales se evaluaron las curvas de carga del sistema interconectado nacional de un año entero; pero se delimitó el análisis de la investigación a un mes debido a que el tiempo de la pasantía correspondió a un semestre académico; es decir, a un periodo de cuatro meses y medio.

4. Resultados

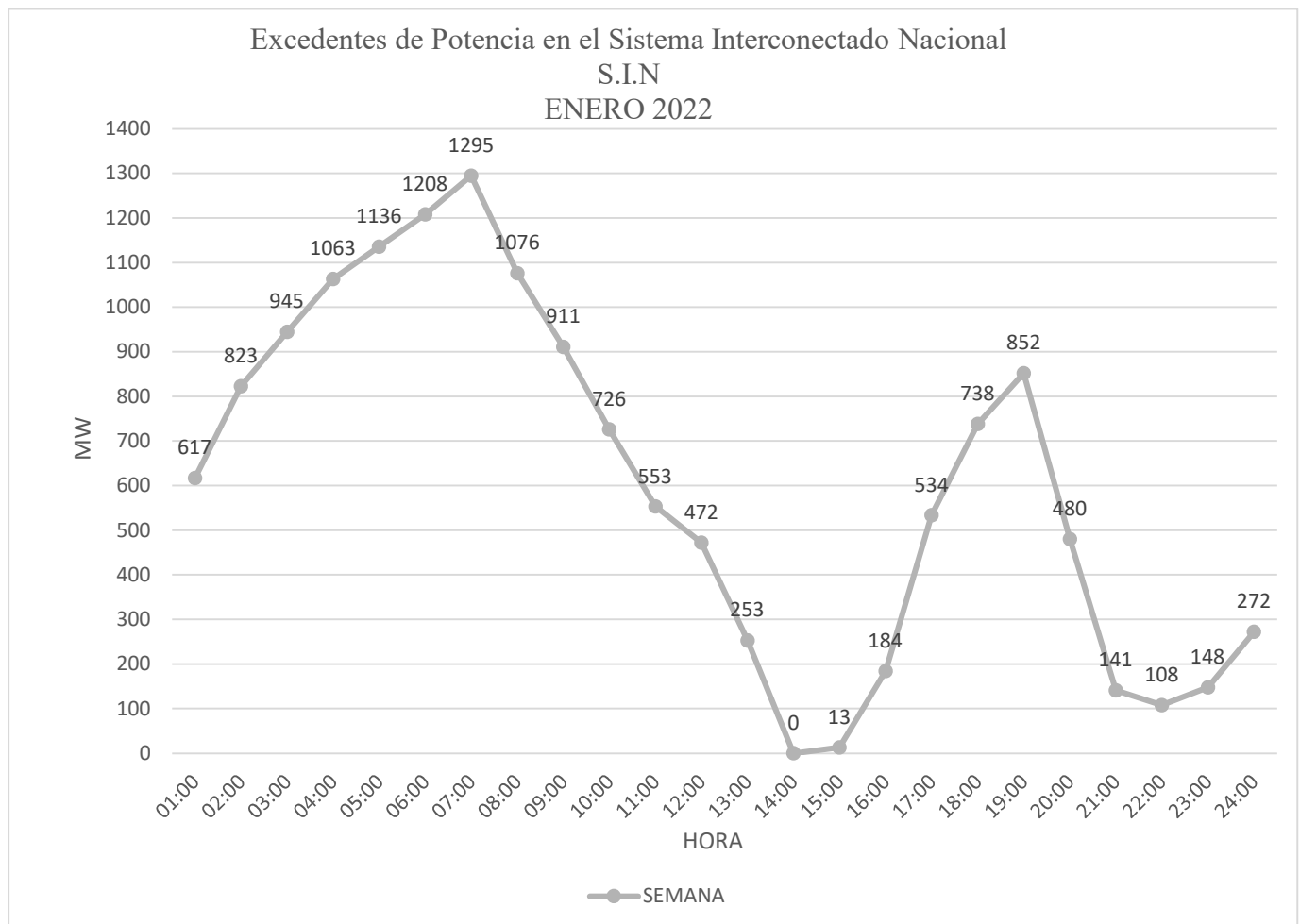
En la siguiente sección se presentan los diferentes resultados obtenidos mediante la investigación de la simulación.

4.1 Gráfica de los excedentes de electricidad del Sistema Interconectado Nacional del Paraguay.

En la siguiente gráfica se puede observar el cálculo de los excedentes de potencia los cuales se utilizaron para la evaluación con el algoritmo de Matlab.

Figura 5

Gráfica de la electricidad excedente del Sistema Interconectado Nacional del Paraguay para el mes de enero de 2022.



A continuación, podemos ver la tabla de los valores de consumo mostrados en la gráfica anterior.

Tabla 1

Valores de Potencia

Hora	Consumo lunes-viernes (MW)	Excedente lunes a viernes (MW)
01:00	3101	617
02:00	2895	823
03:00	2773	945
04:00	2655	1063
05:00	2582	1136
06:00	2510	1208
07:00	2423	1295
08:00	2642	1076
09:00	2807	911
10:00	2992	726
11:00	3165	553
12:00	3246	472
13:00	3465	253
14:00	3718	0
15:00	3705	13
16:00	3534	184
17:00	3184	534
18:00	2980	738
19:00	2866	852
20:00	3238	480
21:00	3577	141
22:00	3610	108
23:00	3570	148
24:00	3446	272

Nota. Esta tabla se muestra cómo cambian los valores de potencia de acuerdo con el consumo y excedentes de electricidad en los diferentes horarios del día.

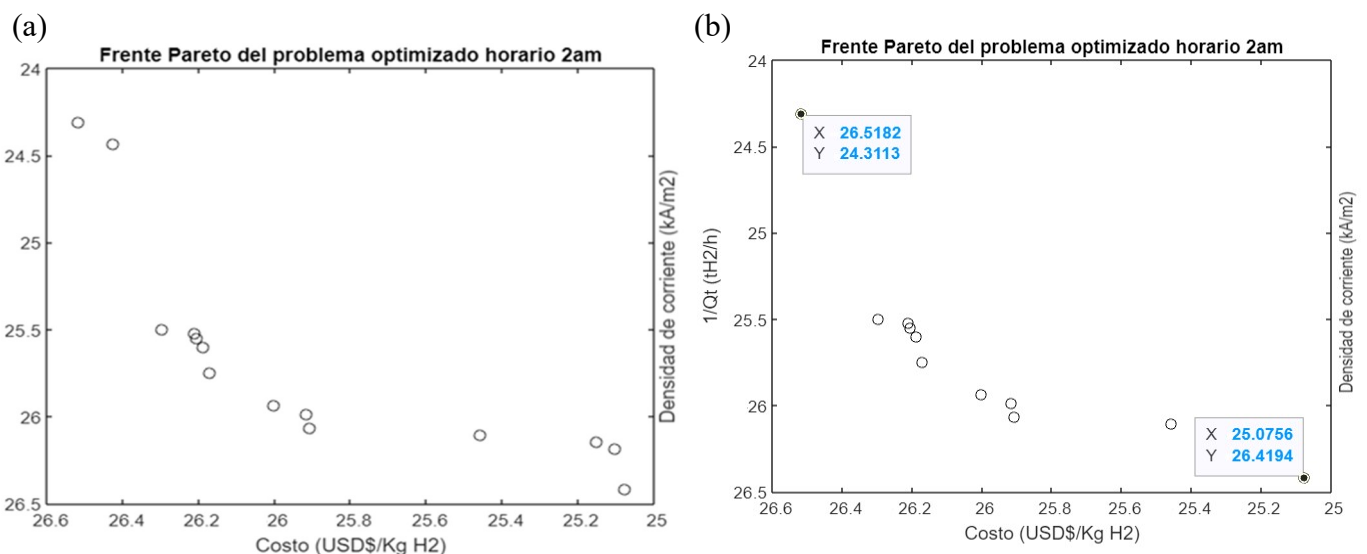
4.2 Resultados y discusión referentes a la optimización multiobjetivo en el estudio de los excedentes de electricidad.

Luego de 24 iteraciones experimentales del algoritmo NSGA-II, se obtuvieron diferentes resultados como el frente Pareto entre cuales se pueden evidenciar soluciones no dominadas para el problema planteado en diferentes horarios del día, demostrando que las funciones compiten entre sí con una relación matemática objetiva en la cual se obtuvo un equilibrio con puntos óptimos encontrando un balance entre bajo costo y elevada producción de hidrógeno referente a las condiciones adecuadas para la densidad de corriente.

A continuación, se mostrarán las figuras evaluadas en Matlab donde se detallan los resultados de las variables de decisión y de las funciones objetivo para el problema de optimización; en este caso, se detallan las variaciones de los excedentes respecto a la función de costos en (USD\$/Kg H₂) y a la inversa de la producción del hidrógeno.

Se grafican en si las coordenadas con los valores de las funciones objetivos; en esta se pueden apreciar dos tendencias; una de ellas ejemplifica la minimización de la función objetivo que sería la inversa de la producción del hidrógeno y, la restante minimiza la función objetivo de los costos del hidrógeno para establecer unas condiciones de operación aptas para el

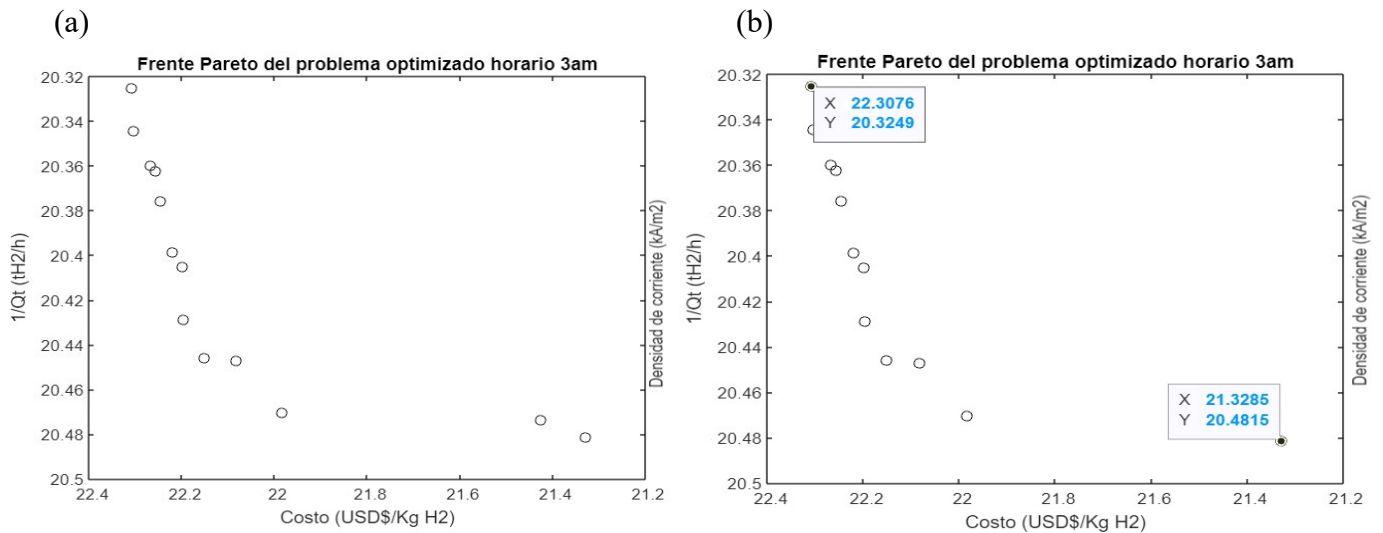
Figura 6



Nota: En la gráfica (a) podemos observar los rangos de densidades de corriente óptimas para el horario de 2 am y en el grafico (b) se obtienen los puntos máximos y mínimos de la optimización en el horario de 2 am.

Figura 7

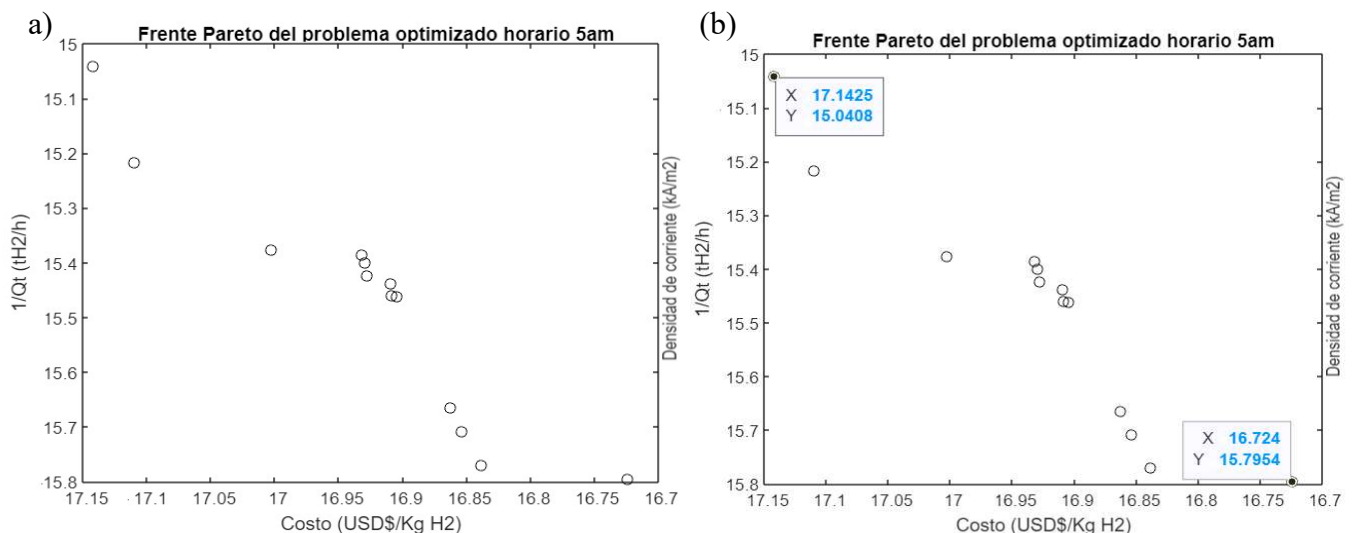
Gráfica de la optimización de frente Pareto de las densidades de corriente para el horario de 3 am



Nota: En la gráfica (a) podemos observar una ligera variación en los rangos de densidades de corriente óptimas para el horario de 3 am y en el grafico (b) se obtienen los puntos máximos y mínimos de la optimización en el horario de 3 am

Figura 8

Gráfica de la optimización de frente Pareto de las densidades de corriente para el horario de 5 am.



4.3 Codificación del modelamiento en el software.

Se plantearon las funciones objetivo con la variable x que se fue modificando respecto a cada hora del día dependiendo los excedentes hallados para determinar la producción de hidrógeno obtenida del programa EES.

Figura 9

Codificación del programa

Simple Multiobjective Problem7

Find the Pareto front for a simple multiobjective problem. There are two objectives and two decision variables x .

```
fitnessfcn = @(x)[((8.36/0.05189).*(1.5+7.5e-3*x).^(0.21).*x.^(-
0.32))+26.8*23*(1.5+7.5e-3*x)),(40.2+2.14e-3*x*4.816+1.07e-5*x.^2*2.177)/3777];
```

Find the Pareto front for this objective function.

```
rng default % For reproducibility
x = gamultiobj(fitnessfcn,2);
```

Warning: One or more feasible individuals has a complex fitness function value. gamultiobj is using the real part of the fitness function values
Optimization terminated: average change in the spread of Pareto solutions less than options.FunctionTolerance.

Plot the solution points.

```
plot(x(:,1),x(:,2),'ko')
xlabel('x(1)')
ylabel('x(2)')
title('Pareto Points in Parameter Space')
```

Nota. El gráfico representa la codificación ejecutada en el sistema de investigación.

5. Conclusiones

- Conforme al comportamiento de la curva de carga, se concluyó que existen periodos durante el día con una alta disponibilidad de electricidad excedente; también, existen horas específicas en el día donde se puede disponer de este excedente en mayor proporción.
- Los resultados muestran claramente que en los periodos del día de alta disponibilidad de electricidad excedente; más específicamente en el horario de la madrugada (entre 02:00 y 08:00 a.m.) se obtuvo una densidad de corriente más baja. Esto es congruente con los rangos que oscilan entre 10 a 30 [kA/m²] para operar a unas condiciones óptimas citados en la bibliografía de este texto.
- Se concluye que el modelo funciona a niveles óptimos cuando el excedente de electricidad es elevado y se opera a bajas densidades de corriente; por lo tanto, el impacto del costo o precio de la electricidad disminuye. Además, si el excedente de electricidad es bajo o es escaso, conviene operar con el electrolizador a altas densidades de corriente.

6. Recomendaciones

- Se recomienda ampliar este análisis usando el modelo matemático para los meses restantes del año.
- Se sugiere estudiar la viabilidad técnica y económica del uso del hidrógeno electrolítico obtenido de los excedentes de electricidad; igualmente proponer mecanismos de almacenamiento con pilas de combustible que conviertan el hidrógeno en electricidad para de este modo poder suplir la red eléctrica.
- También, se sugiere realizar un estudio económico del aprovechamiento del oxígeno electrolítico, subproducto de este proceso para uso como oxígeno medicinal. (Va en capítulo separado de las conclusiones, pero no necesariamente en hoja nueva y en este apartado se expresa las perspectivas del autor a fin de complementar con nuevas ideas a la investigación original)

Referencias Bibliográficas

- ANDE. (2021, *Administración Nacional de Electricidad* . <https://www.ande.gov.py/>
- Andrade Montoya, P. A. (2017). Reconstrucción de la curva de carga eléctrica residencial a partir de selección muestral usando sensado comprimido. *Researchgate*, https://www.researchgate.net/profile/Paul-Andrade-M/publication/322661870_Reconstruccion_de_la_curva_de_carga_electrica_residencial_a_partir_de_seleccion_muestral_usando_sensado_comprimido/links/5a6753220f7e9b76ea8eed65/Reconstruccion-de-la-curva-de-carga-electrica-residencial-a-partir-de-seleccion-muestral-usando-sensado-comprimido.pdf
- Bernal, S., & Manuel, N. (2008). *Análisis de la producción de hidrógeno electrolítico en Paraguay*.
- Espinola, M. O. G. (2013). Análise técnica e econômica da produção de hidrogênio eletrolítico no Paraguai. *Análise Técnica E Econômica Da Produção De Hidrogênio Eletrolítico no Paraguai*,
- Floch, P. H., Gabriel, S., Mansilla, C., & Werkoff, F. (2007). On the production of hydrogen via alkaline electrolysis during off-peak periods. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(18), 4641-4647.
- Fragiacomo, P., & Genovese, M. (2019). Modeling and energy demand analysis of a scalable green hydrogen production system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(57), 30237-30255.

- Ginsberg, M. J., Venkatraman, M., Esposito, D. V., & Fthenakis, V. M. (2022). Minimizing the cost of hydrogen production through dynamic polymer electrolyte membrane electrolyzer operation. *Cell Reports Physical Science*, 3(6)
- Gómez, G. M. (2021). Modelo técnico y económico de electrolizador para la producción de hidrógeno como vector energético. *Modelo Técnico Y Económico De Electrolizador Para La Producción De Hidrógeno Como Vector Energético*,
- González-Huerta, R. G., Santillan-Aragon, G., & Solorza-Feria, O. (2009). Design and construction of an electrolyte PEM test; Diseno y construccion de un electrolizador PEM de prueba.
- Gutiérrez-Martín, F., García-De María, J. M., Bañri, A., & Laraqi, N. (2009). Management strategies for surplus electricity loads using electrolytic hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(20), 8468-8475.
- Huerta, R. d. G. G., Tolentino, M. Á O., & Varela, F. J. R. (2013). *Hidrógeno, producción y almacenamiento: retos hacia su uso como vector energético sustentable*. CreateSpace Independent Publishing Platform.
- Imam, S., Azmy, A., Rashad, E., & Husi, G. (2015). Sizing and economic analysis of hybrid PV/PEMFC systems for remote areas residential utilization. *Revista De Tehnologii Neconventionale*, 19(3), 37.
- Marimon Massoni, B. (2011). Encarnación 2.0: Hidrógeno como vector energético, teoría y práctica.
- Matteo, C. A. (2022). Sustentabilidad Energética: un panorama en la industria petrolera global. *LOGINN Investigación Científica Y Tecnológica*, 6(1)

- Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, & Viceministerio de Minas y Energías. (2021). *Hacia la ruta del Hidrógeno Verde en Paraguay*. (). Paraguay: https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=2064
- Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada. *Fundación Naturgy, Madrid, España*,
- Nadaleti, W. C., Lourenço, V. A., & Americo, G. (2021). Green hydrogen-based pathways and alternatives: Towards the renewable energy transition in South America's regions—Part A. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(43), 22247-22255.
- Posso, F., Galeano, M., Baranda, C., Franco, D., Rincón, A., Zambrano, J., Cavaliero, C., & López, D. (2022). Towards the Hydrogen Economy in Paraguay: Green hydrogen production potential and end-uses. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(70), 30027-30049.
- Rivarolo, M., Magistri, L., & Massardo, A. F. (2014). Hydrogen and methane generation from large hydraulic plant: Thermo-economic multi-level time-dependent optimization. *Applied Energy*, 113, 1737-1745.
- Riveros-Godoy, G. A., Cavaliero, C., & Silva, E. (2013). Analysis of electrolytic hydrogen production models and distribution modes for public urban transport: study case in Foz do Iguacu, Brazil. *International Journal of Energy Research*, 37(10), 1142-1150.
- Rubio, A. U. (2010). Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. El caso de la producción de hidrógeno. *Dialnet*,

Sojoudi, A., Sefidan, A. M., Alam, K., & Saha, S. C. (2021). Hydrogen production via electrolysis: Mathematical modeling approach. *Bioenergy Resources and Technologies* (pp. 157-193). Elsevier.

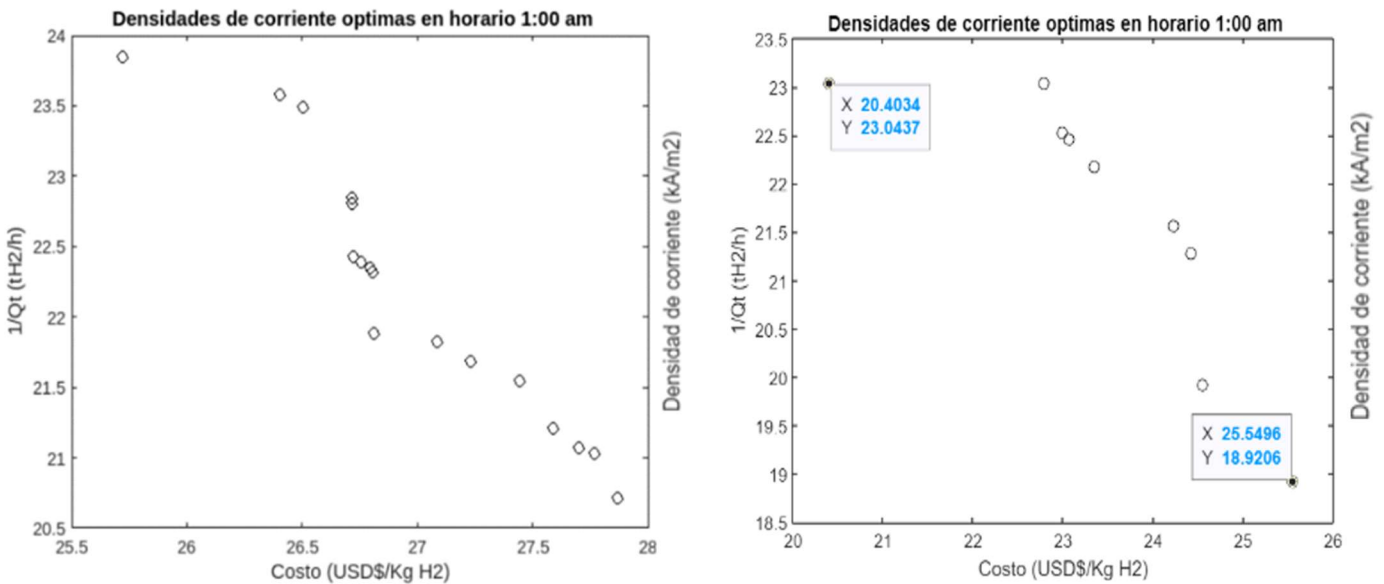
Vargas, Á A., Pino, A., & Priego. (2009). *Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. El caso de la producción de hidrógeno*

Apéndices

Apéndice A. Listado de gráficas diferentes horarios del día.

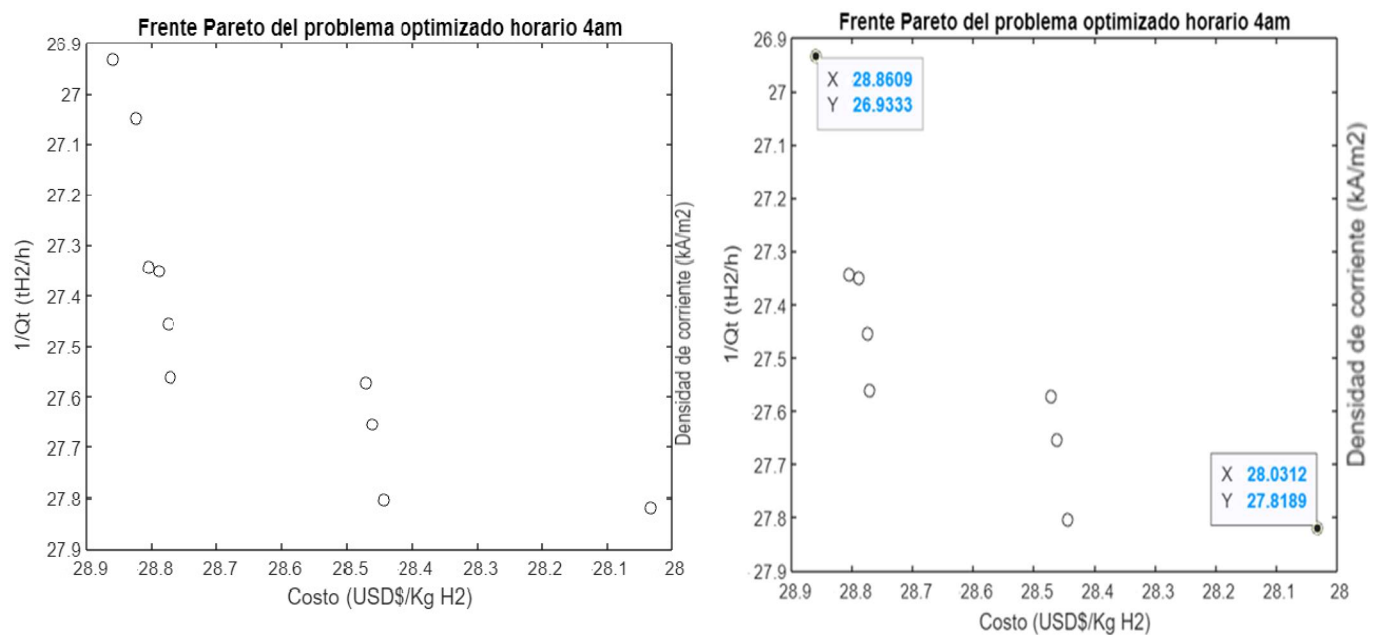
Apéndice A 1

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 1 am.



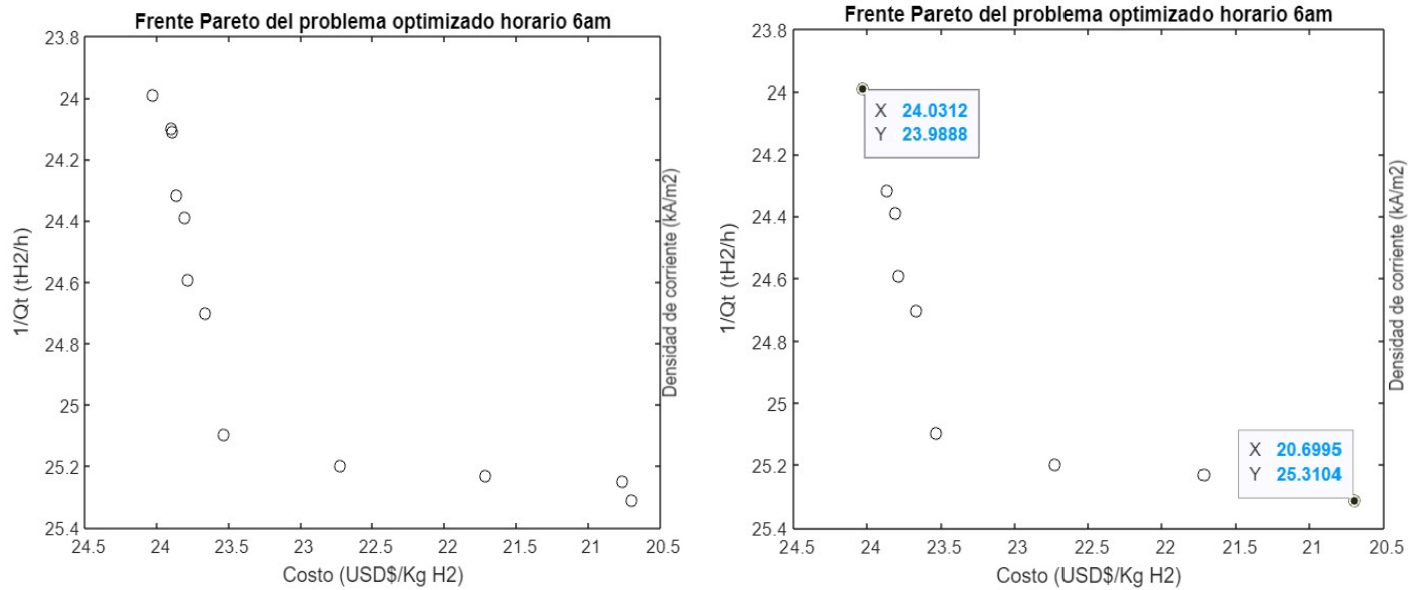
Apéndice A 2

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 4 am.



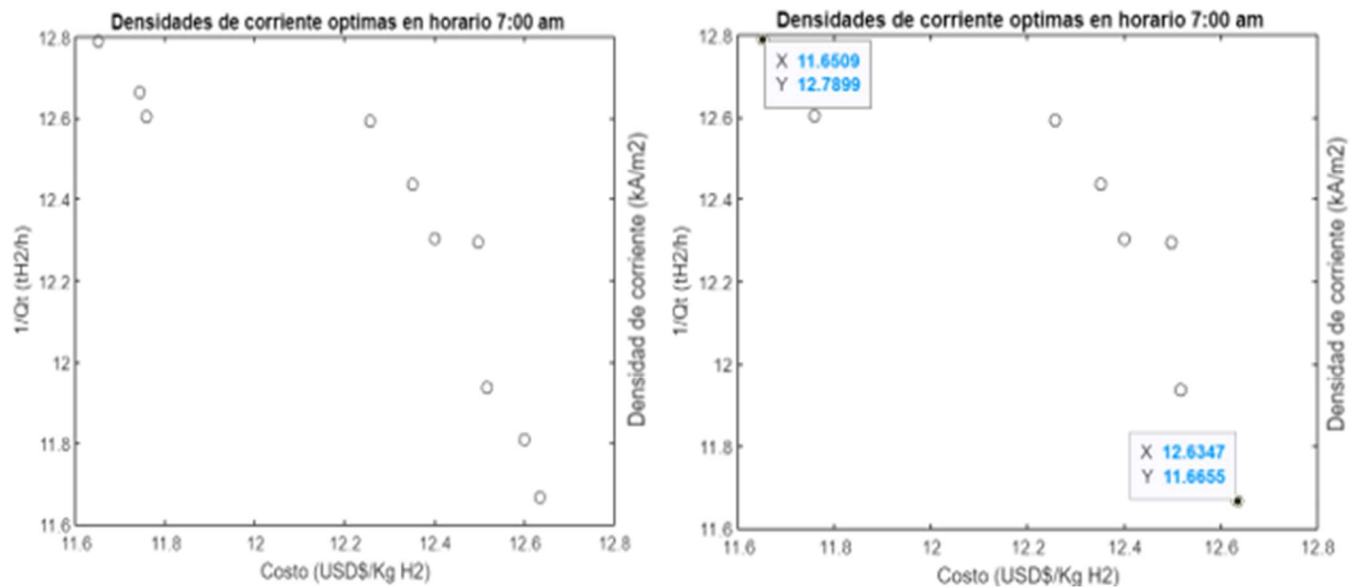
Apéndice A 3

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 6 am.



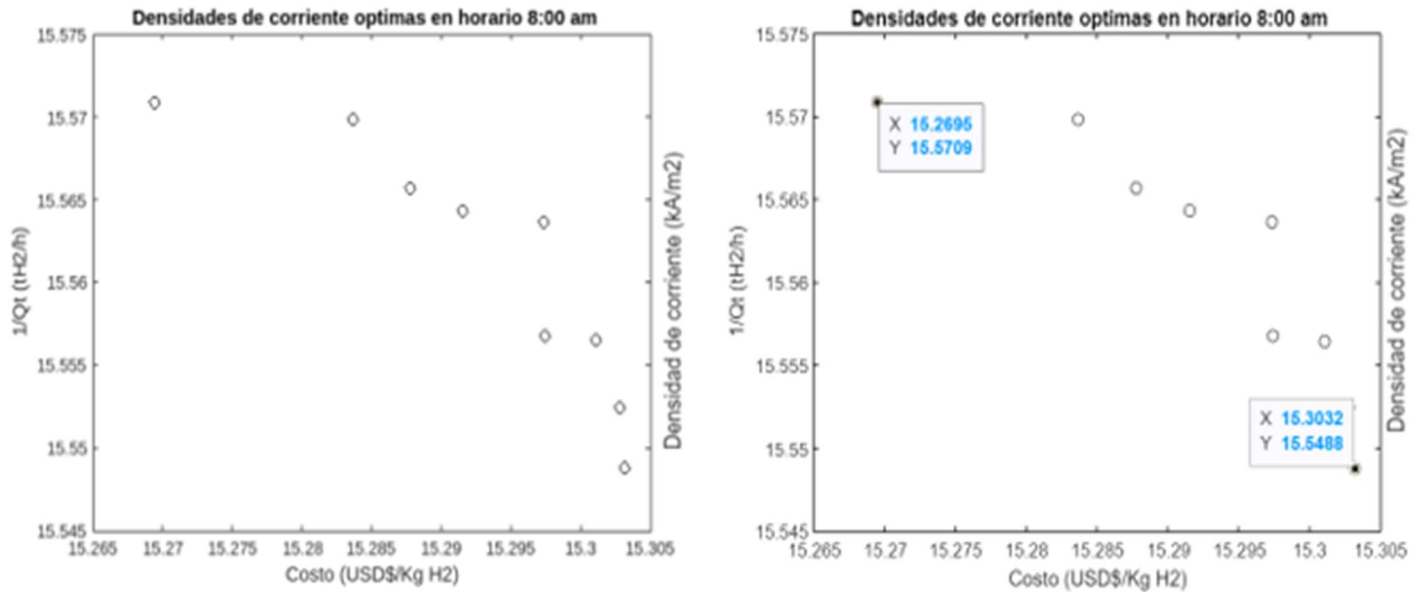
Apéndice A 4

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 7 am.



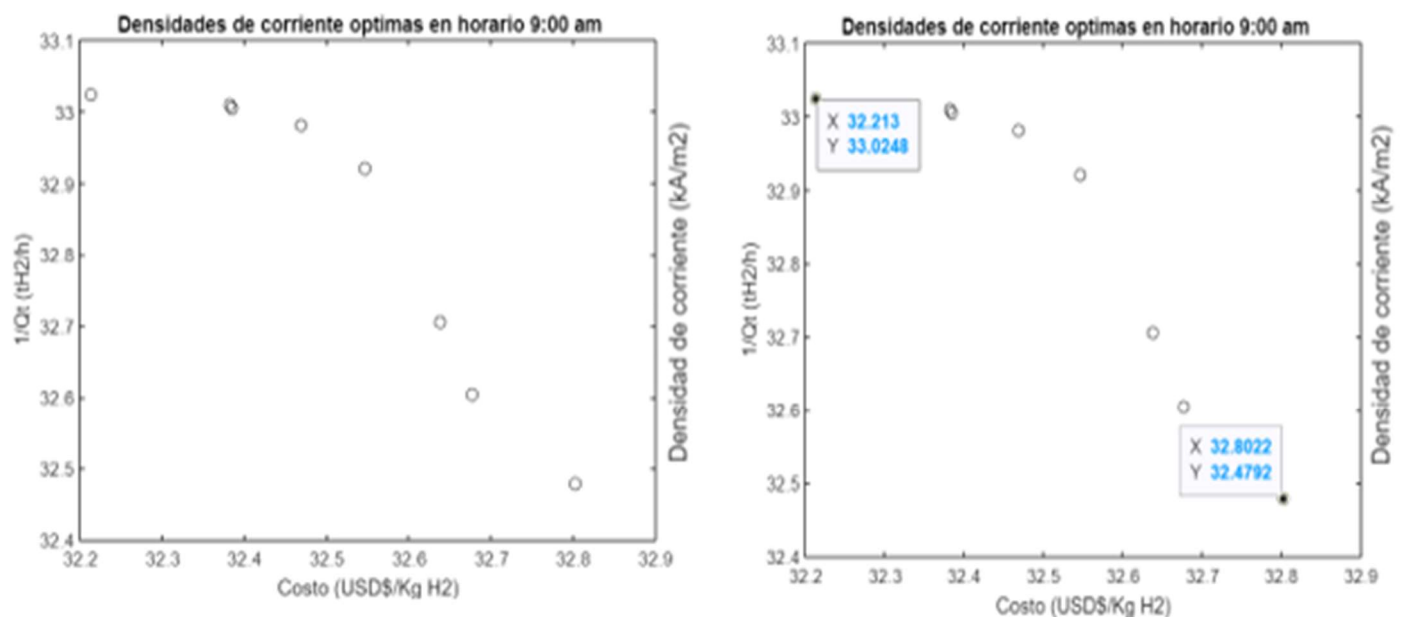
Apéndice A 5

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 8 am.



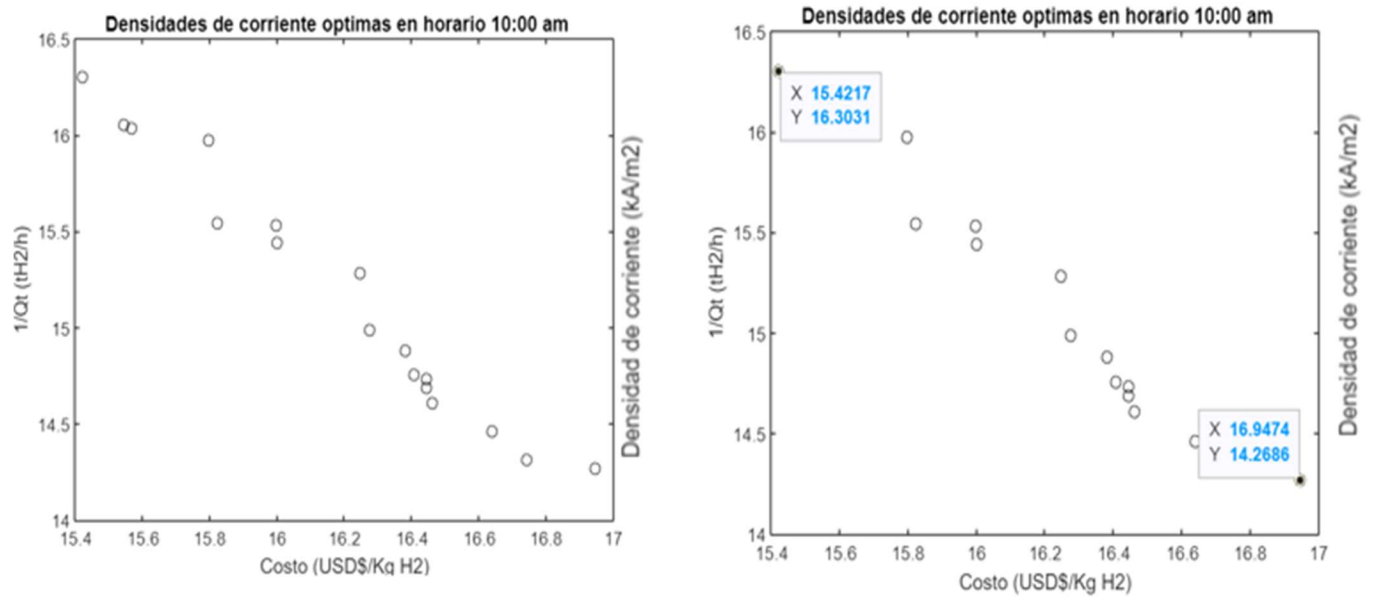
Apéndice A 6

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 9 am.



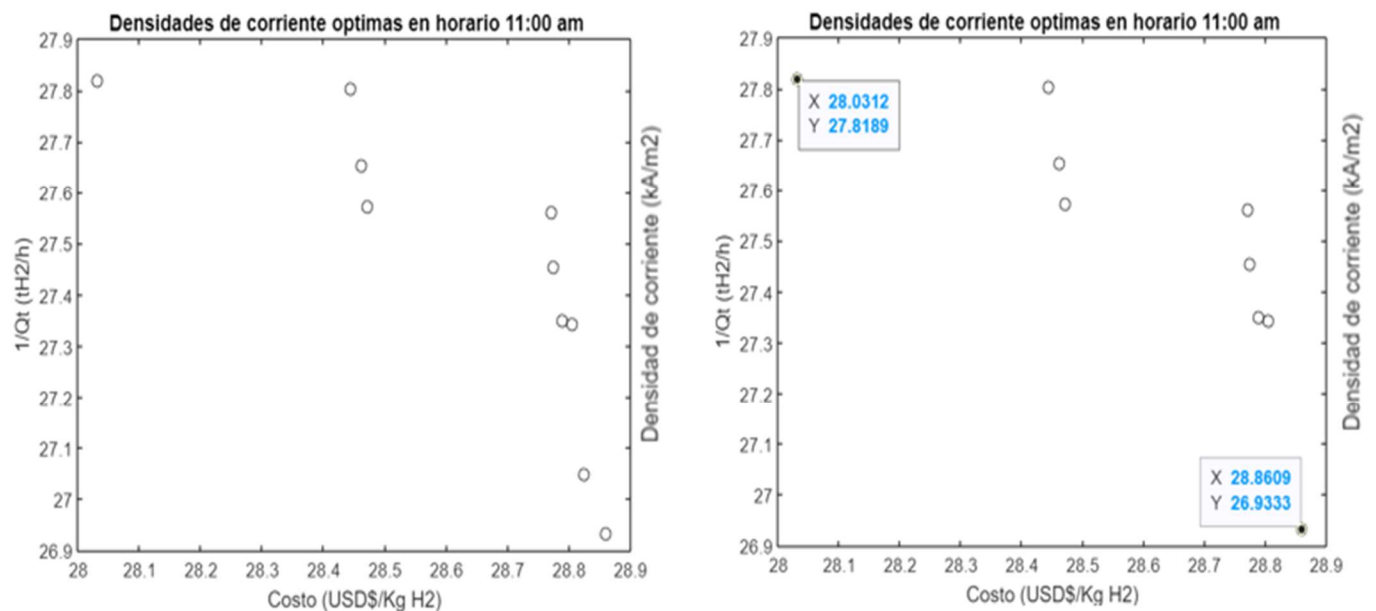
Apéndice A 7

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 10 am.



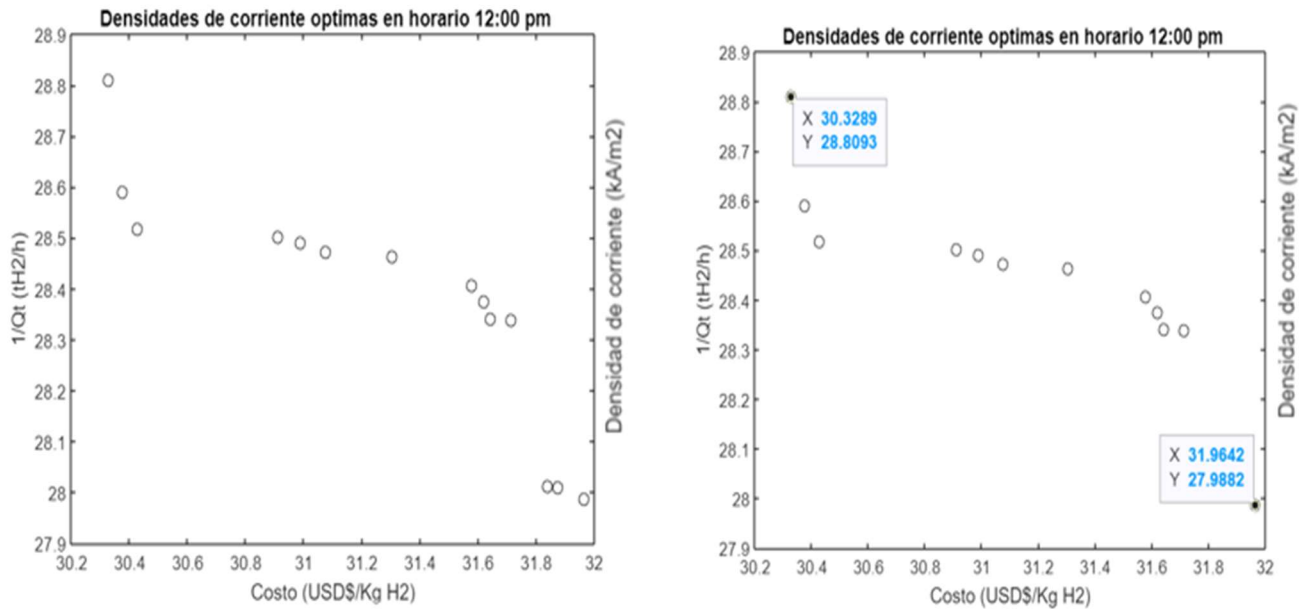
Apéndice A 8

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 11 am.



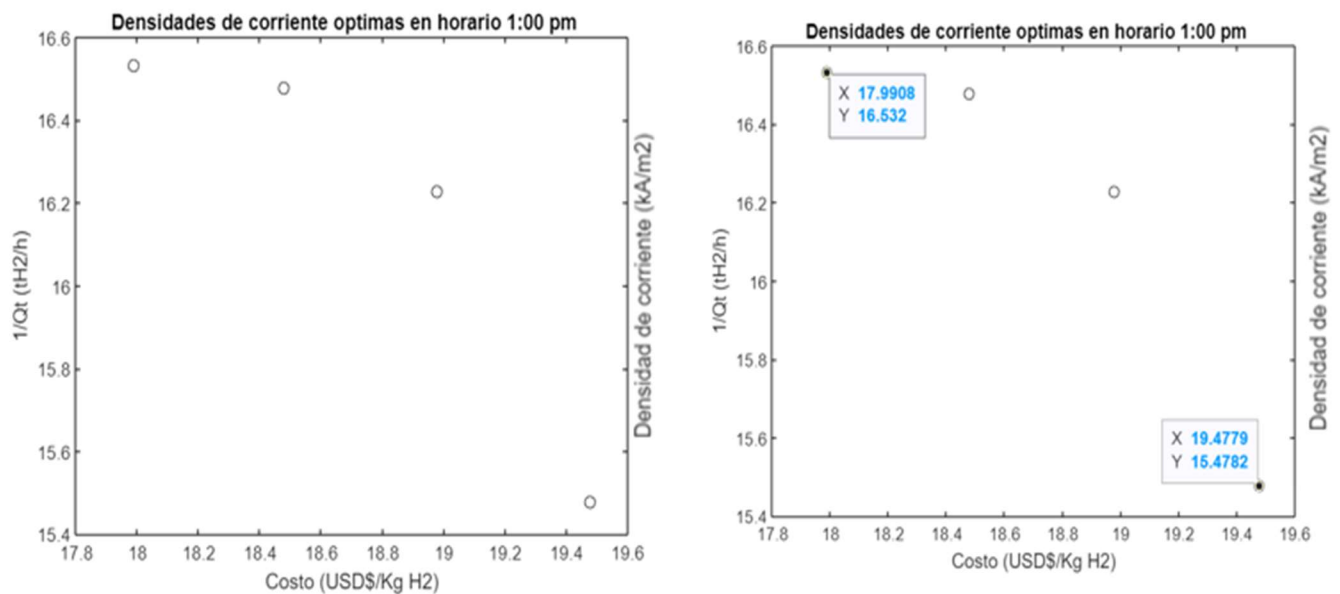
Apéndice A 9

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 12 pm.



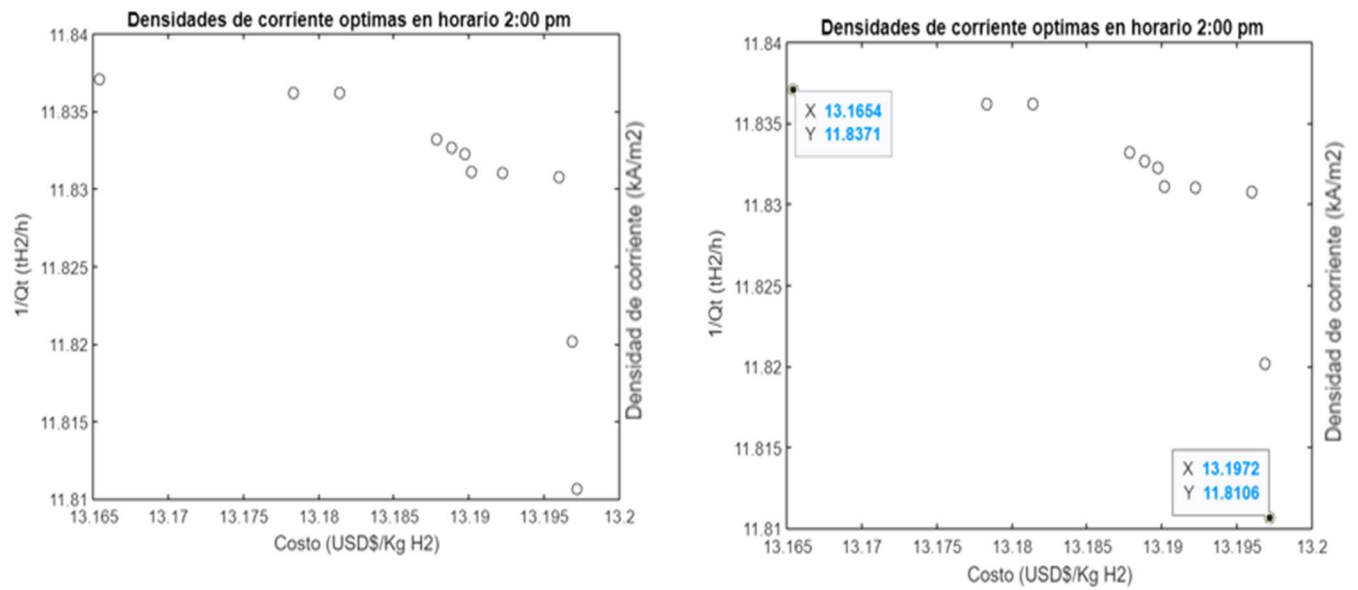
Apéndice A 10

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 1 pm.



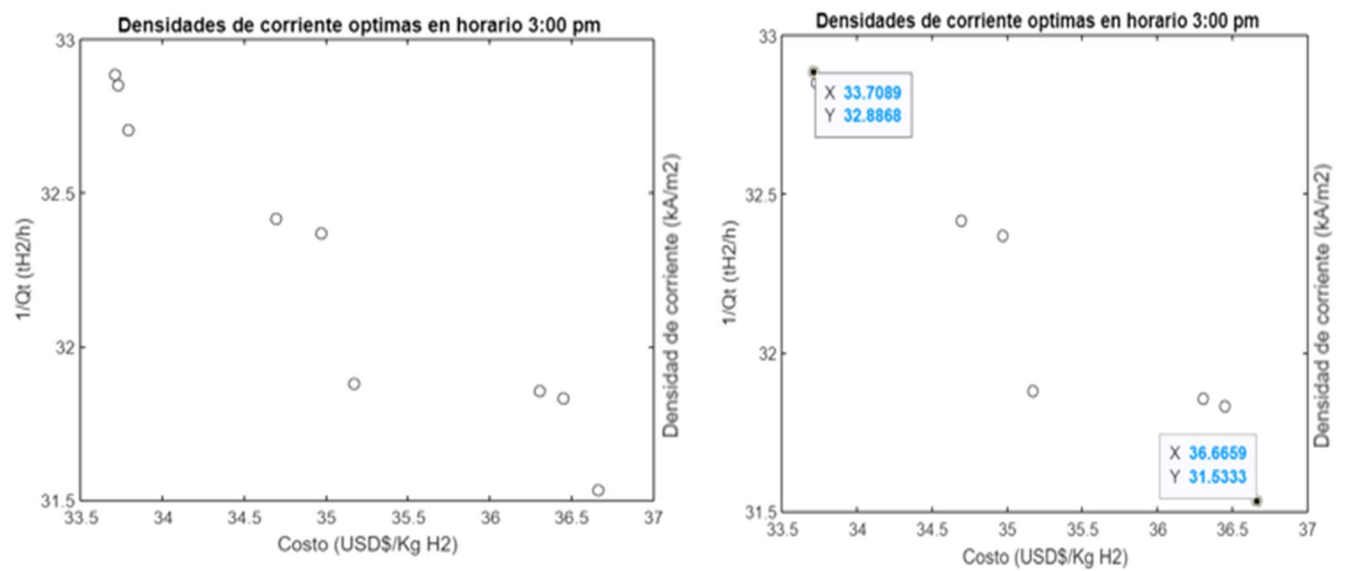
Apéndice A 11

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 2 pm.



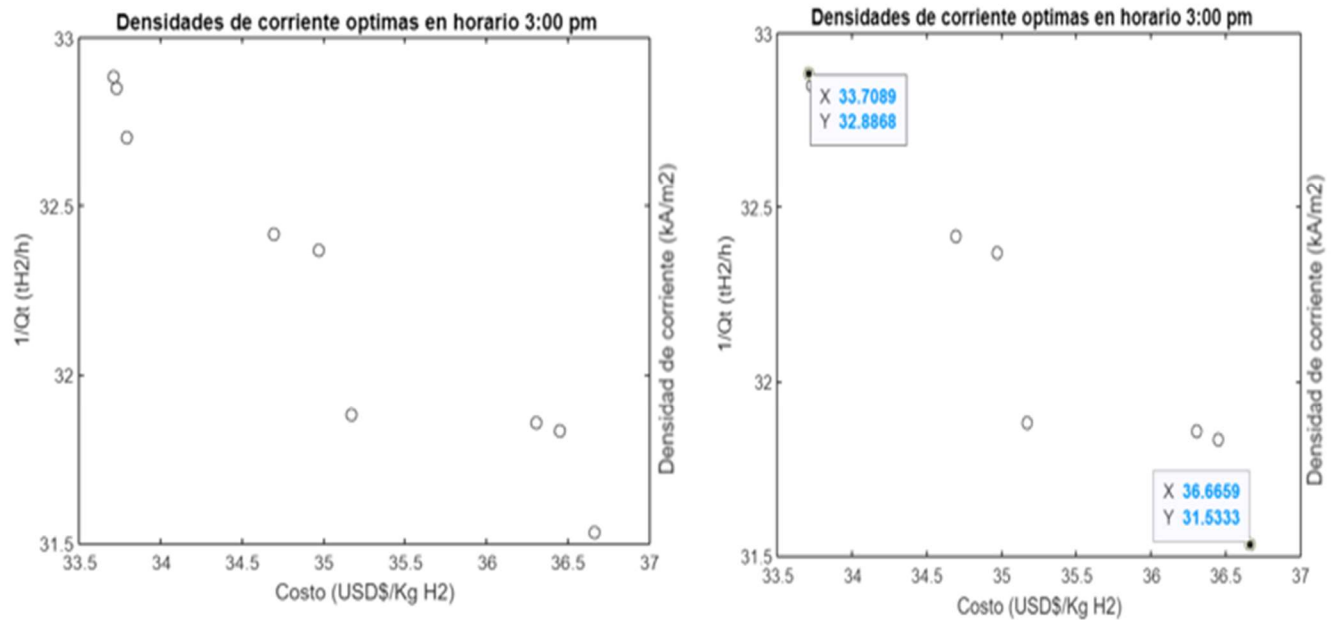
Apéndice A 12

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 3 pm.



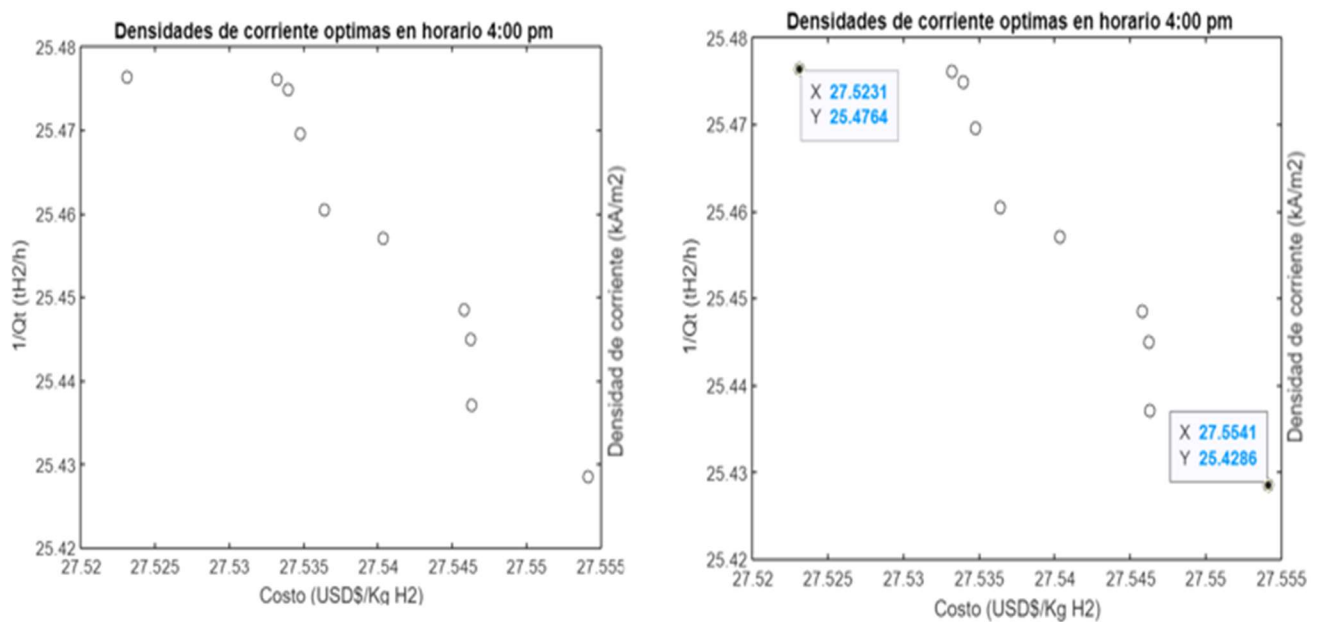
Apéndice A 13

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 3 pm.



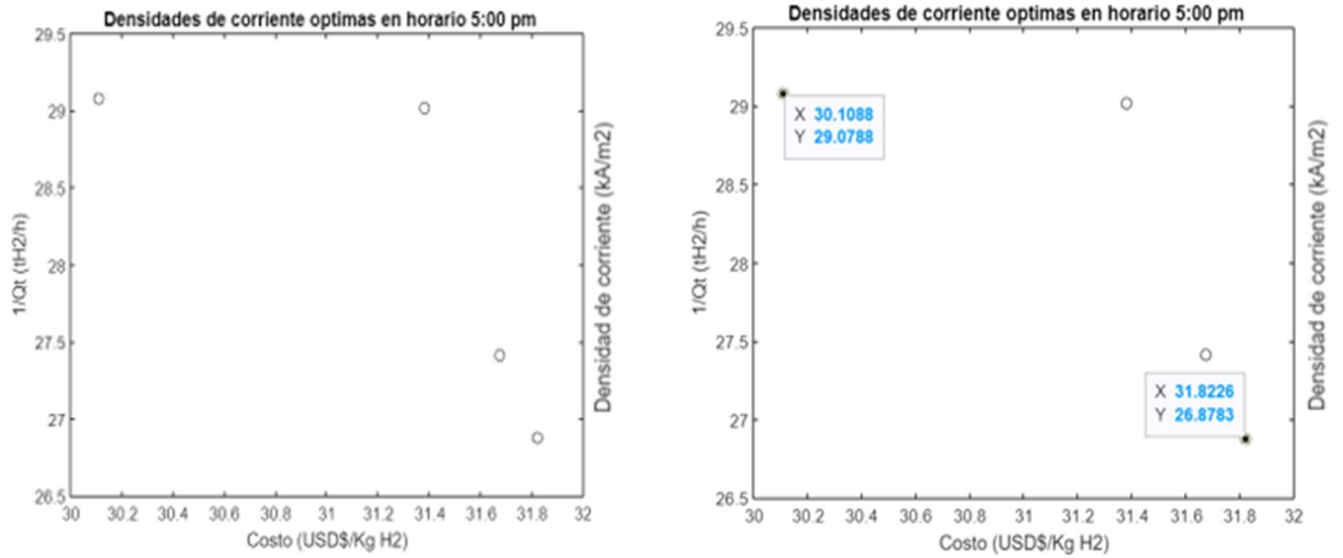
Apéndice A 14

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 4 pm.

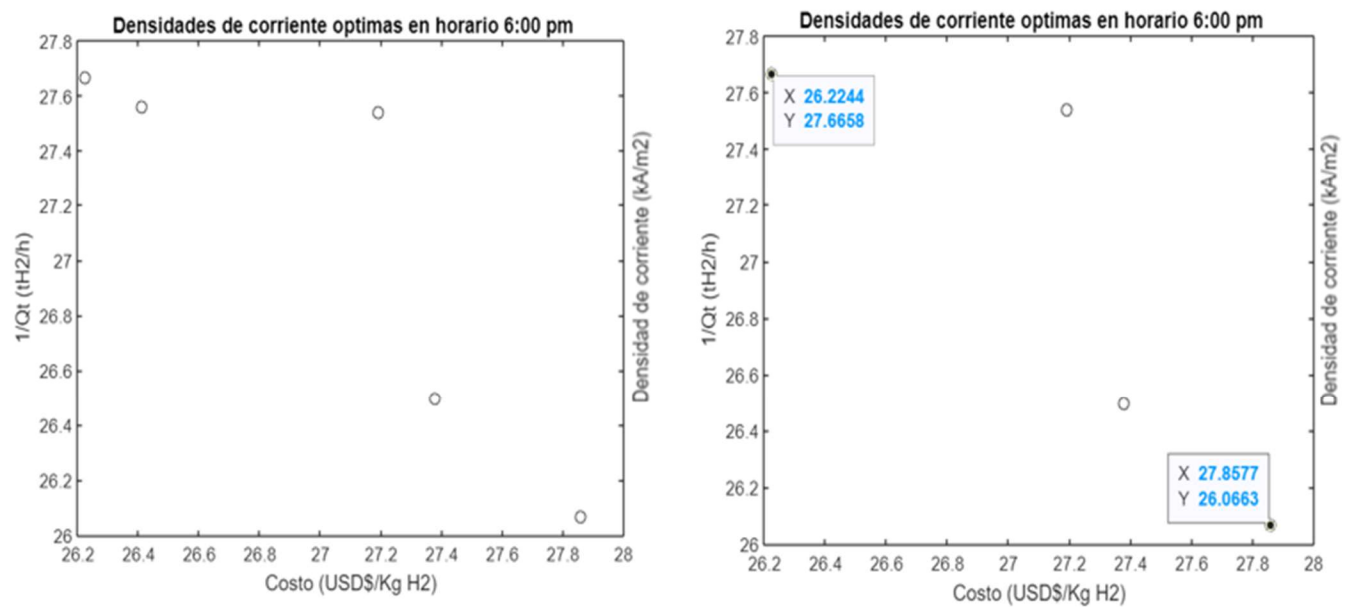


Apéndice A 15

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 5 pm.

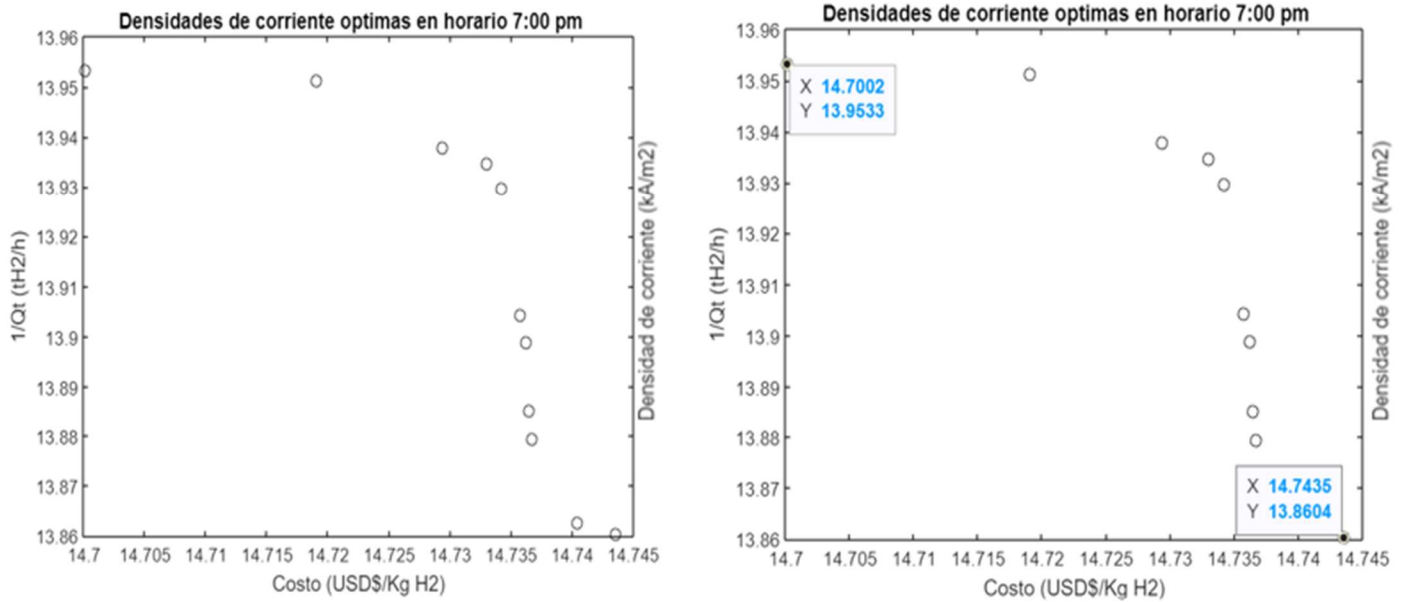
**Apéndice A 16**

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 6 pm.



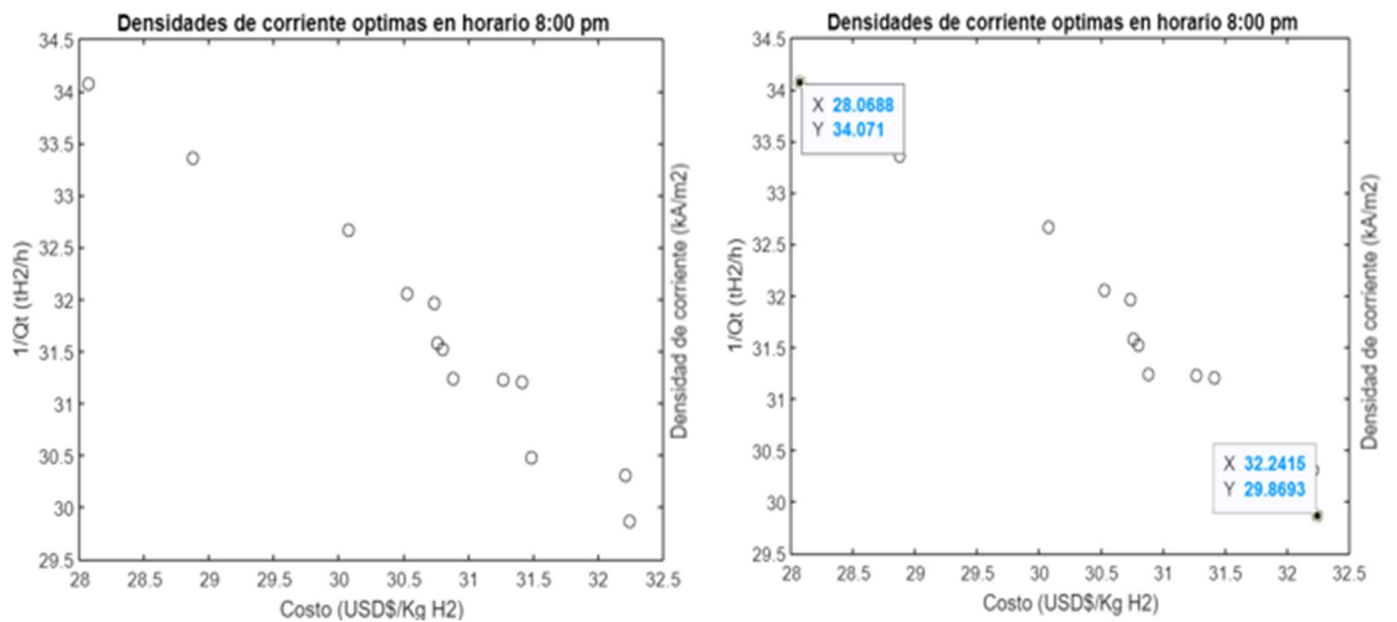
Apéndice A 17

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 7 pm.



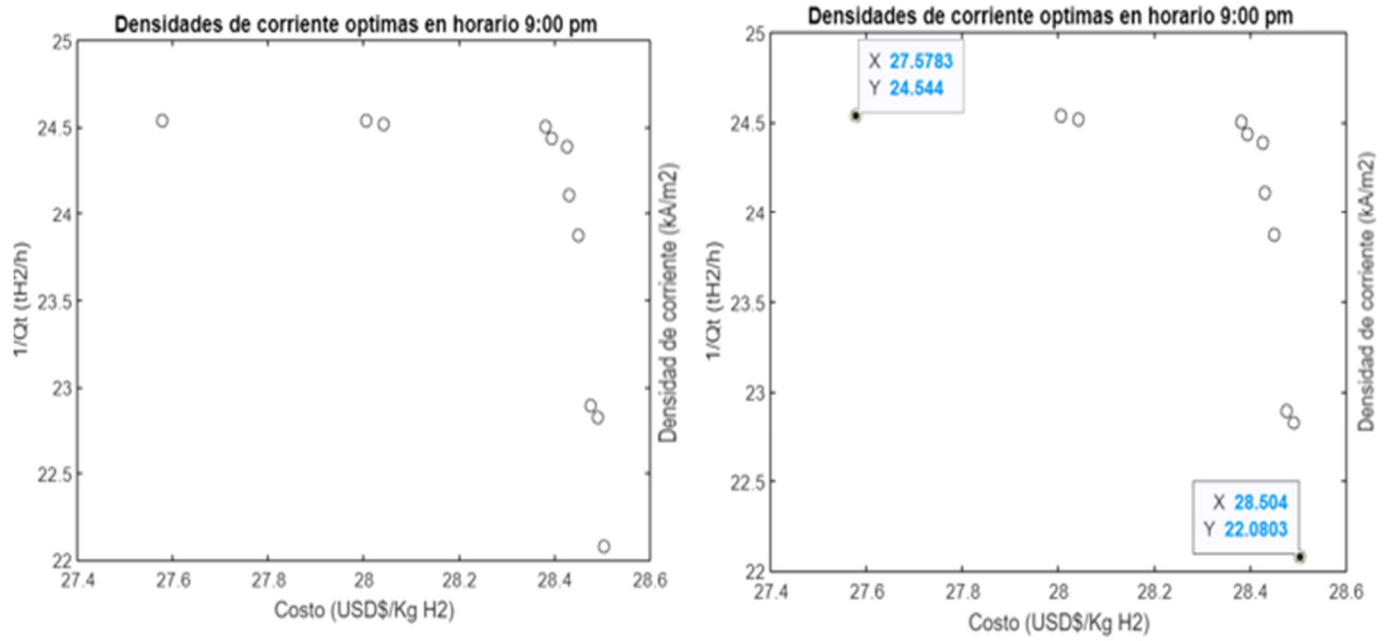
Apéndice A 18

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 8 pm.



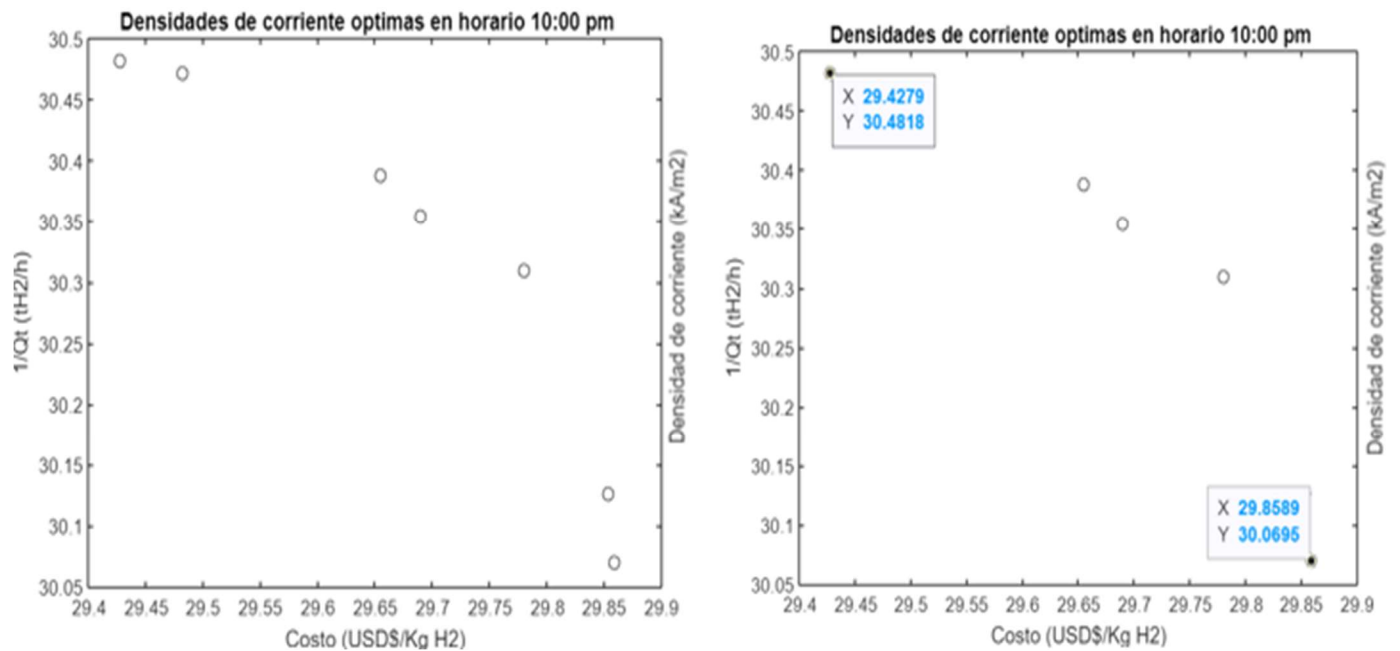
Apéndice A 19

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 9 pm.



Apéndice A 20

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 10 pm.



Apéndice A 21

Gráfica de la optimización frente Pareto de las densidades de corriente en el horario de 11 pm.

