



**EDUCACIÓN**

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de Orizaba

“2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria”

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

OPCIÓN I.- TESIS

TRABAJO PROFESIONAL

“OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO EN EL DISEÑO  
DE UNA CADENA DE SUMINISTRO DE HIDRÓGENO  
GENERADO A PARTIR DE RESIDUOS  
AGROINDUSTRIALES”

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
MAESTRO EN  
INGENIERÍA INDUSTRIAL

PRESENTA:

*Ing. Luis Miguel Reyes Barquet*

DIRECTOR DE TESIS:

*Dr. Alberto Alfonso Aguilar Lasserre*

CODIRECTOR DE TESIS:

*Dr. Octavio Rico Contreras*



ORIZABA, VERACRUZ, MÉXICO.

DICIEMBRE 2020



“2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria”

Orizaba, Ver., 10/12/2020  
Dependencia: División de Estudios de  
Posgrado e Investigación

Asunto: Autorización de Impresión  
OPCIÓN: I

LUIS MIGUEL REYES BARQUET  
Candidato a Grado de Maestro  
En Ingeniería Industrial  
Presente

De acuerdo con el reglamento de Titulación vigente de los Centros de Enseñanza Técnica Superior, dependiente de la Dirección General de Institutos Tecnológicos de la Secretaría de Educación Pública y habiendo cumplido con todas las indicaciones que la Comisión Revisora le hizo respecto a su Trabajo Profesional titulado:

“Optimización multicriterio en el diseño de una cadena de suministro de hidrógeno generado a partir de residuos agroindustriales”

Comunico a usted que este Departamento concede su autorización para que proceda a la impresión del mismo.

ATENTAMENTE  
Excelencia en Educación Tecnológica®  
CIENCIA – TÉCNICA - CULTURA®

DR. MARIO LEONCIO ARRIOJA RODRÍGUEZ  
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE  
POSGRADO E INVESTIGACIÓN



MLAR/cecs





"2020 Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"

Orizaba, Ver., 10/Julio/2020

ASUNTO: Revisión de trabajo escrito

**C. MARIO LEONCIO ARRIJOJA RODRÍGUEZ**  
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS  
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN  
**P R E S E N T E.-**

Los que suscriben, miembros del jurado, han realizado la revisión de la Tesis del (la) C.:

REYES BARQUET LUIS MIGUEL

La cual lleva el título de:

OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO EN EL DISEÑO DE UNA CADENA DE SUMINISTRO DE  
HIDRÓGENO GENERADO A PARTIR DE RESIDUOS AGROINDUSTRIALES

y concluyen que se acepta.

**A T E N T A M E N T E**

Excelencia en Educación Tecnológica®  
CIENCIA - TÉCNICA - CULTURA®

PRESIDENTE: Dr. Alberto A. Aguilar Lasserre

SECRETARIO: Dr. Octavio Rico Contreras

VOCAL: M.C. Constantino G. Moras Sánchez

VOCAL SUP.: M.C. Magno Angel González Huerta

EGRESADO (A) DE LA **MAESTRIA EN INGENIERIA INDUSTRIAL.**

OPCION: **I Tesis**

FTI-TI-013



## ***Dedicatorias***

Primeramente, gracias a **Dios**, por darme todo lo que he conseguido hasta ahora, sin él nada soy.

A mi padre, **Luis Miguel**, pues este logro es resultado de su gran sacrificio y amor. Tu esfuerzo siempre me ha motivado.

A mi madre, **Guadalupe**, que me ha brindado día a día tu gran amor y apoyo incondicional.

A mis amadas hermana Katia y abuelita Matilde, mis ejemplos.

A mi familia y amistades, que siempre han creído en mí y me han acompañado a lo largo de este camino...

No alcanzarían las palabras para ustedes, este logro es también suyo.

## ***Agradecimientos***

Al **Dr. Alberto Lasserre**, por su dirección y guía durante mis estudios de posgrado y por su gran dedicación y compromiso con sus alumnos.

Al **Dr. Octavio Rico**, por compartir conmigo sus conocimientos y por todo el apoyo recibido durante la realización de mis estudios.

A todos mis profesores de la maestría, gracias por todas sus enseñanzas.

A mis compañeros y amigos de la maestría en ingeniería industrial, por su compañerismo y buenos momentos vividos.

Al **Grupo Porres**, por su colaboración para la realización de esta investigación y los conocimientos compartidos.

Al **Tecnológico Nacional de México** y al **Instituto Politécnico Nacional de Toulouse**, Francia, por el tiempo en que me brindaron su apoyo para el logro de los objetivos trazados en esta investigación.

Al **CONACYT**, por el apoyo recibido como becario.

## Resumen

El hidrógeno es una de las fuentes energéticas más prometedoras para la transición energética en diversas naciones. El desarrollo de nuevas tecnologías para su aprovechamiento, promovidas por su capacidad energética, lo han posicionado como uno de los principales sustitutos de los combustibles fósiles, adoptando el rumbo hacia la independencia de las fuentes no renovable, tal es el caso que existen países en los que se ha propuesto el desarrollo de economías basadas en hidrógeno, en donde el elemento es utilizado como eje central para cubrir las necesidades energéticas de los diversos sectores económicos. A través de diversos estudios, se ha identificado que el despliegue de la infraestructura necesaria es uno de los principales obstáculos para su desarrollo, así como para obtener costos competitivos y aceptación en el mercado. El diseño de una cadena de suministros de hidrógeno involucra una serie de importantes decisiones a diferentes niveles, como lo son: las fuentes energéticas, la capacidad de producción, almacenamiento y transporte; y puede plantearse como un problema multiobjetivo.

El presente estudio tiene como objetivo obtener un modelo de optimización multiobjetivo para el apoyo en la toma de decisiones durante la planeación estratégica de la cadena de suministros, alimentada con la energía residual obtenida de la combustión del bagazo en los ingenios azucareros de México para la producción de hidrógeno. La disponibilidad de los residuos y la demanda energética fueron estimadas y representadas mediante distribuciones de probabilidad con la intención de analizar la incertidumbre presente en estos aspectos. La problemática fue abordada como un problema de programación lineal entera mixta, cuyas funciones objetivo fueron definidas en términos de maximizar las utilidades generadas y la minimización de emisiones de gases de efecto invernadero. Los criterios de optimización fueron evaluados con un enfoque mono objetivo como primera aproximación, y posteriormente sometidos a la optimización multiobjetivo utilizando algoritmos genéticos. La selección de la mejor configuración para la cadena de suministros será determinada a través de métodos de toma de decisiones multicriterio. Finalmente, se llevó a cabo un análisis de riesgo e incertidumbre utilizando la metodología de simulación Monte Carlo sobre los principales indicadores de desempeño de la operación del sistema y de la rentabilidad de la inversión. El análisis económico determinó tasas internas de rendimiento del proyecto de hasta un 37%, con un periodo de recuperación de la inversión de aproximadamente 3.6 años, para el mejor de los casos.

## **Abstract**

Hydrogen is one of the most promising energy sources for the energy transition in several nations. The development of new technologies for its use, promoted by its energy capacity, has positioned it as one of the main substitutes for fossil fuels, adopting the path towards independence from non-renewable sources, as there are countries in which the development of hydrogen-based economies has been proposed, where the element is used as a central vector to cover the energetic needs of the various economic sectors. Through different studies, it has been identified that the deployment of the necessary infrastructure is one of the main obstacles to their development, as well as to obtaining competitive costs and market acceptance. The design of a hydrogen supply chain involves a series of important decisions at different levels, such as: energy sources, production, storage, and transportation capacity; and can be approached as a multi-target problem.

The present study aims to obtain a multi-objective optimization model for decision support during the strategic planning of the supply chain, fed with the residual energy obtained from the combustion of sugarcane bagasse in the sugar mills of Mexico for hydrogen production. Wastes availability and energy demand were estimated and represented by probability distributions with the intention of analyzing the uncertainty contained in these aspects. The problem was addressed as a mixed integer linear programming one, which objective functions were defined in terms of maximizing generated profits and minimizing greenhouse gas emissions. The optimization criteria were evaluated with a single-objective approach as a first approximation, and then subjected to multi-objective optimization using genetic algorithms. The selection of the best configuration for the supply chain will be determined through multi-criteria decision-making methods. Finally, a risk and uncertainty analysis were carried out using the Monte Carlo simulation methodology on the main performance indicators of the system operation and the return on investment. The economic analysis determined internal project performance rates of up to 37%, with a payback period of approximately 3.6 years, for the best-case scenario.

# Índice

Introducción.....	1
Planteamiento del problema .....	5
Justificación.....	7
Objetivos.....	9
Hipótesis.....	9
Estado del Arte .....	10
Capítulo I.- Marco teórico .....	21
1.    Introducción .....	21
1.1    El hidrógeno .....	21
1.1.1    Ventajas .....	21
1.1.2    Desventajas.....	22
1.1.3    Costo equivalente .....	22
1.1.4    Beneficio ambiental.....	22
1.2    El hidrógeno como vector energético.....	23
1.3    Cadena de suministro de hidrógeno .....	25
1.3.1    Fuentes de hidrógeno.....	27
1.3.2    Producción.....	28
1.3.3    Acondicionamiento y almacenamiento del hidrógeno.....	31
1.3.4    Transporte y distribución de hidrógeno .....	31
1.4    Métodos y herramientas para el diseño de cadenas de suministro de hidrógeno .....	32
1.4.1    Enfoques de optimización.....	34
1.4.2    Programación lineal .....	34
1.4.3    Programación no lineal .....	35
1.4.4    Optimización Mono y Multicriterio.....	36
1.4.5    Optimización de la cadena de suministro con algoritmos genéticos.....	37
1.4.6    Métodos de toma de decisiones multicriterio .....	37
1.5    Simulación.....	38
1.5.1    Simulación Monte Carlo.....	39
1.5.2    Análisis de riesgo con simulación Monte Carlo .....	40
1.6    Conclusión.....	41
Capítulo II.- Caso de estudio.....	43
2.    Introducción .....	43
2.1.    Caña de azúcar en México .....	43
2.1.1.    Ingenios azucareros en México .....	43
2.1.2.    Generación y características del Bagazo .....	44
2.2.    El Hidrógeno en México .....	46

2.2.1.	Demanda de hidrógeno.....	46
2.2.2.	Producción de hidrógeno.....	46
2.2.3.	Almacenamiento de hidrógeno.....	48
2.2.4.	Transporte de hidrógeno.....	49
2.2.5.	Precio de venta equivalente del hidrógeno .....	50
2.3.	Conclusión.....	51
<b>Capítulo III.- Metodología.....</b>		<b>52</b>
3.	Introducción .....	52
3.1.	Descripción de la metodología.....	52
3.2	Enfoque de modelación.....	55
3.3	Contexto en que se desarrolla el modelo.....	56
3.4	Estructura del modelo de optimización .....	57
3.4.1	Producción de Hidrógeno .....	58
3.4.2	Transporte de Hidrógeno .....	59
3.4.3	Almacenamiento de Hidrógeno .....	61
3.5	Formulación del modelo de Optimización .....	62
3.5.1	Variables del modelo .....	62
3.5.2	Restricciones de producción .....	64
3.5.3	Restricciones de transporte .....	64
3.5.4	Restricciones de almacenamiento.....	65
3.5.5	Restricciones de no negatividad .....	65
3.5.6	Función objetivo para el cálculo de utilidades.....	66
3.5.7	Función objetivo para estimación del Potencial de Calentamiento Global (P.C.G.) .....	71
3.6	Optimización del modelo matemático.....	73
3.6.1	Optimización Mono-criterio .....	73
3.6.2	Optimización Multi-criterio.....	75
3.7	Método de selección de la solución óptima.....	78
3.8.	Análisis de riesgo e incertidumbre utilizando Simulación Monte Carlo.....	79
3.8	Conclusiones .....	81
<b>Capítulo IV.- Resultados .....</b>		<b>82</b>
4	Introducción .....	82
4.1	Resultados de optimización Mono criterio.....	82
4.1.1	Optimización de la función objetivo: Utilidades .....	83
4.1.2	Optimización de la función objetivo: Potencial de Calentamiento Global .....	89
4.2	Resultados de optimización Multi criterio .....	95
4.2.1	Selección de la mejor configuración de la CS .....	95
4.2.2	Diseño de la cadena de suministro.....	97
4.3	Análisis de riesgo empleando simulación Monte Carlo.....	102

4.3.1	Análisis del Costo Variable de producción del hidrógeno.....	103
4.3.2	Análisis del riesgo presente en la evaluación económica .....	105
4.4	Conclusiones .....	115
Capítulo V.- Conclusión.....		116
Referencias Bibliográficas.....		121
Anexos.....		124
Anexo 1a. Distribuciones de probabilidad que describen la generación de bagazo en los ingenios		124
Anexo 1b. Distribuciones de probabilidad para cada ingenio (continuación).....		125
Anexo 2.a Características de las Terminales de Abastecimiento y Despacho de PEMEX .....		126
Anexo 2.b Características de las Terminales de Abastecimiento y Despacho de PEMEX (continuación). .....		127
Anexo 3.a Matriz de distancias de ingenios a TADs (Km).....		128
Anexo 3.b Matriz de distancias de ingenios a TADs (continuación) .....		129
Anexo 3.c Matriz de distancias de ingenios a TADs (continuación) .....		130
Anexo 3.d Matriz de distancias de ingenios a TADs (continuación) .....		131
Anexo 4.a Matriz de peajes de ingenios a TADs (\$ MXN) .....		132
Anexo 4.b Matriz de peajes de ingenios a tras (Continuación).....		133
Anexo 4.c Matriz de peajes de ingenios a TADs (Continuación) .....		134
Anexo 4.d Matriz de peajes de ingenios a TADs (Continuación).....		135
Anexo 5. Cálculos complementarios al modelo de optimización .....		136
Anexo 6 a. Gráficos de tornado de impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de producción para cada región .....		138
Anexo 6 b. Gráficos de tornado de impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de producción para cada región (continuación) .....		139
Anexo 6 c. Gráficos de tornado de impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de producción para cada región (continuación) .....		140
Anexo 7. Estimación del número óptimo de iteraciones para la simulación Monte Carlo en la evaluación económica .....		141
Anexo 7. Estimación del número óptimo de iteraciones para la simulación Monte Carlo en la evaluación económica (continuación).....		142
Anexo 7. Estimación del número óptimo de iteraciones para la simulación Monte Carlo en la evaluación económica (continuación).....		143

## Índice de tablas

Tabla 1a. Síntesis del estado del arte .....	19
Tabla 2 Principales parámetros para la producción de hidrógeno en la CSH Adaptado de (Azzaro-Pantel, 2018).....	30
Tabla 3 Parámetros principales para el almacenamiento de Hidrógeno en la CS adaptado de (Azzaro-Pantel, 2018).....	31
Tabla 4 Principales parámetros para el transporte de hidrógeno adaptado de (Azzaro-Pantel, 2018).....	32
Tabla 5 Distribuciones de probabilidad comúnmente utilizadas en simulación MC (López Andrés, 2015).....	41
Tabla 6 Variables para la modelación de la disponibilidad del bagazo .....	45
Tabla 7 Base de cálculo para la producción de hidrógeno.....	47
Tabla 8 Almacenamiento de hidrógeno.....	49
Tabla 9 Datos de transporte de hidrógeno .....	50
Tabla 10 Consideraciones para el cálculo del precio de venta y la capacidad de abastecimiento de vehículos particulares de tamaño mediano. ....	51
Tabla 11 Parámetros del algoritmo genético para optimización Mono-criterio .....	74
Tabla 12 Condiciones de parada en optimización Mono-criterio .....	75
Tabla 13 Configuración del algoritmo genético para la optimización multicriterio .....	76
Tabla 14 Tabla comparativa de los valores óptimos para cada criterio de optimización.....	82
Tabla 15 Síntesis de resultados de optimización de la F.O. Utilidades .....	83
Tabla 16 Estado económico de los elementos de la Cadena de suministro de Hidrógeno para la F.O. Utilidades .....	86
Tabla 17 Síntesis de resultados de Optimización de la F.O. Potencial de Calentamiento Global .....	89
Tabla 18 Estado económico de los elementos de la Cadena de suministro de Hidrógeno para la F.O. Potencial de Calentamiento Global .....	92
Tabla 19 Resultados de optimización multicriterio .....	95
Tabla 20 Síntesis de Resultados de Optimización Multicriterio.....	97
Tabla 21 Estado económico de los componentes de la Cadena de suministro de Hidrógeno para la solución obtenida por la metodología TOPSIS .....	99
Tabla 22 Valores obtenidos de la simulación Monte Carlo para el Costo Variable de Producción del Hidrógeno (\$/Ton de Hidrógeno).....	104
Tabla 23 Resultados del análisis de riesgo de la TIR para cada Terminal de Abastecimiento y Despacho (Escenario 1) .....	106
Tabla 24 Resultados del análisis de riesgo sobre el VPN de la inversión para cada Terminal de abastecimiento y despacho (\$) (Escenario 1) .....	107
Tabla 25 Resultados del análisis de riesgo sobre el periodo de recuperación de la inversión en cada Terminal de abastecimiento y despacho (Años) (Escenario 1).....	108
Tabla 26 Resultados del análisis de riesgo de la TIR para cada Terminal de Abastecimiento y Despacho (Escenario 2) .....	110
Tabla 27 Resultados del análisis de riesgo sobre el VPN de la inversión para cada Terminal de abastecimiento y despacho (\$) (Escenario 2) .....	111
Tabla 28 Resultados del análisis de riesgo sobre el periodo de recuperación de la inversión en cada Terminal de abastecimiento y despacho (Años) (Escenario 2).....	112

## Índice de figuras

Figura 1. Estructura de la producción de energía primaria en México en 2017 (Comisión Nacional de hidrocarburos) .....	2
Figura 2 Participación del hidrógeno en la descarbonización de los principales sectores económicos (adaptado de Almaraz, 2014). .....	24
Figura 3 Procesos de transformaci[on biomasa a hidrógeno Adaptado de (Orecchini & Bocci, 2007).....	29
Figura 4 Clasificación de los principales métodos de optimización (adaptado de (De León Almaráz, 2014)) .	34
Figura 5 Metodología general de simulación (López Andrés, 2015) .....	39
Figura 6 Metodología de simulación Monte Carlo (López Andrés, 2015) .....	40
Figura 7 Ingenios azucareros de México (CONADESUCA, 2019) .....	45
Figura 8 Distribución geográfica de las TAD en México.....	48
Figura 9 Esquema de la metodología empleada .....	53
Figura 10 Estructura general del modelo de optimización .....	57
Figura 11 Módulo de producción de Hidrógeno.....	59
Figura 12 Módulo de Transporte de Hidrógeno .....	60
Figura 13 Módulo de almacenamiento de hidrógeno .....	61
Figura 14 Interfaz "Definición del Modelo" de Evolver .....	74
Figura 15 Condiciones de parada del algoritmo genético.....	75
Figura 16 Interfaz de comandos de MultiGen .....	76
Figura 17 Interfaz de definición del modelo de MultiGen .....	77
Figura 18 Interfaz de progresión del algoritmo genético en la optimización multicriterio.....	77
Figura 19 Interfaz de definición de distribuciones de probabilidad en Risk.....	80
Figura 20 Contribución al costo total del hidrógeno de cada elemento de la Cadena de suministro en la F.O. Utilidades .....	84
Figura 21 Contribución de las Actividades de la Cadena de suministros al Potencial de Calentamiento Global en la F.O. Utilidades.....	85
Figura 22 Contribución de las actividades de la cadena de suministro al costo final del hidrógeno generado en cada planta de electrólisis para la F.O. Utilidades .....	87
Figura 23 Configuración de la Cadena de Suministro de hidrógeno maximizando Utilidades .....	88
Figura 24 Contribución al costo total del hidrógeno de cada elemento de la Cadena de suministro en la F.O. Potencial de Calentamiento Global .....	90
Figura 25 Contribución de las Actividades de la Cadena de suministros al Potencial de Calentamiento Global en la F.O. Potencial de Calentamiento Global.....	91
Figura 26 Contribución de las actividades de la cadena de suministro al costo final del hidrógeno generado en cada planta de electrólisis para la F.O. Potencial de Calentamiento Global.....	93

Figura 27 Configuración de la Cadena de Suministro de hidrógeno minimizando el potencial de calentamiento global.....	94
Figura 28 Frente de Pareto resultante de la optimización multicriterio .....	96
Figura 29 Contribución al costo total del hidrógeno de cada elemento de la Cadena de suministro en la solución de optimización multicriterio .....	98
Figura 30 2Contribución de las actividades de la cadena de suministro al costo final del hidrógeno generado en cada planta de electrólisis para la solución obtenida de la optimización multicriterio .....	100
Figura 31 Configuración de la cadena de suministro obtenida en optimización multicriterio.....	101
Figura 32 Clasificación de las variables de entrada por su efecto en el valor promedio del costo variable de producción de hidrógeno (\$/Ton) .....	105
Figura 33 Constitución del costo de producción de hidrógeno.....	113
Figura 34 Constitución del costo de transporte de hidrógeno.....	114
Figura 35 Constitución del costo de almacenamiento del hidrógeno .....	114
Figura 36 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Noreste.....	138
Figura 37 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Occidente .....	138
Figura 38 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Centro .....	139
Figura 39 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Sur.....	139
Figura 40 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Golfo.....	140
Figura 41 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Noreste.....	140

## Índice de ecuaciones

Ecuación 1 Restricción de disponibilidad de MWh	64
Ecuación 2 Restricción de exclusividad tecnológica	64
Ecuación 3 Restricción de flujo de hidrógeno	65
Ecuación 4 Restricción de almacenamiento en TAR	65
Ecuación 5 Restricción de no negatividad para la variable de producción	65
Ecuación 6 Restricción de No negatividad para la variable tipo de planta de electrólisis	66
Ecuación 7 Restricción de No negatividad para la variable Flujo de Hidrógeno	66
Ecuación 8 Cálculo de la Utilidad Total del sistema	66
Ecuación 9 Cálculo de los ingresos en cada terminal t	66
Ecuación 10 Determinación del precio de venta del hidrógeno	67
Ecuación 11 Cálculo de Egresos del sistema	67
Ecuación 12 Estimación del costo de producción	67
Ecuación 13 Costo Unitario de Producción	67
Ecuación 14 Costo Variable de Producción	68
Ecuación 15 Capacidad Instalada de la Planta de electrólisis	68
Ecuación 16 Capital de Inversión de Producción	68
Ecuación 17 Costo Fijo de Producción anual	68
Ecuación 18 Costo Fijo Unitario de Producción	69
Ecuación 19 Costo de Transporte	69
Ecuación 20 Estimación del número de viajes necesarios para el transporte del hidrógeno	69
Ecuación 21 Costo de Combustible para el transporte	70
Ecuación 22 Número de Unidades de Transporte	70
Ecuación 23 Costos de Mano de Obra de Transporte	70
Ecuación 24 Costos de Mantenimiento de Transporte	70
Ecuación 25 Costo de los peajes en el transporte del Hidrógeno	71
Ecuación 26 Costo de Almacenamiento en la terminal	71
Ecuación 27 Costo Unitario de Acondicionamiento	71
Ecuación 28 Cálculo del Potencial de Calentamiento Global del sistema	71
Ecuación 29 Potencial de Calentamiento Global en la producción de hidrógeno	72
Ecuación 30 Potencial de Calentamiento Global de Transporte	72
Ecuación 31 Potencial de Calentamiento Global de Almacenamiento	72
Ecuación 32 Cálculo de la matriz normalizada	78
Ecuación 33 Asignación de peso a valores normalizados	78
Ecuación 34 Cálculo de la distancia al mejor valor ideal	79
Ecuación 35 Cálculo de la distancia al peor valor ideal	79
Ecuación 36 Cálculo de la calificación de desempeño de la alternativa de solución	79
Ecuación 37 Determinación del número de iteraciones en la simulación Monte Carlo	80
Ecuación 38 Producción de toneladas de Bagazo por Zafra	136
Ecuación 39 Horas efectivas de operación en el periodo Z	136
Ecuación 40 Combustión de bagazo por hora en cada ingenio	136
Ecuación 41 Estimación del PCI del bagazo	136
Ecuación 42 Energía por hora de bagazo	137
Ecuación 43 Flujo de vapor por hora	137
Ecuación 44 Generación de energía eléctrica en MW por hora con bagazo	137
Ecuación 45 Excedente de energía eléctrica en MW por hora	137

## Introducción

En el año 2016, la Agencia Internacional de Energía reportó una producción mundial de energía primaria de 13,760.81 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MMtep). Los países con mayor participación fueron: China, Estados Unidos, Rusia, Arabia Saudita e India, con 17.2%, 13.9%, 10.0%, 4.9% y 4.1%, respectivamente. En este ranking, México se colocó en el decimosexto puesto con 1.3% de la energía que se produce en el mundo (Subsecretaría de Planeación y transición energética, 2017). Partiendo de esta producción mundial, la utilización de crudo sobresalió con 32.5% de participación, 0.6% más que el año anterior, y el gas natural sobrepasó por primera vez los 3,000 Mtep, lo que representó el 22% de la producción total.

Por otro lado, los esfuerzos colectivos de las naciones por disminuir las emisiones y promover la sostenibilidad del sector energético provocó que la producción de energía de fuentes renovables aumentara 3.6%, mientras que el uso del carbón disminuyó 5.9% con respecto al año anterior. Esto es consecuencia de que en la actualidad existen diversas presiones de orden nacional e internacional para poder desarrollar una economía sostenible que asegure la producción energética, el crecimiento económico y el cuidado del medio ambiente. (Morales Ramos, Pérez Figueroa, Pérez Gallardo, & De León Almaraz, 2017)

En México, los hidrocarburos son la fuente principal en las actividades de generación de energía, aportando el 84.5% a la producción primaria nacional en 2017 (Figura 1). Este valor es un 11.3% menor respecto a lo observado en el año anterior. Adicionalmente, la producción de fuentes no fósiles de energía primaria aumentó su participación, pasando de 9.9% a 11.1%. Lo anterior se debe a que en la última década el interés por el uso eficiente de recursos y energía ha cobrado gran relevancia dentro del país, promoviendo la implementación de nuevas tecnologías que se aprovechan de diferentes recursos como la energía solar, eólica, nuclear y biomasa para su transformación en energía secundaria. Esta diversificación de fuentes energéticas ha sido adoptada por múltiples países, principalmente europeos, y sus resultados se reflejan en una independencia parcial de los combustibles fósiles (De León Almaráz, 2014).

La dependencia de las naciones de los combustibles fósiles, como es el caso de México, representa múltiples obstáculos para alcanzar una economía sostenible. Primeramente, los precios de los combustibles fósiles varían en cada país y cualquier interrupción en el suministro de este recurso causaría significativos incrementos en dichos precios, costos que el país se vería

obligado a cubrir por su estrecha relación con este recurso. Además, la utilización de hidrocarburos tiene grandes impactos en la salud y el medio ambiente. Durante el 2015, en México se emitieron 683 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (MtCO<sub>2</sub>e) de gases de efecto invernadero (GEI). Las principales aportaciones a estas emisiones las realizan los sectores de transporte y la industria de la energía, con valores del 25.1% y 24.1% respectivamente (Comisión Nacional de hidrocarburos). Ambos sectores operan utilizando en su mayor parte combustibles fósiles y son pilares fundamentales en el desarrollo del país, por lo que reducir la demanda de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub> son grandes desafíos.

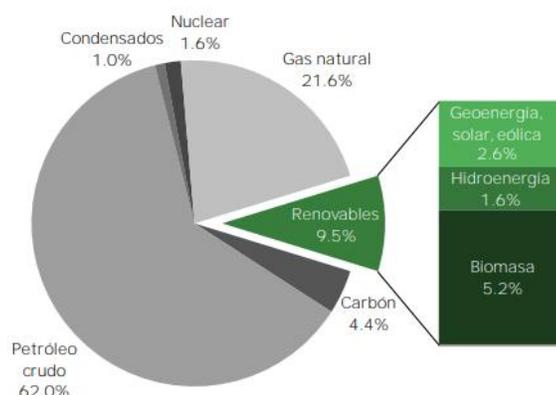


Figura 1. Estructura de la producción de energía primaria en México en 2017 (Comisión Nacional de hidrocarburos)

Las posibilidades económicas y las implicaciones geopolíticas de estos problemas han desatado la búsqueda por combustibles alternativos, como la biomasa o el hidrógeno, los estudios realizados sobre estos recursos han generado perspectivas optimistas sobre su potencial energético. El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo y, a pesar de que no se encuentra comúnmente en su estado más puro, existen diversos métodos para su obtención y aprovechamiento. La capacidad del hidrógeno para generar, almacenar y transportar energía ha forjado el término “*Economía basada en hidrógeno*”, este concepto ha sido adoptado por algunos países como una meta a mediano y largo plazo, comenzando la construcción de la infraestructura necesaria para su integración en los diversos sectores, principalmente transporte e industria.

Una de las ventajas de la utilización del hidrógeno en el sector energético es la disponibilidad de múltiples procesos de obtención, ya que este se puede generar de diversas fuentes como lo

son los combustibles fósiles o fuentes alternas. La biomasa presente en los residuos agroindustriales contiene compuestos orgánicos que pueden ser utilizados para la generación de hidrógeno a través de un amplio catálogo de procesos de los cuales es crucial seleccionar el de mayor conveniencia (Gondal & Sahir, 2013).

Los residuos agroindustriales comúnmente son desechos que no suponen ningún beneficio para la empresa, por lo que su aprovechamiento resulta ser sumamente conveniente en ámbitos económicos y ambientales. Por lo anterior, la utilización de residuos agroindustriales para generar hidrógeno puede ser una alternativa para el aprovechamiento de estos recursos mediante la conformación de sistemas sostenibles y renovables que minimizan las emisiones de agentes contaminantes y de los cuales es posible obtener energía eléctrica o calorífica constante, ofreciendo autonomía energética a estos negocios a un precio cada vez más accesible.

La aplicación las tecnologías necesarias para el aprovechamiento energético de los recursos renovables de manera eficiente requiere de una visión integral cuyo alcance englobe la evaluación de múltiples factores para la toma de decisiones a diversas escalas. La administración de la cadena de suministros de hidrógeno es un conjunto de acciones enfocadas al diseño, despliegue y operación de las actividades relacionadas con la obtención de hidrógeno para fines energéticos. Es imprescindible que estas acciones se realicen bajo un enfoque de optimización multicriterio en donde sea posible evaluar los beneficios económicos y ambientales que aporta esta tecnología, entre otros.

El análisis y diseño óptimo de la cadena de suministros de hidrógeno bajo incertidumbre requieren de un conjunto de metodologías que permiten representar satisfactoriamente el sistema en estudio. El reforzamiento de un modelo matemático de la cadena de suministro utilizando distribuciones de probabilidad para representar la incertidumbre es una aproximación cuya aplicación ha sido probada con éxito en el estudio de sistemas con características similares. El planteamiento del problema como una aproximación de programación lineal permite la subsecuente optimización del sistema. La herramienta de inteligencia artificial denominada algoritmos genéticos se ha aplicado con éxito para obtener diseños óptimos de las cadenas de suministro, gracias a su capacidad de encontrar múltiples soluciones óptimas considerando aspectos contradictorios (Kim & Kim, 2016).

Por lo antes mencionado, el presente estudio pretende aportar el diseño óptimo de una cadena de suministro de hidrógeno generado a partir de residuos agroindustriales, generados de las actividades productivas de múltiples ingenios azucareros Mexicanos, evaluando la factibilidad técnica, económica y ambiental de la implementación de esta tecnología en un sistema con estas características particulares; lo anterior con la intención de promover desarrollar y aprovechar el uso de energías generadas de fuentes alternas que impulsen la autonomía energética de México y minimicen el impacto al medio ambiente en comparación con las tecnologías actuales.

## Planteamiento del problema

Durante el año 2017, el consumo de energía en México superó el 31.6% a la producción de energía primaria y, al cierre de este mismo año, nuestro país presentó un índice de independencia energética equivalente a 0.76. Es decir, se produjo 24% menos energía de la que se puso a disposición para las diversas actividades de consumo dentro del territorio nacional. En el transcurso de los últimos diez años, este índice de independencia energética disminuyó a una tasa promedio anual de 5.0% (Comisión Nacional de hidrocarburos).

Del total de la energía consumida en México, el transporte representa el 44%, seguido de la industria con el 35%. En este último sector se utilizan principalmente el gas seco, la electricidad y el carbón como fuentes energéticas, aportando el 36.4%, 30.2% y 12.7% respectivamente. Esta situación genera un alto consumo de combustibles fósiles y una elevada emisión de Gases de Efecto Invernadero. La gravedad de esta situación ha provocado un estado de alerta por contingencia ambiental en algunas ciudades de país.

La utilización de fuentes de energía renovables representa una posible solución para satisfacer el déficit energético en México y, a su vez, una alternativa limpia que opta por minimizar el impacto ambiental generado. Pero la implementación de estas tecnologías aún enfrenta múltiples desafíos para poder desplazar a los métodos de producción de energía convencionales. El principal obstáculo que se presenta involucra el aspecto económico, ya que la falta de infraestructura podría llevar a pensar en grandes cantidades de inversión necesaria, sin evaluar el beneficio a mediano y largo plazo. Otro factor influyente en la integración de las energías renovables en la industria y el transporte es la falta de conocimientos para la optimización del consumo energético y el aprovechamiento de los residuos industriales para obtener energía de ellos.

Existen algunas empresas que ya están realizando esfuerzos para aprovechar todos sus recursos disponibles de manera eficiente. En la región central de Veracruz un conjunto de empresas de la agroindustria se ha propuesto generar una red para el aprovechamiento de sus residuos, principalmente biomasa compuesta de desechos avícolas y azucareros, para la generación de energía. La biomasa es usada como combustible sólido o procesada en biodigestores para generar una mezcla de gases de los cuales se busca obtener biogás con altas concentraciones de

metano superiores al 75%, principalmente. El metano es utilizado como fuente de combustible para generadores de electricidad y de vapor. Desafortunadamente, la combustión del metano presenta dos grandes desventajas: la baja eficiencia energética (alrededor del 30%) y la generación de CO<sub>2</sub> como subproducto.

Por las diferentes situaciones antes mencionadas, surge la necesidad de contar con estrategias que integren tecnologías para el aprovechamiento energético de los recursos disponibles de manera eficiente, mediante la creación y gestión de sistemas de generación, almacenamiento y distribución de energía optimizados para poder ofrecer precios atractivos para los inversionistas, a la vez que se minimice su impacto ambiental, siendo el hidrógeno una de las alternativas más prometedoras.

El alcance del presente estudio está delimitado a la planeación estratégica de la cadena de suministro (CS) y a la estimación del costo de producción del Hidrógeno como fuente de energía. El costo del hidrógeno a partir de biomasa depende principalmente de las interacciones entre la economía de escala en las instalaciones de producción y los costos relacionados con la recolección de la materia prima y la distribución del hidrógeno. Para obtener un mejor panorama del diseño de una cadena de suministros de hidrógeno, algunas preguntas deberán de ser contestadas.

- ¿Cuáles son los costos de cada componente de la cadena de suministros y como estos costos dependen de la escala de producción y la distancia de distribución?
- ¿Cómo están distribuidas la demanda de hidrógeno y la oferta de biomasa en la región?
- Y finalmente, dada la demanda de hidrógeno y la distribución del suministro de biomasa, ¿Cuál es la cadena de suministro de hidrógeno de menor costo?
  - ¿En dónde se ubicarán las instalaciones de producción?
  - ¿Qué capacidad tendrán las instalaciones de producción?
  - ¿Qué puntos de suministro de biomasa debe abastecer a cada punto de producción?
  - ¿Qué puntos de demanda de hidrógeno serán abastecidos por las instalaciones de producción y de qué manera será suministrado el hidrógeno?

## Justificación

La transición energética parece ser inminente, cada año se suman nuevos esfuerzos para el desarrollo de fuentes alternativas de energía y su integración a los distintos sectores sociales y productivos. Múltiples países alrededor del mundo han decidido seguir esta corriente por los bastos beneficios que aporta, principalmente en países de Europa y Sudamérica como es el caso de Islandia o Uruguay en donde su producción de energía de fuentes no fósiles supera el 87% y 59% respectivamente. Optar por la diversificación de fuentes de energía propicia la economía sostenible y disminuye el impacto ambiental.

El hidrógeno es un elemento cuyas propiedades energéticas son prometedoras para el futuro cercano. En la actualidad, el diseño y optimización de las cadenas de suministro de hidrógeno son tópicos de interés para los centros de investigación europeos, asiáticos y norte americanos, entre otros. Países como Francia y España ya han comenzado a desarrollar proyectos de infraestructura para la generación de energía con hidrógeno obtenido de diversas fuentes. El potencial económico de este elemento para producir, transportar o almacenar energía se estima de tal forma que surge el concepto de economía basada en hidrógeno, escenarios en donde el elemento sustituye a los hidrocarburos como fuente de energía principal, disminuyendo los efectos negativos de su utilización.

Por otro lado, el aprovechamiento de los recursos disponibles y la reutilización de los desechos son acciones que impactan positivamente en el desarrollo de las organizaciones. La biomasa proveniente de los residuos agroindustriales contiene una significativa cantidad de compuestos orgánicos que son aprovechados para obtener gases como el metano y combustibles sólidos. Debido a que esta forma de aprovechamiento puede resultar poco eficiente, sin mencionar las emisiones de GEI generadas por la combustión de estos compuestos, se plantea la posibilidad de obtener hidrógeno a partir de la biomasa. En el proceso tradicional de obtención del hidrógeno, la materia prima representa un 40% del costo de producción, por lo que la utilización de residuos puede significar una reducción en este precio. Para lo anterior, es necesario evaluar diversos métodos de obtención de hidrógeno a partir de biomasa y determinar el más adecuado para cada situación en particular.

La planeación estratégica hace referencia a un horizonte a largo plazo y tiene el objetivo de identificar las decisiones estratégicas para una red de producción y definir la configuración óptima de la cadena de suministro. Además, se analiza la distribución energética, se evalúa el rendimiento económico y la emisión de elementos contaminantes. El diseño de las cadenas de suministro de hidrógeno debe ser dirigido para optimizar los criterios antes mencionados, por lo que el enfoque de optimización multicriterio es comúnmente aplicado en el desarrollo de proyectos de esta naturaleza. Adicional a lo anterior, la poca información disponible sobre estas tecnologías crea la necesidad de contar con herramientas que nos permitan representar la incertidumbre presente en diversos puntos de la cadena de suministro y poder llevar a cabo un análisis más riguroso.

# Objetivos

## Objetivo General

Desarrollar un modelo matemático optimizado por un algoritmo genético para el diseño de cadenas de suministro de hidrógeno, generado a partir de residuos agroindustriales para uso propósitos de movilidad, utilizando un enfoque multicriterio que contemple el rendimiento económico y el impacto ambiental, a partir de la evaluación de un análisis de riesgo para determinar su impacto en los indicadores de desempeño del sistema.

## Objetivos Específicos

- 1) Identificar las actividades y los componentes de la cadena de suministro de hidrógeno a partir de residuos agroindustriales mediante la revisión de la bibliografía.
- 2) Identificar la cantidad y calidad de bagazo residual disponible para la generación de hidrógeno.
- 3) Desarrollar un modelo matemático para el diseño de la cadena de suministro en presencia de incertidumbre.
- 4) Optimizar el modelo de cadena de suministro con un enfoque multicriterio.
- 5) Seleccionar el mejor diseño de la cadena de suministro para el caso de estudio considerando los aspectos económicos y ambientales.
- 6) Modelar la incertidumbre del sistema mediante simulación Montecarlo
- 7) Comparar diversos escenarios e identificar los factores de mayor impacto en los costos anuales de operación.
- 8) Evaluar la rentabilidad del proyecto mediante la estimación de parámetros económicos críticos.

## Hipótesis

Es posible producir, almacenar y distribuir energía a precios competitivos mediante el diseño óptimo de una cadena de suministro de hidrógeno generado a partir del bagazo residual de los ingenios azucareros de México, reduciendo el impacto ambiental derivado del consumo energético de las fuentes tradicionales de energía.

# Estado del Arte

## Introducción

El estado del arte aquí presentado tiene como objetivo identificar las herramientas, tecnologías, recursos y otras consideraciones importantes a tomar en cuenta en el diseño de la cadena de suministros de hidrógeno para fines energéticos. La primera sección del estado del arte está enfocada a la identificación de los componentes que conforman las cadenas de suministro de hidrógeno existentes o en proceso de planeación. Posteriormente, se analizan las fuentes que permiten identificar los procesos de producción de hidrógeno que actualmente son consideradas como rentables, tomando en cuenta su madurez tecnológica y disponibilidad en el mercado internacional, con base en la disponibilidad de los recursos considerados en este estudio para la generación del hidrógeno. Por último, se estudian diferentes enfoques de modelación para contar con un panorama amplio sobre las herramientas disponibles para la planeación y optimización de la cadena de suministro.

## Elementos que conforman la cadena de suministros

- 1) *HYDROGEN SUPPLY CHAINS Design, Deployment and Operation. Edited by Catherine Azzaro-Pantel.*

Esta obra presenta información sumamente detallada concerniente a todos los niveles de decisión en una CS de hidrógeno, exponiendo consigo diversas metodologías de estudio que han sido de gran valor para esta investigación en la identificación de los múltiples elementos que componen los procesos de producción, almacenamiento, transporte y distribución del hidrógeno. Más de 40 autores participan en la recopilación de casos de estudio variados, en los cuales se expone la metodología empleada para la evaluación de los factores críticos de las cadenas, aportando herramientas diversas que permiten diseñar sistemas complejos utilizando bases matemáticas y de optimización. La información contenida en este libro expone además múltiples enfoques de planeación de la CS, y las vías de evaluación de los factores económicos, ambientales y de riesgo, entre otros, que deben considerarse para análisis riguroso.

- 2) ***Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development.*** Seyed Ehsan Hosseini, Mazlan Abdul Wahid (*Renewable and sustainable Energy Reviews* 2016).

El trabajo presenta una revisión de las del estado del arte de las tecnologías de producción de hidrógeno utilizando recursos energéticos renovables y sostenibles. Se determina que el hidrógeno obtenido por gasificación de biomasa en agua supercrítica (SCWG por sus siglas en inglés) es el proceso termoquímico con una mejor relación de Costo-Beneficio. En este proceso, es posible utilizar biomasa con mucha humedad sin altos costos en procesos de secado. En el SCWG, el hidrógeno es producido en altas presiones, por lo que pequeñas cantidades de energía son requeridas para presurizar el hidrógeno en los tanques de almacenamiento. La formación de alquitrán y otros subproductos decrece drásticamente en SCWG de biomasa.

- 3) ***Strategic design of hydrogen infrastructure considering cost and safety using multi-objective optimization*** Jiyong Kim, Il Moon (*International Journal of Hydrogen Energy* 33, 2008).

Este estudio presenta un método para el diseño de infraestructura para un sistema de hidrógeno incluyendo la producción, el almacenamiento y la transportación del producto. Se generó un modelo genérico basado en optimización para soportar la toma de decisiones en el diseño de la cadena de suministros de hidrógeno. El diseño de la red esta formulado como un problema de programación lineal entera mixta (MILP) para identificar la configuración óptima de la cadena de suministro a partir de varias alternativas. El objetivo fue considerar no solo a la eficiencia de los costos, sino también la seguridad. Dado que estos dos aspectos son contradictorios, se requirieron técnicas de optimización multiobjetivo para establecer las soluciones óptimas que pudieran usarse en la toma de decisiones. Con el modelo, los efectos de la incertidumbre en la demanda también pueden ser analizados, comparando las soluciones determinísticas y estocásticas.

- 4) ***Design and operation of a stochastic hydrogen supply chain network under demand uncertainty.*** A. Almansoori, N. Shah (*International Journal of hydrogen energy* 37, 2012).

La investigación analizada hace énfasis en señalar los desafíos del diseño de las cadenas de suministro de hidrógeno debido a tres factores principales: la presencia de diversos eslabones en la cadena de suministros, el alto nivel de interacciones entre los componentes de la cadena de suministro y sus subsistemas, y la incertidumbre en la demanda del hidrógeno. En este trabajo se integró la creciente incertidumbre en la variación de la demanda de hidrógeno al largo plazo, a un modelo genérico de optimización previamente construido, utilizando una aproximación basada en escenarios. El modelo agrega un eslabón extra a la cadena considerando estaciones de reabastecimiento de combustible y distribución local del hidrógeno. Los resultados muestran que la estrategia para las futuras cadenas de suministro de hidrógeno es de cierto modo similares a la ya existente infraestructura dedicada a los hidrocarburos, en términos de producción, distribución y almacenamiento. Para ambos casos, la solución más factible es la producción centralizada con distribución a través de automóviles e instalaciones de almacenamiento pequeñas o medianas. El desempeño del modelo fue evaluado utilizando análisis de sensibilidad y de riesgo.

### **Producción de hidrógeno**

- 5) *An overview of hydrogen production from biomass.* Meng Ni, Dennis Y.C. Leung, Michael K.H. Leung, K. Sumathy (*Fuel Processing Technology* 87, 2006).

Esta investigación lleva a cabo la revisión de literatura perteneciente al ámbito de la producción de hidrógeno utilizando diferentes tipos de biomasa y en diferentes procesos. Se señalan las ventajas de la utilización de la biomasa como fuente de obtención de H<sub>2</sub>, destacando por ser abundante, limpia y renovable. Se establece que existen procesos termoquímicos (Pirólisis y gasificación) y biológicos (biofotólisis, reacción de intercambio de gas-agua y fermentación) alternativos que pueden ser fácilmente aplicados para la producción de hidrógeno. Se determina que el proceso de pirólisis termodinámica y la gasificación del hidrógeno son métodos de producción económicamente viables, y serán competitivos con el método convencional de reformación de gas. Además, se establece que la fermentación oscura biológica es un método prometedor de producción de hidrógeno para uso comercial.

- 6) ***Factibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno a partir de lodos del tratamiento de agua y otros desechos.*** Sergio Juárez-Hernández, Alejandra Castro-González (Tecnología y ciencia del Agua, 2013).

Se evaluó la factibilidad técnica, ambiental, económica y financiera de la implementación del proceso de fermentación oscura para la obtención de hidrógeno utilizando lodos de aguas residuales y otros desechos orgánicos generados en la UNAM, con la intención de utilizar el hidrógeno en la celda de combustible de un automóvil híbrido. Se determinó la cantidad de residuos disponible y se estimó la producción de hidrógeno con la pureza deseada. Se llevó a cabo un análisis ambiental para determinar la cantidad de CO<sub>2</sub> que se dejaba de emitir con la aplicación de este proyecto y se determinó la inversión inicial y el horizonte de recuperación. Finalmente se llevó a cabo un análisis financiero por el método del Valor Actual Neto para determinar la factibilidad de la inversión.

- 7) ***Challenges for renewable hydrogen production from biomass*** David B. Levin, Richard Chahine (International Journal of Hydrogen Energy 35, 2010).

En este trabajo se hace referencia a la importancia de los hidrocarburos en el proceso de obtención de hidrógeno, ya que tradicionalmente se utiliza la reformación de gas natural para este fin, así como los desafíos a los que se enfrentan aquellos interesados en obtener el elemento de fuentes renovables. El hidrógeno obtenido de residuos agroindustriales ofrece la posibilidad de contribuir a la capacidad de producción con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (sin tecnologías de secuestro de CO<sub>2</sub>), incrementando la flexibilidad y mejorando la economía de la reformación distribuida o semi-centralizada. Los procesos de electrólisis, producción termo catalítica y biológica pueden ser fácilmente adaptados a la producción descentralizada de H<sub>2</sub>, evitando la necesidad de establecer infraestructura grande y costosa. Se señala que cada una de estas tecnologías enfrenta desafíos técnicos, como lo son las eficiencias de conversión, el tipo de materia prima, y la necesidad de integrar de manera segura la producción de H<sub>2</sub> con tecnologías de purificación y almacenamiento.

- 8) ***Model for biomass-based renewable hydrogen supply chain*** Irfan Ahmad Gondal, Mukhtar Hussain Sahir. (International Journal of Energy Research 2013)

Este trabajo se enfoca en el aprovechamiento de la fuerte economía agraria presente en Pakistán, lo que resulta ser una fuerte importante de biomasa. Se señala que los efectos del escenario del cambio climático desalientan al uso de la biomasa como una fuente energética de combustión. Por lo anterior, se desarrolló un modelo de hidrógeno renovable basado en biomasa como materia prima para la producción del elemento. Se determinó que el hidrógeno puede ser producido a tasas comparables con métodos convencionales como la reformación de corrientes de metano, el cual es uno de los procesos más económicos para generar H<sub>2</sub>. El modelo cuenta con una fuerte base estadística y un sistema de información geográfica actualizada para presentar resultados lógicos y precisos para una efectiva planeación energética.

9) ***Optimal design and global sensitivity analysis of biomass supply chain networks for biofuels under uncertainty.*** Jinkyung Kim, Matthew J. Realff, Jay H. Lee (*Computers and Chemical Engineering 2011*).

Se presenta un modelo para el diseño óptimo de la cadena de suministro de biomasa bajo incertidumbre, la cual se manifiesta como un gran número de parámetros probabilísticos del modelo que pueden impactar en la rentabilidad y el diseño general. El estudio de la cadena de suministro involucra la región sureste de los Estados Unidos, en donde se pretende obtener biocombustible utilizando residuos lignocelulósicos de la silvicultura. El modelo incluye la ubicación y cantidad del suministro de biomasa, ubicación y capacidad para dos tipos de procesos de conversión de combustibles, así como la logística de transportación de los recursos a los puntos de transformación y al mercado final. Se determinaron los parámetros que causan mayor variedad en la rentabilidad del proyecto y se combinaron en escenarios que son usados para encontrar un diseño a través de un programa estocástico entero mixto de dos etapas. En la primera etapa se decidió el tamaño y localización de los puntos de transformación y en la segunda etapa se decidieron los flujos de biomasa y productos en cada escenario. La función objetivo se definió como la maximización de la utilidad esperada en los diferentes escenarios. El modelo y el análisis de sensibilidad se llevó a cabo utilizando simulación Montecarlo.

**10) Optimization-based approach for strategic design and operation of a biomass-to-hydrogen supply chain.** Young-bin Woo, Seolhee Cho, Jiyong Kim, Byung Soo Kim. (*International Journal of hydrogen energy* 2016).

Se presenta un enfoque basado en la optimización del diseño y operación de una cadena de suministro renovable de hidrógeno a partir de varios tipos de biomasa. Para esto se desarrolló un modelo de optimización (programación lineal entera mixta) el cual determina las decisiones logísticas óptimas para minimizar el costo anual. Se identificaron: el diseño óptimo de la cadena de suministro y los factores que más impacto tienen sobre los costos, las operaciones logísticas que se deben tomar cuando fluctúa la disponibilidad de biomasa y la demanda de hidrógeno y la toma de decisiones estratégicas para la planeación como el capital de inversión y la planeación de importación de energía.

### **Enfoques de Modelación**

**11) Hydrogen supply chain network design: An optimization-oriented review.** Lei Li, Hervé Manier, Marie-Ange Manier. (*Renewable and sustainable energy reviews* 103, 2019).

Se hace una revisión de la literatura concerniente a la publicación de modelos para el diseño de cadenas de suministro de hidrógeno en revistas científicas. Se definieron algunos inconvenientes del proceso de diseño (como el tratamiento de la incertidumbre y problemas con la materia prima), y se identificaron aspectos faltantes en la literatura analizada, resultando en la motivación del desarrollo de una metodología comprensible para el diseño de las cadenas de suministro. Se presentan los componentes principales que componen una cadena de suministro de hidrógeno; posteriormente, los modelos son analizados y clasificados con base en sus decisiones, medidas de rendimiento, incertidumbre, metodologías de solución y otras características de los modelos. Además, se realizó un esfuerzo para completar los trabajos críticos de preparación pre-optimización, los cuales son esenciales, pero han sido ignorados en otras revisiones. Finalmente, se presenta una lista de problemas potenciales para futuras investigaciones.

**12) *Design of optimization model for a hydrogen supply chain under emission constraints – A case study of Germany.* A. Almansoori, A. Betancourt-Torcat (Energy 111, 2016).**

Esta investigación introduce una metodología para el diseño y la toma de decisiones en la producción, almacenamiento y determinación de las redes de distribución de una cadena de suministros de hidrógeno con restricciones de emisiones contaminantes. El problema fue matemáticamente representado usando un sistema *source-link* para determinar la cadena de suministro de hidrógeno más conveniente. El problema de optimización se formuló como un modelo de programación lineal entera mixta (MILP por sus siglas en inglés). Las funciones objetivo se dedicaron a la minimización del costo total de la red, considerando el capital y los costos de operación, sujetas a: el suministro, la demanda, conservación de la masa, desempeño técnico, económico y restricciones ambientales. El modelo fue usado para planear la futura red de cadenas de suministro de hidrógeno para Alemania en el año 2030 con restricción de emisiones. Los resultados de optimización mostraron que el modelo es una herramienta valiosa para la planeación de la cadena de suministros de hidrógeno óptima de una región, o país en particular.

**13) *Optimization model for the design and analysis of an integrated renewable hydrogen supply (IRHS) system: Application to Korea's hydrogen economy* Minsoo Kim, Jiyong Kim (International Journal of hydrogen energy 30, 2016).**

Se presenta una metodología para el diseño y evaluación de un sistema de suministro de hidrógeno basado en fuentes de energía renovable que incluye varios tipos de fuentes energéticas y tecnologías del hidrógeno, considerando su producción, almacenamiento y transportación. Se desarrolló un modelo multi-periodo determinístico de optimización para el sistema IRHS, utilizando una técnica de programación lineal entera mixta (MILP). El modelo propuesto optimiza la configuración y la estrategia operacional para el sistema. Se llevó a cabo una evaluación económica para identificar los parámetros que tuvieran mayor impacto en los costos anuales requeridos por la infraestructura del sistema.

**14) *Assessment of mono and multi-objective optimization to design a hydrogen supply chain*** Sofía De-León Almaraz, Catherine Azzaro-Pantel, Ludovic Montastruc, Luc Pibouleau, Oscar Baez Senties (*International Journal of Hydrogen Energy* 38, 2013)

Este trabajo se enfoca en el diseño de una cadena de suministro de hidrógeno por medio de programación lineal entera mixta, utilizada para encontrar las mejores soluciones a un problema de optimización multiobjetivo, para lo cual se consideró el costo, el potencial de calentamiento global y el riesgo en cuestiones de seguridad. Este problema fue resuelto implementando un método de  $\epsilon$ -constraint. La solución consiste en un frente de Pareto, correspondientes a diferentes estrategias de diseño en el espacio de la variable asociada. Se seleccionó el análisis M-TOPSIS para encontrar la mejor solución. El modelo se aplicó a un caso de estudio en Gran Bretaña. La optimización mono y multicriterio presentan algunas diferencias concernientes al grado de centralización de la red y la selección del tipo de energía de producción.

**15) *Hydrogen infrastructure strategic planning using multi-objective optimization*** André Hugo, Paul Rutter, Stratos Pistikopoulos, Angelo Amorelli, Giorgio Zoia (*International Journal of hydrogen Energy* 30, 2005).

En esta investigación se presenta un modelo genérico basado en optimización para la inversión estratégica a largo plazo de la planeación y diseño de las futuras cadenas de suministro de hidrógeno. Por medio de técnicas de programación lineal entera mixta (MILP), el modelo es capaz de identificar las estrategias de inversión óptimas, así como las configuraciones de la cadena de suministro para las diferentes alternativas. Los criterios de optimización fueron la inversión y el aspecto ambiental, obteniendo a la salida un conjunto de soluciones óptimas, en donde se representaban los conflictos presentes en cada una de las estrategias a seguir. Se obtuvo un modelo que puede ser rápidamente aplicado a diferentes escenarios, regiones geográficas y casos de estudio.

## **Discusión**

La literatura expuesta en la revisión del estado del arte de las CS de hidrógeno fue utilizada como eje central para la selección de la metodología empleada en este estudio, aportando en mayor medida los fundamentos técnicos, económicos y ambientales que motivan esta investigación. Se detectaron múltiples métodos de solución para el diseño de la CS, dentro de los que se ha considerado a la optimización matemática como aquella que mejor se adapta a las intenciones de este estudio, permitiendo enfocar la planeación estratégica a uno o varios criterios específicos, y favoreciendo la obtención de los indicadores clave para la evaluación del rendimiento del sistema. El análisis de incertidumbre constituye una herramienta de suma importancia que permite estimar el impacto de los criterios previamente establecidos, e identificar las áreas en las que será necesario intensificar los esfuerzos, si es que se decide adoptar al hidrógeno como un vector energético en nuestro país.

En México, la planeación de la CS de hidrógeno a partir de un modelo de optimización es poco común debido a la falta de madurez del tópico en los sectores económico, social y ambiental. Esta investigación pretende aportar una metodología que contribuya a la generación del conocimiento en esta área, que brinde herramientas y soluciones significativas a manera de guía en la búsqueda de nuevos saberes que conduzcan a una transición energética eficiente, y que proporcione fundamentos para la toma de decisiones en la dirección de las corrientes tecnológicas desarrolladas para el aprovechamiento energético. En la tabla 1, se sintetizan las principales cualidades de la bibliografía antes mencionada.

En el siguiente capítulo se describen los fundamentos teóricos sobre los que se basa el presente estudio, se expone la importancia del hidrógeno en la transición energética y los diferentes medios por los cuales es posible su producción, transporte y almacenamiento; así como las herramientas seleccionadas para el diseño de la CS, consideradas a partir del estado del arte previamente citado.

Tabla 1a. Síntesis del estado del arte

Referencia	Sistema	Enfoque	Aportación
(Azzaro-Pantel, 2018)	Múltiples casos de estudios de diversas partes del mundo.	Diseño a base de modelación matemática y métodos mixtos.	Identificación de componentes e indicadores clave en el diseño de la CS.
(Hosseini & Wahid, 2016)	Cadenas de suministro de hidrógeno a partir de múltiples fuentes de energía renovables.	Generación de hidrógeno "Verde", evaluación techno-económica.	Revisión de múltiples vías de obtención de hidrógeno mediante el aprovechamiento de recursos renovables.
(Kim & Moon, 2008)	Identificación y selección de tecnologías para la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno.	Enfoque de modelación matemática basada en optimización.	Consideración de factores económicos y de riesgo en la optimización multicriterio.
(Almansoori & Shah, 2012)	Diseño y operación de la CS de hidrógeno.	Análisis de incertidumbre en la demanda.	Integración de la evaluación de la incertidumbre presente en la demanda del hidrógeno a un modelo de optimización.
(Ni, Leung, Leung, & Sumathy, 2006)	Producción de hidrógeno a partir de biomasa.	Revisión de la literatura de distintas vías de producción de H <sub>2</sub> a partir de biomasa.	Se evalúan las ventajas y desventajas de los diversos modos de producción, su madurez tecnológica y su factibilidad técnica.
(Levin & Chahine, 2010)	Producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables.	Identificación de los desafíos de generación de hidrógeno verde.	Se establecen los indicadores clave para la producción de hidrógeno a partir de las fuentes de energía renovables.
(Ahmad, Hussain, 2013)	Generación de H <sub>2</sub> a partir de residuos de la agroindustria.	Modelo de optimización para el aprovechamiento de residuos.	Presenta un enfoque de modelación basado en optimización para la maximización del aprovechamiento de los residuos de la agroindustria en medio oriente.
(Kim, Reault, & Lee, 2011)	Sistema de generación de hidrógeno utilizando biomasa.	Optimización matemática y análisis de sensibilidad global.	Modelo para la optimización mono criterio de la CS y su posterior análisis de sensibilidad para la medición del impacto de indicadores clave en los costos del combustible.

Tabla 1b. Síntesis del estado del arte

(Woo, Cho, Kim, & Kim, 2016)	Generación de hidrógeno considerando métodos clásicos y métodos novedosos de producción de hidrógeno	Optimización matemática de la planeación estratégica.	Identificación de los indicadores clave de cada método de producción y minimización de costos mediante MIP.
(Li, Manier, & Manier, 2019)	CS de hidrógeno, planeación y operación	Revisión de la literatura para la optimización del diseño y operación de las CS de hidrógeno.	Se evalúan las ventajas y desventajas de diversos métodos de optimización y se identifican parámetros clave a tomar en cuenta en la construcción de modelos matemáticos.
(Almansoori & Betancourt-Torcat, 2016)	CS de hidrógeno generado a partir de combustibles fósiles	Optimización matemática con restricción de emisiones.	Caso de estudio en Alemania, modelo genérico de optimización mono y multicriterio.
(Kim & Kim, 2016)	CS de hidrógeno obtenido a partir de energías renovables	Integración y complementación de diversas tecnologías para el abastecimiento de la demanda de hidrógeno.	Expone los desafíos y la metodología de optimización de un modelo que integra diversas fuentes renovables para el cumplimiento de la demanda de hidrógeno, Caso de estudios <u>Korea</u> .
(De León Almaraz, Azzaro-Pantel, Montastuc, Pibouleau, & Baez Senties, 2013)	CS de hidrógeno optimizadas a través de múltiples enfoques	Evaluación de la optimización Mono y Multicriterio de la CS.	Metodología de optimización multicriterio de la CS de hidrógeno y herramientas para la selección de la solución ideal.
(Hugo, Rutter, Psitkopoulos, Amorelli, & Zota, 2005)	Infraestructura de la CS de hidrógeno y el modelo de optimización	Optimización multiobjetivo de la planeación estratégica de la CS.	Modelación mediante MIP para la optimización multicriterio de la CS, herramientas de medición de impacto de variable.

# Capítulo I.- Marco teórico

## 1. Introducción

Existen pocas aportaciones a la literatura que lleven a cabo un análisis de un sistema completo de producción y distribución de hidrógeno a partir de residuos agroindustriales en México, debido a la complejidad de modelar a detalle los elementos de la cadena de suministro. En esta revisión de la literatura, se presenta información del estado actual de los principales factores a tomar en cuenta en el diseño de una cadena de suministro de hidrógeno obtenido a partir de residuos agroindustriales, entre los que se consideran diversos procesos de obtención de hidrógeno a partir de biomasa, así como herramientas y metodologías para el diseño óptimo de las cadenas de suministro, adoptando un enfoque de optimización.

### 1.1 El hidrógeno

El hidrógeno se encuentra de manera natural en la forma de componentes químicos, más frecuentemente en agua e hidrocarburos. Es un tipo de portador de energía de alta calidad y libre de carbono. Hasta la década de los 60's, el hidrógeno era utilizado en muchos países a manera de gas para iluminación pública, así como fuente de energía para las actividades del hogar, y la idea de sistemas basados en hidrógeno fue concebida como resultado de la crisis del petróleo en los años 70's. En 2008, la producción mundial de hidrógeno fue de cerca de 700 mil millones de Nm<sup>3</sup> (50 millones de toneladas), suficiente para abastecer a más de 600 millones de vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV por sus siglas en inglés) (Azzaro-Pantel, 2018).

#### 1.1.1 Ventajas

El hidrógeno ofrece múltiples ventajas. En primer lugar, este no puede agotarse y puede ser almacenado por periodos de tiempo relativamente largos comparados con la electricidad. Un Kilogramo de hidrógeno es aproximadamente equivalente a un galón de gasolina, basado en su poder calorífico inferior. El H<sub>2</sub> puede obtenerse a partir de un gran número de fuentes primarias de energía, como el gas natural, carbón, biomasa, solar, eólica e hidráulica, contribuyendo así a una mayor seguridad y flexibilidad energética. Otra ventaja es la variedad de procesos a través del cual es posible obtener el hidrógeno, y también las opciones de distribución inherentes a la variedad de formas en que este puede ser transportado utilizando diferentes tecnologías:

hidrógeno gaseoso o licuado. Finalmente, ofrece una fácil disposición y/o reciclaje de los productos de su reacción (Li, Manier, & Manier, 2019).

### **1.1.2 Desventajas**

A pesar de sus potenciales beneficios, y los intentos previos de construir una economía basada en hidrógeno, su completa realización enfrenta un número considerable de obstáculos sociales, técnicos y económicos. El establecimiento de una nueva infraestructura de hidrógeno para los FCEV es difícil debido a que no se espera una transición eficiente de los hidrocarburos hacia el hidrógeno por las diferencias de operación entre ambos tipos de vehículos, por lo que se requieren grandes inversiones. Estos costos jugarán un gran rol en el precio final del hidrógeno (IRENA, 2018).

### **1.1.3 Costo equivalente**

Un kilogramo de hidrógeno tiene aproximadamente el mismo contenido energético que un galón de gasolina; por lo tanto, el costo del hidrógeno por kilogramo es directamente comparable con el costo de gasolina por galón. adicionalmente, se considera la posibilidad de que el hidrógeno podría percibir beneficios derivados de las políticas ambientales de la región en donde se utilice (Andrea, Sara, Luca, Giovanni, & Enrico, 2018).

### **1.1.4 Beneficio ambiental**

Para obtener una idea del potencial de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector de transporte derivado de la introducción de vehículos de hidrógeno, las emisiones de CO<sub>2</sub> del suministro de hidrógeno deberán ser comparadas en una base “*de la Fuente a la Rueda*” (e.g. las fuentes de energía, la producción, distribución y su uso como combustible, incluyendo la producción primaria, extracción, transporte, refinación y finalmente la operación del vehículo) con combustibles de gasolina/diesel convencionales. Como referencia a lo anterior y bajo el enfoque “*Del Tanque a la Rueda*”, se estimó que en el 2010 un vehículo de combustión interna en Europa generaba aproximadamente 190 g CO<sub>2</sub>/km utilizando gasolina y 165 g CO<sub>2</sub>/km utilizando diesel, mientras que los vehículos eléctricos de baterías y los de celda de combustible generaban 60 g CO<sub>2</sub>/Km y 120 g CO<sub>2</sub>/Km respectivamente. En el mismo estudio, se determinó que para el año 2050, se espera reducir la emisión de los gases de efecto invernadero (GEI) de los vehículos,

esperando alcanzar niveles de 100 y 95 g CO<sub>2</sub>/km para vehículos de gasolina Diesel, a la vez que se busca obtener 0 g CO<sub>2</sub>/km en emisiones provenientes de los vehículos eléctricos de baterías y de celda de combustible (Hosseini & Wahid, 2016).

Los Vehículos Eléctricos de Batería y los Vehículos Eléctricos de Celda de Combustible (BEV y FCEV, por sus siglas en inglés), comúnmente son considerados como de cero emisiones para la propia operación del vehículo. Sin embargo, las emisiones de GEI del ciclo de vida de los BEV y FCEV deberán medirse corriente arriba, estudiándose desde la producción de la energía o el hidrógeno empleado para la propulsión del vehículo. Por lo tanto, las emisiones provenientes de estos vehículos son completamente dependientes de la manera en que la electricidad y/o el hidrógeno es producido, junto con la eficiencia del vehículo (típicamente expresada en Watts hora por milla o km para los vehículos eléctricos de batería, y en Millas o km por kg de hidrógeno para FCEV) (De León Almaráz, 2014).

## **1.2 El hidrógeno como vector energético**

La demanda global de energía y las preocupaciones ambientales se encuentran entre las principales problemáticas del siglo XXI. Uno de los desafíos más grandes es el de satisfacer la creciente demanda de energía de formas beneficiosas y sostenibles para el ambiente. En los últimos años, se han pactado acuerdos internacionales con el objetivo de comprometer a las naciones a tomar acciones directas para reducir las emisiones contaminantes (Hugo, Rutter, Pistikopoulos, Amorelli, & Zoia, 2005).

El hidrógeno producido a partir de fuentes renovables y usado en celdas de combustible para aplicaciones tanto móviles como estacionarias se presenta como un candidato prometedor para la generación, transporte y almacenamiento de energía, a la vez que reduce las emisiones contaminantes. (Ferrero, Gamba, Lanzini, & Santarelli, 2016) Tomando en cuenta la introducción al mercado de sistemas de propulsión como los vehículos eléctricos de celdas de combustible (FCEV por sus siglas en inglés), que utilizan hidrógeno para generar energía eléctrica, es posible decir que la utilización de hidrógeno en el sector energético puede ser una alternativa para tratar problemas como el incumplimiento de la demanda energética, la calidad del aire por emisiones contaminantes y, por lo tanto, el potencial de calentamiento global.

Uno de los principales roles del hidrógeno es la descarbonización de los sectores principales de la economía. En la figura 2 se pueden observar las siete acciones identificadas por el Consejo del Hidrógeno en las cuales el elemento desempeña diferentes roles en el sector energético (Azzaro-Pantel, 2018).

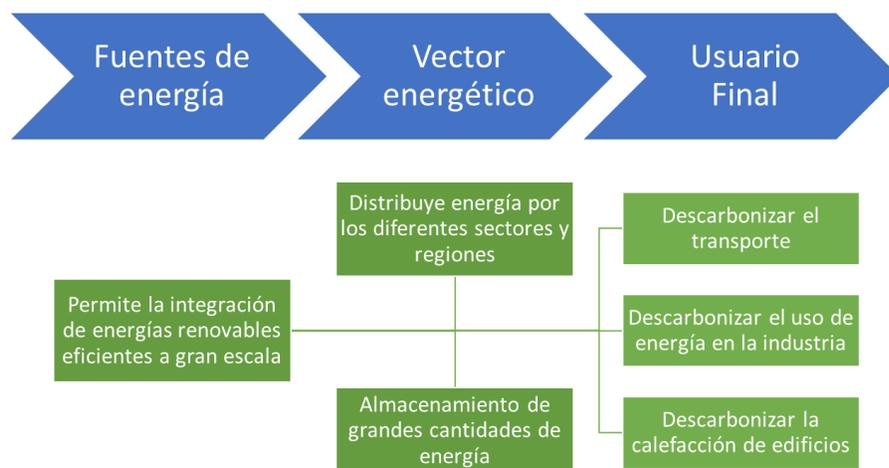


Figura 2 Participación del hidrógeno en la descarbonización de los principales sectores económicos (adaptado de Almaraz, 2014).

La utilización de hidrógeno a partir de fuentes renovables ofrece diversas ventajas, como la disminución de emisiones de partículas y Gases de efecto invernadero. La utilización de los recursos renovables además permite la generación del elemento a gran escala y aumenta la flexibilidad de su producción sin depender necesariamente de su ubicación. El hidrógeno puede mejorar la eficiencia y flexibilidad de un sistema energético de dos maneras principalmente; de primera mano, el exceso de electricidad puede ser convertido vía electrolisis en hidrógeno y este ser utilizado en otros sectores, como el transporte, industria o edificaciones (Ochoa, 2018). Adicionalmente, el hidrógeno puede ser utilizado como un medio de almacenamiento libre de carbono, gracias a su capacidad para almacenar energía por largos periodos de tiempo.

En la actualidad, los negocios en México optan por adquirir la energía eléctrica y combustibles generados a partir de combustibles fósiles y, algunos cuantos, ya han comenzado a utilizar fuentes alternas de energía. Sin embargo, la intermitencia en el proceso de obtención de energía de algunas tecnologías ha dificultado su implementación en la industria. La utilización del hidrógeno en el sector industrial puede ser una alternativa en el aprovechamiento energético de las empresas en el país, ya que puede ser obtenido de diferentes fuentes renovables como los

residuos orgánicos. Esta información resulta interesante cuando se toma en consideración que en México existe una gran cantidad de negocios dedicados al procesamiento y comercialización de productos agropecuarios, de los cuales se generan residuos agroindustriales (Ochoa, 2018). Lo anterior genera un escenario en donde las empresas pertenecientes a este sector pueden obtener hidrógeno de sus residuos orgánicos y utilizarlo como fuente generadora de energía eléctrica, ya sea estacionaria o para transporte. De esta manera es posible incrementar el aprovechamiento de los recursos con fines energéticos a la vez que se disminuyen las emisiones contaminantes (Heinzel, Vogel, & Hubner, 2002).

### **1.3 Cadena de suministro de hidrógeno**

Las abundantes fuentes de producción, junto con la variedad de métodos para su extracción, distribución y almacenamiento, hacen del hidrógeno un combustible muy prometedor tanto para países industrializados como para aquellos que aún se encuentran en vías desarrollo. Sin embargo, esta variedad de opciones convierte al desarrollo de las cadenas de suministro en una tarea desafiante pero prometedora. La administración de la cadena de suministro (SCM por sus siglas en inglés), generalmente utiliza un conjunto de enfoques para integrar de manera eficiente el suministro de energía, la producción de hidrógeno, el acondicionamiento, el almacenamiento y la distribución, para que el hidrógeno sea producido y distribuido en las cantidades adecuadas, hacia las ubicaciones correctas, y en el tiempo adecuado, a manera de minimizar el costo global de sistema mientras se satisfacen los niveles de servicio requeridos, tomando en cuenta otras restricciones (Ochoa, 2018). Una cadena de suministro se puede definir como un conjunto de entidades (organizaciones o individuos) directamente involucrados en los flujos de productos, servicios, financiamientos y/o información desde una fuente de producción en donde se genera la materia prima hasta el consumidor que dispone de la energía almacenada en el hidrógeno.

Una cadena de suministros de hidrógeno involucra:

- Múltiples eslabones, desde la selección de las fuentes de energía, la producción, almacenamiento, transportación y distribución que interactúan a lo largo de la cadena.
- Múltiples partes interesadas, que van desde la industria, la academia, el gobierno, el sector energético, etc. La transición hacia una economía de hidrógeno es una problemática global que requiere de extensa consultoría con la industria (que abarque

los múltiples eslabones de la CS de hidrógeno), el sector energético, los gobiernos locales y nacionales, la academia, organizaciones no gubernamentales y el sector financiero.

- Múltiples periodos que reflejen los procesos dinámicos desde el despliegue hasta la madurez de los sistemas, y la gradual aproximación para la construcción de la infraestructura, que podría inicialmente concentrarse alrededor de infraestructura o puntos de demanda ya existente.
- Múltiples objetivos que reflejen los pilares económico, ambiental y social para un desarrollo sustentable.
- Múltiples usuarios, incluyendo movilidad, generación de calor o aplicaciones industriales.

En el diseño de la cadena de suministros de hidrógeno, es necesario tomar en consideración múltiples elementos y características, sobre los cuales se tendrá que realizar una serie de decisiones que lleven a la configuración óptima del sistema. El objetivo primario del modelo de optimización es apoyar a la toma de decisiones para llevar a cabo inversiones estratégicas y dirigir la administración de la cadena de suministros de hidrógeno en un horizonte a largo plazo (Parker, 2007). Para esto es necesario tomar las decisiones óptimas en cuatro niveles:

- Nivel 1: Planeación estratégica de la cadena de suministros
  - Selección de materias primas
  - Localización de las tecnologías de transformación en los sitios de producción, en donde instalar cada tecnología de producción
  - Asignación de distribución de tecnologías que conecten los puntos de producción con los puntos de demanda.
- Nivel 2: Planeación de la capacidad instalada
  - Planeación de la capacidad de producción y su posible expansión
- Nivel 3: Planeación de producción
  - Estimación de que cantidad de cada fuente de energía primaria se requieren para la tecnología seleccionada y cuáles son las tasas de producción, distribución y recarga de hidrógeno para cada punto de demanda.
- Nivel 4: Evaluación de variables e interrelaciones.
  - La computación de los objetivos financieros y ecológicos
  - Optimización multiobjetivo para determinar el conjunto de soluciones factibles.

La cadena de suministros de hidrógeno propuesta en el presente trabajo consiste en cuatro componentes principales: Puntos de obtención de residuos agroindustriales, transporte y almacenamiento de materia prima, puntos de generación de hidrógeno y unidades de almacenamiento de hidrógeno.

### **1.3.1 Fuentes de hidrógeno**

El hidrógeno puede ser producido por medio de dos vías principales, ya sea de Energía a Hidrógeno (a partir de fuentes de energía nuclear o renovable, tales como hidroeléctrica, eólica, solar o geotérmica) o de Materia prima a hidrógeno directamente (a partir de biomasa o combustibles fósiles asociado con captura y almacenamiento de carbono).

Las condiciones del mercado local y la disponibilidad regional de fuentes de energía primaria tienen un gran impacto en la selección del camino que deberá tomar la cadena de suministros. Como se ha explicado anteriormente, el hidrógeno tiene el beneficio de incrementar la seguridad del suministro de combustible ya que puede ser producido a partir de diversas fuentes de energía primaria, como los combustibles fósiles (Gas natural, crudo, y carbón) y de energías renovables. Actualmente, aproximadamente el 95% del hidrógeno en el mundo es producido a partir de combustibles fósiles a través de la reformación con vapor, gasificación y procesos de oxidación parcial. De acuerdo con Murthy Konda et al. (2011), la materia prima es el componente que mayormente contribuye al costo del hidrógeno con un 40% de contribución. En la tabla 2, se muestra una recopilación de los principales parámetros en diferentes procesos de obtención de hidrógeno.

#### **Biomasa**

La biomasa es uno de los principales recursos energéticos utilizados por el hombre a lo largo de su historia. La combustión de la biomasa tradicional sigue siendo ampliamente aplicada alrededor del mundo. La madera, cosechas agrícolas, subproductos de la agricultura, residuos de animales, aguas residuales, desechos del procesamiento de alimentos, plantas acuáticas y las algas son las fuentes más importantes de biomasa, la cual es reconocida como uno de los mayores generadores de energía renovable y sostenible del mundo capaz de sustituir a los combustibles fósiles (Ehsan Hosseini & Abdul Wahid, 2016). Este recurso tendrá un rol crucial en el futuro del escenario energético global debido a sus múltiples utilidades y a su impacto

ambiental positivo. Existen diversos beneficios que surgen con la generación y utilización de bioenergías, como la restauración de tierras desgastadas, en donde se incrementa la biodiversidad, la fertilidad del suelo y la retención de agua. La bioenergía contribuye a la mitigación de la pobreza en países en desarrollo y suministra la energía requerida en cualquier momento sin mayores complicaciones en el proceso de conversión. La biomasa se puede encontrar en estado sólido, líquido (biodiesel) y gaseoso (biogás) y, cuando esta proviene de fuentes vegetales, su combustión se considera neutral en términos del balance de emisiones contaminantes.

### **1.3.2 Producción**

Las principales categorías de tecnologías de producción de hidrógeno son: (1) gasificación y pirolisis de carbón o biomasa; (2) reformación de gas natural, etanol, biomasa, o aceites residuales; y (3) electrolisis con membranas de intercambio de protones y electrolizado de óxido sólido. Dada la tecnología de producción seleccionada, la CSH puede ser clasificada como centralizada o descentralizada, dependiendo el grado de centralización, siendo así que el hidrógeno podría ser producido cerca de los sitios en donde será utilizado adoptando una producción distribuida, o en grandes instalaciones y posteriormente distribuido al usuario final.

#### **Obtención de hidrógeno a partir de Biomasa**

Existen algunos métodos para la obtención directa del hidrógeno utilizando biomasa como materia prima, a uno de estos métodos se le conoce como gasificación de biomasa, se encuentra aún en etapas de desarrollo y compite directamente con otros usos que comúnmente se da a este recurso. Existen dos maneras principales de producir hidrógeno a partir de biomasa (Orecchini & Bocci, 2007), por medios bioquímicos y por medios Termoquímicos. La figura 3, muestra una visión general de las formas de conversión de biomasa a hidrógeno.

Los métodos bioquímicos convierten la biomasa en energía por medio del uso de enzimas, hongos y microorganismos formados en la materia. En la literatura se pueden encontrar cuatro procesos para llevar a cabo esta transformación: digestión aeróbica, digestión anaeróbica, extracción de aceites y fermentación alcohólica (producción de etanol). La digestión aeróbica utiliza microorganismos aeróbicos, los cuales descomponen la materia orgánica produciendo calor, CO<sub>2</sub> y agua. Este proceso es normalmente utilizado para la depuración de aguas residuales

y no es adecuado para la producción de hidrógeno. La digestión anaeróbica produce biogás con la ayuda de bacterias en un ambiente anaeróbico, produciendo una mezcla de gas con una composición del 65-70% de CH<sub>4</sub> y 30-35% CO<sub>2</sub>. El biogás obtenido puede entonces ser usado para obtener hidrógeno a través de método de Reformado de Metano con Vapor (SMR por sus siglas en inglés) (Heinzel, Vogel, & Hubner, 2002).

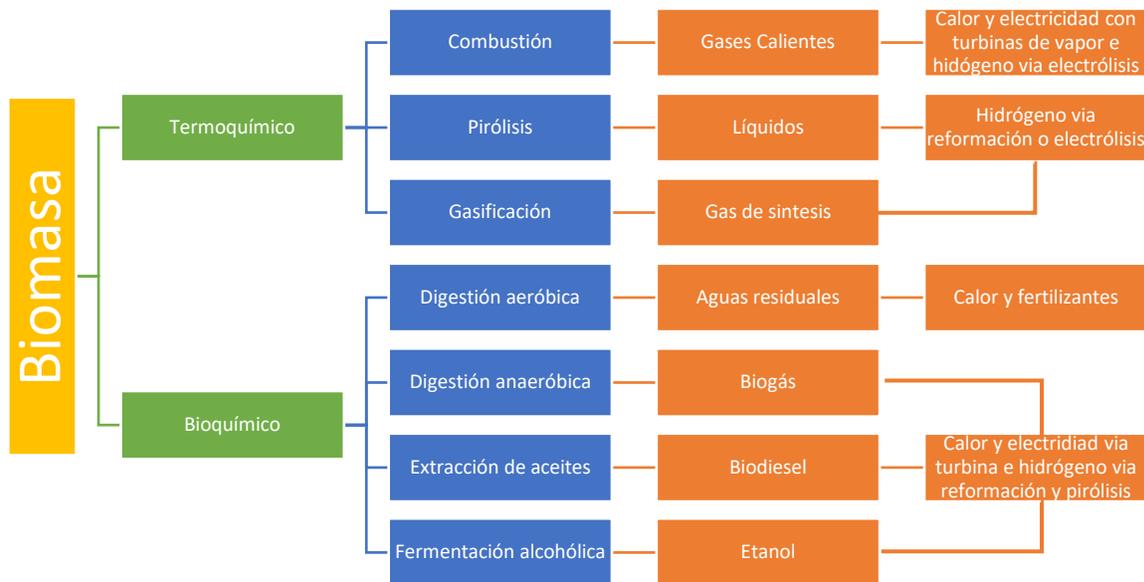


Figura 3 Procesos de transformaci[on biomasa a hidrógeno Adaptado de (Orecchini & Bocci, 2007)

Por otro lado, también es posible producir hidrógeno empleando medios termoquímicos como la combustión, que resulta en la obtención directa de calor y electricidad con turbinas de vapor, energía con la que se produce el hidrógeno vía electrólisis. Este método puede resultar muy conveniente en aquellos medios en los que se cuenta con una gran disponibilidad de biomasa con características suficientes para generar energía rentable, como lo es el sector agroindustrial, en el que comúnmente se cuenta con grandes cantidades de biomasa residual que puede aprovecharse para la generación de energía a precios competitivos dado el bajo precio de la materia prima (Hosseini & Wahid, 2016).

El presente estudio se lleva a cabo considerando el medio de la agroindustria azucarera en México, del cual año con año son generadas miles de toneladas de biomasa en forma de residuos conformados por el bagazo y otros elementos de la caña de azúcar. En algunos puntos del país, estos residuos son aprovechados para la generación de energía eléctrica mediante su combustión (Rico Contreras , 2015).

Tabla 2 Principales parámetros para la producción de hidrógeno en la CSH Adaptado de (Azzaro-Pantel, 2018)

Medios de Producción de Hidrógeno		kg CO <sub>2</sub> eq/ kg H <sub>2</sub>	Costo Capital \$/kg(día)	Costo de operación (\$/kg)	Capacidad	Energía primaria kg (H <sub>2</sub> )		
Producción centralizada	H <sub>2</sub> Líquido	Electrólisis	Eólica	1.03	4420-6421.05	4.69 – 4.59	300 – 150,000 kg/día	52.49 KWh/ kg (H <sub>2</sub> )
			Solar	6.21				
			Hidráulica	2.07				
		SMR	Nuclear	3.10				
					903M\$		10,000-960,000 kg/día	
					201.16 – 431 €/KW	1.12	1530 – 33 MW	4.02 – 3.16 kg (GN)/kg (H <sub>2</sub> )
		Gasificación de carbon		10.1	29-903M€	3.36-1.43	300 – 960,000 kg/día	
					1611 M\$		10,000-960,000 kg/día	
					462.46 – 573.37 €/KWh	1.43 \$/kg	33 – 0.7 MW	
		Gasificación de biomasa		3.10	1836M\$		10,000 – 960,000 kg/día	
			2637.55 – 4101.10 €/KWh	2.38	33 – 0.7 MW			
			575-1836 M€	3.52 – 2.15	10,000-960,000 kg/día			
Producción distribuida	H <sub>2</sub> Líquido	Electrólisis	Eólica	1.03				
			Solar	6.21	4.03-20.20 M€	6.24 – 4.94	50-2500 kg/día	52.49 KWh/kg (H <sub>2</sub> )
			Hidráulica	2.07				
	Nuclear	3.10						

\$ = Dólares Estadounidenses de 2016  
€ = Euro de 2014

### 1.3.3 Acondicionamiento y almacenamiento del hidrógeno

El hidrógeno tiene una densidad muy baja (0.08988 kg/Nm<sup>3</sup> a 273K) y puede ser almacenado de tres maneras (IRENA, 2018):

- Como gas comprimido en tanques de alta presión
- Como líquido (requiere temperaturas criogénicas por su bajo punto de ebullición a -252.8°C)
- Como sólido mediante de absorción o reacción con metales o compuestos químicos

Actualmente, se han alcanzado las limitaciones físicas de la densidad de almacenamiento del hidrógeno gaseoso y líquido, mientras que aún existe potencial en el desarrollo de materiales sólidos para almacenamiento de hidrógeno. El diseño de tanques compactos, ligeros, seguros y baratos es crucial para hacer al hidrógeno particularmente atractivo con respecto a la electricidad. En la tabla 3, se exponen los parámetros principales para el almacenamiento de hidrógeno en la CS.

Tabla 3 Parámetros principales para el almacenamiento de Hidrógeno en la CS adaptado de (Azzaro-Pantel, 2018)

Medios de almacenamiento	kg CO <sub>2</sub> eq/Kg (H <sub>2</sub> )	Costo de Capital	Costo de Operación	Capacidad (kg)	Eficiencia kWh/kg (H <sub>2</sub> )
H <sub>2</sub> Líquido	0.704	106 M€	0.0043 €/(kg/día)	540,000	8.42
		0.802 – 122 M€	0.064 – 0.005 \$/(kg/día)	50- 540,000	
		122M\$	0.005 \$/kg	10,000-540,000	
H <sub>2</sub> Gaseoso	0.349	1645 M€	0.066 €/(kg/día)	540,000	4.17
		1894 M\$	0.076 \$/kg	10,000-540,000	

\$ = Dólares Estadounidenses de 2016  
 € = Euro de 2014

### 1.3.4 Transporte y distribución de hidrógeno

Conceptualmente, el transporte de hidrógeno está dividido en dos partes: transmisión y distribución. La transmisión se refiere al transporte de H<sub>2</sub> desde una planta de producción hacia regiones geográficas en donde no existen unidades de producción, y la distribución hace referencia al transporte de H<sub>2</sub> a las estaciones de abastecimiento de combustible desde una planta o una central de acondicionamiento dentro de una misma región.

Existen varios métodos para transportar hidrógeno, pero la elección de estos y del estado del producto dependerá mayormente de las características geográficas y de mercado de la zona en donde el transporte ocurre (penetración de mercado, densidad poblacional, demanda, estado de los caminos, y la infraestructura disponible) (Konda, Shah, & Brandon, 2011). El hidrógeno puede ser transportado en estado líquido o gaseoso. El hidrógeno gaseoso es transportado en tuberías a alta presión o por Camión Pipa. Mientras que, en estado líquido, el hidrógeno puede transportarse en camión cisterna. En la tabla 4, se presentan los parámetros principales para algunos modos de transporte de hidrógeno.

El almacenamiento de hidrógeno, junto con su distribución, son elementos fundamentales asociados con la aceptación en el uso del H<sub>2</sub>. Ambas tecnologías representan factores limitantes, en el presente y futuro, para el despliegue del hidrógeno en el sistema energético.

Tabla 4 Principales parámetros para el transporte de hidrógeno adaptado de (Azzaro-Pantel, 2018)

Medios de transporte		G CO <sub>2</sub> eq/ton métrica/km	Costo de Capital (€)	Costo de Operación	Capacidad (kg/día)	Velocidad promedio (km/h)	Tiempo de carga y descarga (h)	Eficiencia de combustible (km/L)
H <sub>2</sub> L	Carretera	62	434,236	40.56 €/h	4,082-960,000	55	2	3.58
	Ferrocarril		434,236	23.62 €/h	9,072-960,000	45	12	10.13
	Embarcación			0.001115 €/h/Kg	4,082-960,000	16	48	18.75
H <sub>2</sub> G	Carretera		217,118	40.56 €/h	181 – 960,000	55	2	3.58
	Ferrocarril		260,541	23.62 €/h	454 – 960,000	45	12	10.13
	Tubería		708,673 €/km	0.05767 €/h/kg	10 – 960,000			

€ = Euro de 2014

#### 1.4 Métodos y herramientas para el diseño de cadenas de suministro de hidrógeno

En esta sección se presentan algunos métodos y herramientas utilizados en el diseño de cadenas de suministro de hidrógeno, y cuya relevancia principal radica en la correcta selección de la estrategia de optimización para los enfoques mono y multiobjetivo, así como de los métodos de apoyo a la decisión para encontrar una solución conveniente entre aquellas obtenidas en el frente de Pareto, a partir de su frontera de soluciones. La utilización consecutiva de la optimización y de las técnicas de toma de decisiones puede determinar el tipo, la cantidad y capacidad de las

plantas de producción, almacenamiento y unidades de transporte dentro de la disposición territorial (Azzaro-Pantel, 2018).

Esta investigación contempla el análisis y diseño de CSH para uso energético en un horizonte de tiempo al año 2030 a una escala nacional y regional con dos indicadores de rendimiento: utilidad generada e impacto ambiental. Las decisiones que se tomarán en este modelo serán las siguientes: ¿Cuál es el mejor lugar para construir las instalaciones de producción de hidrógeno?, ¿De qué tamaño deben ser estas instalaciones?, ¿De dónde obtiene la materia prima cada instalación?, ¿Qué tipo de fuentes de energía y tecnologías de producción constituyen la mejor selección? Estas preguntas deberán ser respondidas considerando simultáneamente los criterios anteriormente mencionados. El objetivo final de esta investigación será el de desarrollar un prototipo a modo de guía en la toma de decisiones estratégicas para el posicionamiento del combustible de hidrógeno en el mercado, y la solución de mayor rentabilidad económica.

En el diseño de CSH, la definición de la estructura básica es el fundamento para una modelación que permita cuantificar, visualizar y simular diferentes escenarios. Las CS de hidrógeno pueden ser modeladas de acuerdo con diferentes perspectivas, de tal manera que es posible distinguir entre un modelo conceptual, de operación, matemático o gráfico (Prawda Witenberg, 2004). Existen diferentes enfoques que pueden ser abordados con el fin de elegir los métodos a utilizar en el problema antes mencionado, y que justifican a aquellos seleccionados para ser utilizados en el presente escrito, permitiendo establecer los lineamientos para las elecciones metodológicas que surgen como las mejores opciones de estrategias de solución.

Una de las estrategias comúnmente utilizadas en el diseño de cadenas de suministro de hidrógeno es la de desarrollar un modelo matemático de optimización que permita distribuir los recursos de manera óptima y evaluar el rendimiento del sistema a través de criterios de desempeño específicos, en esta sección se presentan las herramientas contempladas en el diseño de cadenas de suministro en esta investigación.

### 1.4.1 Enfoques de optimización

Algunos de los enfoques de optimización más comunes se presentan en la figura 4. Estos se pueden clasificar como de programación lineal y programación no lineal.

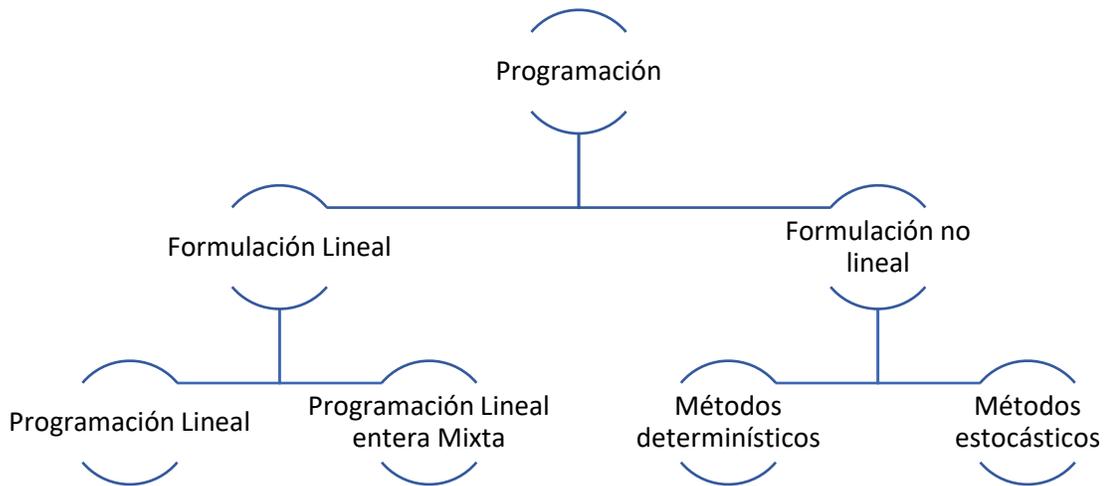


Figura 4 Clasificación de los principales métodos de optimización (adaptado de (De León Almaráz, 2014))

### 1.4.2 Programación lineal

La formulación lineal es utilizada para obtener una solución óptima a los problemas en donde las funciones matemáticas, tanto de las funciones objetivo como de las restricciones, son todas lineales (Hillier & Lieberman, 2010). Estos métodos pueden ser la programación lineal (PL) o la programación lineal entera mixta (PLEM), dependiendo el tipo de variables involucradas.

Los modelos de PL pueden ser utilizados para la disposición eficiente de recursos limitados para ciertas actividades con la intención de alcanzar una meta deseada en términos de optimización de recursos (como la maximización de ganancias o la minimización de costos). Los problemas de PL también pueden incluir variables de decisión que pueden tomar valores enteros. Cuando estas variables enteras son restringidas a variables binarias (0-1), al problema se le conoce como problema de programación entera binaria. Una variable binaria puede ser definida de tal manera que determine si invertir, o no, en una unidad de procesamiento, por ejemplo. Debido a su capacidad de capturar de forma natural las condiciones lógicas de los problemas, las

aplicaciones de modelos de PLEM se han extendido hacia áreas de planeación de inversiones, administración de la cadena de suministro y logística, planeación de la industria energética, diseño de ingeniería y programación de la producción. En el caso de contar con variables enteras y continuas, el problema es referido como de programación lineal entera mixta. (Azzaro-Pantel, 2018)

El método de la PLEM consiste en la maximización o minimización de una función objetivo, sujeta a ciertos parámetros, variables y restricciones definidas. El uso de variables enteras en general, y particularmente de variables binarias, amplían dramáticamente las capacidades de la modelación con programación lineal, permitiendo la disyunción de algunas restricciones, la integración de implicaciones lógicas y la formulación de restricciones que incorporan al modelo ciertos comportamientos no lineales de la realidad (Kim & Kim, 2016). Muchos problemas prácticos de optimización tienden a considerar un número extremadamente grande de posibles soluciones, por lo tanto, el problema puede ser clasificado como uno combinatorio.

### **1.4.3 Programación no lineal**

La programación o formulación no lineal cuenta, principalmente, con dos métodos de aproximación, ya sea el proceso determinístico o el estocástico. En los modelos determinísticos no lineales no se considera la aleatoriedad de las variables, siendo así que, con una variable de entrada definida, un algoritmo determinístico producirá un mismo tipo de respuesta (Prawda Witenberg, 2004).

La programación no lineal entera mixta (PNLEM) hace referencia a una programación matemática que por un lado contiene variables continuas y discretas, pero que también considera comportamiento no lineal en la función objetivo y en las restricciones. El uso de la PNLEM es una aproximación natural de formular problemas en donde es necesario optimizar tanto la estructura del sistema (discreta) y sus parámetros (continuos). Por lo tanto, los problemas de PNLEM presentan una mayor dificultad para su resolución, porque combinan las dificultades de sus subclases: la naturaleza combinatoria de problemas enteros mixtos y la dificultad de resolver problemas no lineales convexos y no convexos (Ochoa, 2018).

La programación estocástica es usada cuando se consideran parámetros o funciones objetivo sujetos a perturbaciones estadísticas como parte de la formulación del problema. Los modelos estocásticos pueden incorporar la incertidumbre en parámetros como la demanda, el costo, sitios potenciales, distancias y de tal manera considerar aproximaciones y escenarios probabilísticos. La metaheurística no puede garantizar el obtener un resultado óptimo. Los métodos estocásticos están divididos en técnicas de “vecinos”, en las cuales se utilizan, entre otros, algoritmos evolutivos como los algoritmos genéticos (De León Almaráz, 2014) .

#### **1.4.4 Optimización Mono y Multicriterio**

Los problemas de optimización monocriterio usualmente toman en consideración aspectos económicos como la minimización de costos. Con este enfoque se busca optimizar un solo objetivo del problema en cuestión, ofreciendo así una solución óptima sesgada y comúnmente alejada de la realidad de los problemas prácticos, en los cuales varios objetivos deben ser considerados simultáneamente.

En los problemas multicriterio, no es posible encontrar una solución óptima única, sino que se obtiene un conjunto de resultados que comprometen de formas distintas los múltiples objetivos contemplados, debido al conflicto que existe por el antagonismo de estos criterios. Este esquema de optimización es utilizado cuando existe un conflicto entre dos o más objetivos, un ejemplo de esto es cuando buscamos la configuración más rentable para una cadena de suministro que no necesariamente es aquella que ocasiona el menor daño ambiental. Debido a estas compensaciones, no existe una solución única a este tipo de problemas, sino que se genera un conjunto de posibles soluciones llamado *frente de Pareto*. Una solución perteneciente al frente de Pareto se dice que es óptima cuando no hay otras soluciones que satisfagan de mejor manera todos los objetivos simultáneamente, siendo que cualquier mejora en uno de los objetivos llevará a empeorar el resultado de al menos uno de los objetivos restantes (De León Almaraz , Azzaro-Pantel, Montastruc, Pibouleau, & Baez Senties, 2013).

### **1.4.5 Optimización de la cadena de suministro con algoritmos genéticos**

Los algoritmos genéticos (AG) nos permiten resolver problemas complejos de búsqueda y optimización, inspirados en la naturaleza y específicamente en el proceso evolutivo de los seres vivos. Estudios de optimización de procesos de producción aplican algoritmos genéticos porque están basados en un algoritmo matemático evolutivo altamente efectivo (Heinzel, Vogel, & Hubner, 2002) que buscan maximizar el valor de un sistema.

Los AG combinan la ley del más fuerte entre estructuras de cadenas con intercambio de información estructurada y aleatoria para formar un algoritmo de búsqueda, en cada generación, es creado un nuevo conjunto de elementos artificiales usando bits y utiliza los mejores resultados de las réplicas anteriores; eficientemente explotan la información histórica de cada replica para generar nuevos puntos de búsqueda con mejores resultados en cada ejecución (Li, Manier, & Manier, 2019).

### **1.4.6 Métodos de toma de decisiones multicriterio**

Una vez obtenido el conjunto de soluciones factibles derivadas de la optimización multicriterio, ahora es necesario seleccionar la que mejor responda a los objetivos del modelo. Para lograr esto, resulta conveniente emplear métodos de apoyo a la toma de decisiones que permitan identificar de manera ordenada aquellas soluciones que satisfacen de formas distintas los múltiples objetivos.

El método TOPSIS (por sus siglas en inglés *Technique for Order by Similarly to Ideal Solution*) fue desarrollado por Hwang and Yoon en 1981, como una alternativa al método *ELECTRE* y se considera como una de sus principales y más aceptadas variaciones (Azzaro-Pantel, 2018). El concepto básico de este método es que la alternativa seleccionada debe tener la distancia más corta desde la Solución Ideal Positiva (PIS por sus siglas en inglés), así como la distancia más alejada de la Solución Ideal Negativa (NIS) en un sentido geométrico. Este método es utilizado por cuatro razones principales:

- a) El método TOPSIS es racional y de fácil entendimiento
- b) Los procesos de computación se realizan de manera directa
- c) Este concepto permite la búsqueda de las mejores alternativas para cada criterio representada de forma matemática simple

d) Los pesos de importancia son incorporados en los procedimientos de comparación

### **1.5 Simulación**

La simulación se puede definir como una técnica numérica para conducir experimentos a través de cálculos computacionales. Estos experimentos comprenden relaciones matemáticas y lógicas, las cuales son necesarias para describir el comportamiento y la estructura de los sistemas complejos que se pretenden simular a través del tiempo.

La simulación comprende la modelación por computadora de sistemas reales, de los cuales se busca obtener su representación más sencilla, pero a la vez la más fiable posible. Para lograr esto, existe una metodología general de simulación que pretende ofrecer las bases suficientes para lograr una simulación acorde a la realidad. La metodología de simulación consta de 8 pasos, los cuales se muestran en la figura 5.

Según Chase (2001) la simulación se ha convertido en una herramienta estándar para los negocios de las personas que toman decisiones estratégicas. Estas estrategias de análisis pueden emprenderse antes de que el sistema real entre en operación, para ayudar en su diseño, para ver la forma de cómo el sistema podría reaccionar a los cambios en su estructura. La simulación es particularmente apropiada en situaciones en las cuales el tamaño o la complejidad del problema dificultan o hace imposible determinar o asignar valores al sistema con el uso de técnicas de optimización conocidas. La simulación también puede utilizarse en conjunto con las técnicas tradicionales de estadística, ciencias administrativas y estratégicas.

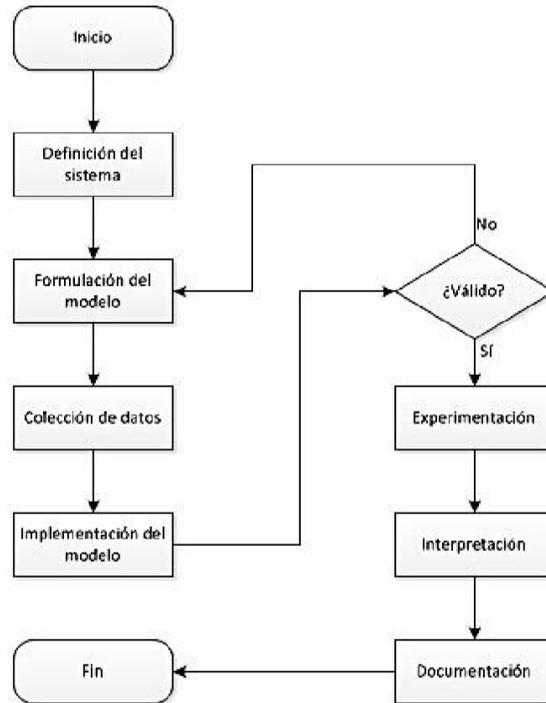


Figura 5 Metodología general de simulación (López Andrés, 2015)

### 1.5.1 Simulación Monte Carlo

La simulación Monte Carlo es una técnica que combina conceptos estadísticos (muestreo aleatorio) con la capacidad que tienen los ordenadores para generar números pseudoaleatorios y automatizar cálculos, con lo cual imita, mediante modelos matemáticos, el comportamiento aleatorio de sistemas reales. Se llamó así en referencia al Casino de Monte Carlo (Principado de Mónaco) por ser “la capital del juego de azar”, al ser la ruleta un generador simple de números aleatorios.

El método Monte Carlo proporciona soluciones aproximadas a una gran variedad de problemas matemáticos posibilitando la realización de experimentos con muestreo de números pseudoaleatorios en una computadora. El método es aplicable a cualquier tipo de problema, ya sea estocástico o determinista. A diferencia de los métodos numéricos que se basan en evaluaciones en  $N$  puntos en un espacio  $M$ -dimensional para producir una solución aproximada, el método Monte Carlo tiene un error absoluto de la estimación que decrece en virtud del

Teorema Central del Límite. Su metodología general puede ser ilustrada en tan sólo cuatro pasos (Figura 6).



Figura 6 Metodología de simulación Monte Carlo (López Andrés, 2015)

### 1.5.2 Análisis de riesgo con simulación Monte Carlo

El concepto de riesgo aparece con el reconocimiento de la incertidumbre del futuro: la incapacidad de saber qué sucederá en el futuro como consecuencia de una acción presente. El riesgo se refiere a acciones que pueden tener más de un resultado. En este sentido, toda acción es “arriesgada”, pero generalmente este término se reserva para describir situaciones en las que el rango de posibles resultados de una acción es significativo.

El riesgo se deriva de nuestra incapacidad de predecir el futuro e indica un grado de incertidumbre suficientemente importante como para que lo percibamos. Esta definición se complementa cuando algunas de las características del riesgo son mencionadas, como son:

- I. El riesgo puede ser objetivo o subjetivo.
- II. Decidir si algo es arriesgado o no requiere el uso del juicio personal.
- III. El riesgo es evitable (al no participar en las actividades que ocasionan el riesgo).

Si ya ha sido cuantificado el riesgo, es decir se han determinado los posibles resultados y las probabilidades de que ocurran éstos, es posible resumir este riesgo utilizando una distribución de probabilidad. Una distribución de probabilidad es una forma de presentar el riesgo cuantificado de una variable. En la simulación Monte Carlo es posible hacer uso de numerosas distribuciones, con las cuales es posible representar casi cualquier comportamiento (López Andrés, 2015).

Todas las distribuciones utilizan una serie de argumentos para especificar un rango de valores reales y su distribución de probabilidad. La distribución normal, por ejemplo, utiliza como argumentos una media y una desviación estándar. La media define el valor alrededor del cual se centrará la curva de campana, y la desviación estándar define el rango de valores alrededor de la media. Las distribuciones de probabilidad más comúnmente utilizadas en la simulación MC se presentan en la tabla 5, así como los parámetros requeridos por cada una de ellas.

Tabla 5 Distribuciones de probabilidad comúnmente utilizadas en simulación MC (López Andrés, 2015)

Beta (alfa1; alfa2)	Extvalue (alfa; beta)	Pearson (beta; alfa1; alfa2)
BetaGeneral (alfa1; alfa2; mín; máx)	Gamma (alfa; beta)	Pert (mín; más probable; máx)
BetaSubj (mín; más probable; media; máx)	General (mín; máx; {X1; X; ...; Xn}, {p; p2; ...; pn})	Trigen (inferior, más probable, superior, percentil inferior, percentil superior)
Binomial (n; p)	Geometric (p)	Rayleigh (beta)
Discrete ({X1; X2; ...; Xn}; {p1; p2; ...; pn})	Histogram (mín; máx; {p1; p2; ...; pn})	Student(nu)
ChiSq (v)	Hypergeo (n; D; M)	Triang (mín; más probable; máx)
Uniform ({X1; X2; ...Xn})	IntUniform (mín; máx)	Poisson (lambda)
Erf (h)	InvGauss (mu; lambda)	Uniform (mín; máx)
Erlang (m; beta)	Pareto (theta; alfa)	Weibull (alfa; beta)
Expon (beta)	Pearson (alfa; beta)	

## 1.6 Conclusión

En este capítulo se han presentado las bases teóricas que motivan la presente investigación. La recopilación de la información antes mostrada conduce a la posibilidad de considerar al hidrógeno como un vector energético conveniente para el aceleramiento de una transición energética inminente de forma efectiva. La identificación de los elementos que constituyen la cadena de suministros de hidrógeno establece la base para la estructuración del modelo de optimización y simulación.

Las herramientas consideradas en el presente estudio conllevan la integración de múltiples metodologías que permitan realizar un análisis intensivo y una planeación efectiva para el

correcto aprovechamiento de los recursos. A través de estas, se pretende medir el comportamiento de los indicadores de rendimiento que determinaran la factibilidad del despliegue de las CS de hidrógeno bajo el enfoque del aprovechamiento de los residuos de la agroindustria.

En el siguiente capítulo, se expresa la información considerada para el caso de estudios de la CS de hidrógeno generado a partir del bagazo residual proveniente de los ingenios de México. Los datos mostrados con la intención de representar el sistema con la mayor fiabilidad posible, incorporando una serie de datos económicos, geográficos y técnicos en un modelo que permite evaluar el rendimiento del sistema y la identificación de las interacciones de los elementos que lo conforman.

## Capítulo II.- Caso de estudio

### 2. Introducción

Este capítulo ofrece una descripción detallada del caso de estudio de la utilización del bagazo residual proveniente de los procesos de elaboración de azúcar estandar en ingenios azucareros en México, como materia prima en el proceso de producción de hidrógeno para ser utilizado como fuente alternativa de energía para consumo nacional. El modelo utilizado otorga soluciones al problema de seleccionar la configuración óptima y la distribución espacial de los componentes de la CS. Cada componente posee una función de costo que representa un número de consideraciones en el diseño de ese componente en particular. El modelo de optimización presentado no busca optimizar estos componentes en sí mismos, sino las combinaciones en que estos elementos pueden ser empleados para obtener un ranking de soluciones factibles basadas en los objetivos planteados.

#### 2.1. Caña de azúcar en México

La caña de azúcar, *Saccharum officinarum*, es utilizada en México principalmente para la elaboración de azúcar, a través de la extracción de los jugos de sus tallos. En el periodo de zafra 2018/19 el Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar (CONADESUCA), reportó una superficie cosechada de 805.5 miles de hectáreas, una cantidad de caña molida bruta de 57,036,700 toneladas y una producción 6.4 millones de toneladas de azúcar. El rendimiento promedio por hectárea a nivel nacional se estima en 70.81 toneladas en las hectáreas de cultivo industrializadas, destinadas para su molienda en los ingenios (CONADESUCA, 2019).

##### 2.1.1. Ingenios azucareros en México

El proceso de producción de azúcar comienza con la cosecha de la caña, misma que puede ser manual o mecánica; posteriormente, se trasladan la caña cosechada a los ingenios en donde se extrae el jugo mediante molinos que exprimen la caña, a lo largo del proceso de elaboración, existen estaciones de evaporación que van concentrando el jugo, con el propósito de reducir el contenido de humedad y obtener cristales secos libres de impurezas (Rico Contreras , 2015). Las actividades en los ingenios azucareros están divididas en dos periodos principalmente, el

periodo de zafra o molienda, que es el tiempo en el que se procesa la caña cosechada para la extracción del azúcar; y el periodo de mantenimiento que coincide con la época de lluvias, en la cual los agricultores se dedican a la siembra de la caña. En este periodo se detiene la producción en el ingenio para dar paso al desmontaje, reparación y mejoras de la fábrica, preparándose así para el siguiente periodo de molienda. La zafra 2018/19 se desarrolló en 179 días, en los cuales operaron 50 ingenios distribuidos principalmente en la zona occidental, del golfo y sur del país. En la figura 7, se muestra la distribución geográfica de los ingenios en México.

### **2.1.2. Generación y características del Bagazo**

El bagazo es un subproducto o residuo agroindustrial que se genera en los ingenios azucareros al momento de extraer el jugo de caña en los molinos, esta biomasa es comúnmente destinada para su combustión en las calderas de los ingenios para la generación de vapor, con el que se produce energía eléctrica a través de turbinas. En el periodo de zafra 2018/19 se estima que en los ingenios de México se generaron 16,052,257 toneladas de bagazo (CONADESUCA, 2019). Con esta información, se determinó que la proporción media nacional de bagazo en caña es de un orden del 28.144%. Otro dato importante sobre el bagazo resulta ser la humedad contenida en este, la cual tiene un orden del 50.45% en la media nacional, este valor es un indicador de la calidad de la biomasa, e impacta directamente en su capacidad energética.

En el presente estudio, se analizó de manera individual la información de los 50 ingenios considerados en el sexto informe estadístico del sector agroindustrial de la caña de azúcar en México, emitido por CONADESUCA, el cual otorga datos desde la zafra del periodo 2006/07 hasta la zafra 2018/2019. La cantidad disponible del bagazo es modelada como un porcentaje del total de toneladas de caña bruta molida anualmente. Tanto la cantidad de caña bruta molida como la fracción de bagazo residual y la humedad contenida en este fueron obtenidas para cada ingenio y representadas mediante distribuciones de probabilidad. En el Anexo 1 se presentan las distribuciones de probabilidad obtenidas para la modelación de generación de bagazo en cada ingenio. Adicionalmente, se determinó que el precio de venta del bagazo sería el mismo para todos los ingenios, valor que es modelado a través de su respectiva distribución de probabilidad. La proporción del bagazo disponible para generación de energía en la CS, así

como las eficiencias de transformación de bagazo en energía eléctrica, las cuales son modeladas con distribuciones de probabilidad, se obtuvieron del trabajo previamente realizado por (Rico Contreras , 2015). En la tabla 6, se muestran las variables consideradas en la modelación de la disponibilidad de los recursos.



Figura 7 Ingenios azucareros de México (CONADESUCA, 2019)

Tabla 6 Variables para la modelación de la disponibilidad del bagazo

Variable	Distribución	Unidad
Días de generación de energía en zafra con bagazo en los ingenios	Triang (155,160,179)	Días de zafra
Días de generación de energía en No Zafra con bagazo en los ingenios	Triang (30,32.82,35.65)	Días de No Zafra
Bagazo disponible para generación de energía en Zafra	Triang(52%,52.42%,52.848%)	% de Bagazo

Bagazo disponible para generación de energía en No Zafra	Triang(7%,7.33%,7.68%)	% de Bagazo
Precio de Venta del Bagazo	Triang (350,400,500)	\$/Ton de Bagazo
\$ = Pesos MXN		

## 2.2. El Hidrógeno en México

En México se encuentran instaladas 36 plantas para la generación de hidrógeno, las cuales cuentan con una capacidad instalada de 16,797 toneladas al año. De estas plantas, 25 operan con gas natural, 6 plantas operan con propano al 97% y 5 plantas operan vía electrólisis (Rivera Vargas, 2009). El presente trabajo propone la consideración de la instalación nuevas plantas de electrólisis y/o gasificación de biomasa para el abastecimiento del hidrógeno.

### 2.2.1. Demanda de hidrógeno

La estimación de la demanda de hidrógeno con fines energéticos se determinó con base en la capacidad de almacenamiento de 76 Terminales de Abastecimiento y Reparto (TAD) pertenecientes a Petróleos Mexicanos (Pemex) distribuidas a lo largo del territorio nacional, y que actualmente son utilizadas para el almacenamiento de hidrocarburos para su posterior distribución a las gasolineras para su venta al público. Se utilizó información concerniente a la proporción de utilización actual y de diseño de cada TAD para establecer la cantidad de hidrógeno que sería permisible distribuir a cada punto de demanda, esta información es presentada en el Anexo 2. Posteriormente se evaluó la cantidad de vehículos que el hidrógeno producido podía abastecer en el periodo determinado en el modelo. Un mapa de la distribución geográfica de las TAD consideradas en este análisis se presenta en la figura 8.

### 2.2.2. Producción de hidrógeno

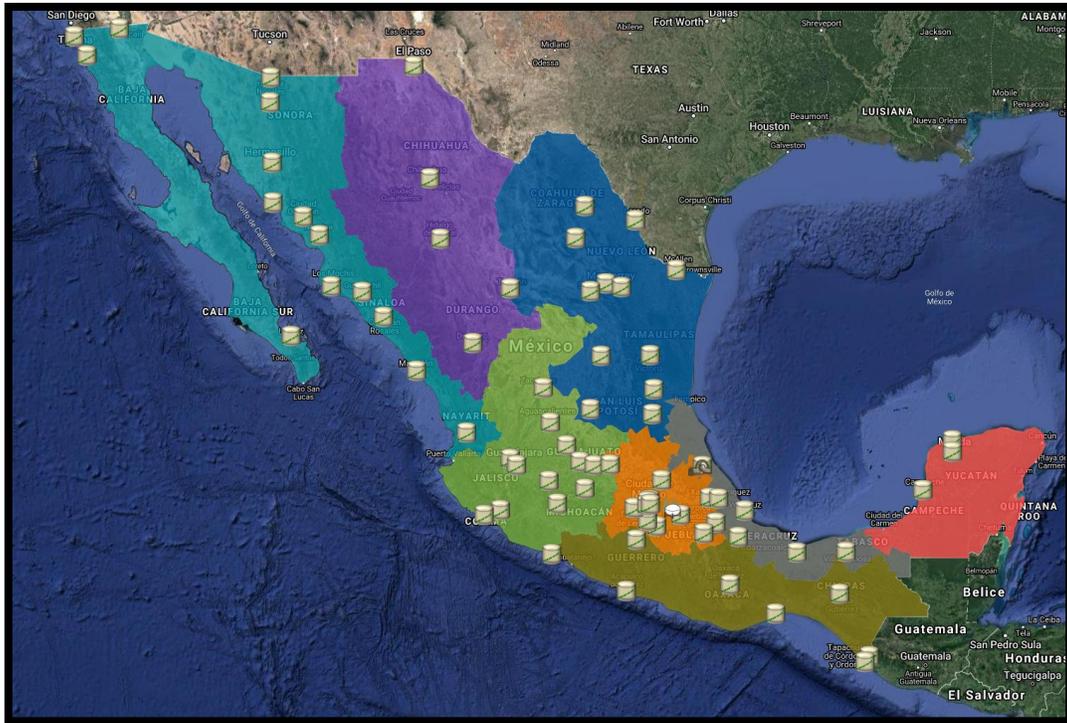
El modelo propuesto toma en cuenta dos medios principales de producción de hidrógeno a partir de la energía excedente generada a partir del bagazo en los ingenios: la electrólisis alcalina y por membrana de intercambio de protones (PEM, por sus siglas en inglés), las cuales son consideradas principalmente por su madurez tecnológica y su disponibilidad en el mercado internacional. Cada tecnología cuenta con características diferentes que pueden impactar de

manera significativa en los costos de producción de hidrógeno. La información concerniente al costo capital y de operación para cada vía productiva se expone en la tabla 7.

Tabla 7 Base de cálculo para la producción de hidrógeno

Tecnología	Alcalina	PEM	Referencia
Rendimiento (KWh/kgH <sub>2</sub> )	49	52	(IRENA, 2018)
Eficiencia (HHV)	71%	64%	
CAPEX (2030)	10,339 \$/kW	15,078 \$/kW	
O&M (%CAPEX / año)	3%	2%	
Tiempo de vida (años)	20	20	
Presión de salida	15 bar	60 bar	
Consumo de agua	9 l/kgH <sub>2</sub>		
Potencial de Calentamiento Global	0.4999 kg CO <sub>2</sub> eq / MWh		(Rico Contreras , 2015)
\$ = Pesos MXN 1€ = 21.54 MXN (media anual 2019) Inflación media anual del Euro = 1.65%			

Adicionalmente, el costo variable del hidrógeno producido vía electrólisis está altamente influenciado por los costos de electricidad y agua del medio en donde se produce. Dado lo anterior, se recopiló información concerniente a estos precios para cada región contemplada en este estudio, de acuerdo con la regionalización de las TAD. Ambos precios fueron modelados empleando distribuciones de probabilidad, con la intención de comprender el comportamiento del costo variable del hidrógeno mediante simulación Monte Carlo. Las distribuciones de probabilidad para cada precio de cada región se presentan en la figura 8.



Región	Precio de electricidad (\$/MW)	Precio del agua (\$/m <sup>3</sup> )
Noroeste	Pert(551,740,928)	Pert(3.9,8.6,11.9)
Norte	Pert(551,740,928)	Pert(3.9,8.6,11.9)
Noreste	Pert(863.3,1351,1664.6)	Pert(1.5,5.1,15.4)
Occidente	Pert(781.6,1274,1616.7)	Pert(2.74,4.98,9.37)
Centro	Pert(902.8,1419.3,1810.6)	Pert(0.814,2.31,5.016)
Sur	Pert(902.8,1419.3,1810.6)	Pert(902.8,1419.3,1810.6)
Golfo	Pert(866.4,1344,1711)	Pert(866.4,1344,1711)
Sureste	Pert(891,1392,1701)	Pert(891,1392,1701)

Figura 8 Distribución geográfica de las TAD en México

### 2.2.3. Almacenamiento de hidrógeno

Se considera el almacenamiento de hidrógeno licuado para el presente análisis, en donde se toman en cuenta diferentes escalas de almacenamiento, así como el costo de capital de las unidades de almacenamiento, costo unitario de almacenamiento y generación de GEI. La información correspondiente al almacenamiento de hidrógeno se considera en la tabla 8.

Tabla 8 Almacenamiento de hidrógeno

Escala	Mini	Pequeño	Mediano	
Capacidad mínima (kg)	50	500	10,000	(Almansoori & Betancout-Torcat, 2016)
Capacidad Máxima (kg)	500	10,000	150,000	
Costo capital incluyendo instalación (\$)	18,104,413	112,847,234	744,791,836	
Costo unitario de almacenamiento \$/ kg H <sub>2</sub>	1.43	0.722	0.225	
Tiempo de Vida (Años)	20	20	20	(Parker, 2007)
Potencial de Calentamiento Global	704 kg CO <sub>2</sub> por Ton			(De León Almaráz, 2014)
Tiempo Máximo de almacenamiento	10 días			
\$ = Pesos MXN Inflación media anual del dólar = 1.78% \$1 USD = \$19.25 MXN (media anual 2019)				

#### 2.2.4. Transporte de hidrógeno

Este trabajo emplea información geográfica del mundo real a partir de la base de datos de la Secretaría de Comunicaciones y Transporte de México para la determinación de las distancias de distribución y los costos de peaje por tránsito en las rutas seleccionadas para encontrar el diseño óptimo de la CS basada en el aprovechamiento de la energía generada con bagazo en los ingenios del país. Se propone la utilización de pipa-camión como medio de transporte, similar al actualmente utilizado para transportación terrestre de hidrocarburos en México. Se recopilaron las distancias de cada uno de los ingenios hacia cada TAD considerada, así como el costo del peaje por viaje, concerniente a una unidad de 6 ejes. Esta información es concentrada en el Anexo 3 y 4. Para el cálculo de los costos de transportación, se deberá multiplicar por 2 estos valores para obtener el costo de viaje redondo. La base para el cálculo de los costos de transportación de hidrógeno se presenta en la tabla 9.

Tabla 9 Datos de transporte de hidrógeno

Parámetro	Valor	Unidad	Referencia
Peso de la unidad	40	Ton	(De León Almaráz, 2014)
Salario del conductor	15,000	\$/Mes	(Indeed, 2020)
Economía del combustible	2.3	Km/l	(Almansoori & Betancout-Torcat, 2016)
Precio de combustible	-	-	Estimado para cada TAD
Tiempo de carga/descarga	2	Horas por viaje	(Almansoori & Betancout-Torcat, 2016)
Gastos de Mantenimiento	2.42	\$/ Km	(Mendoza Díaz, Cadena Rodríguez, & de Buen Richkarday, 2010)
Velocidad Media	67	Km/hr	
Disponibilidad	18	Horas/días	Suposición
Potencial de Calentamiento Global	62	g CO <sub>2</sub> por tonelada – Km	(De León Almaráz, 2014)
Capacidad	3500	kg / viaje	
Capacidad Mínima	3500	kg / día	Capacidad de transporte
Capacidad Máxima	-	kg / día	Cap. Max. En planta
Costo capital (camión)	2,256,927	\$/unidad (5 años)	(Parker, 2007)
Costo capital (pipa)	3,723,951	\$/unidad (20 años)	
\$ = Pesos MXN Inflación media anual del dólar = 1.78% \$1 USD = \$19.25 MXN (media anual 2019)			

### 2.2.5. Precio de venta equivalente del hidrógeno

El precio de venta del hidrógeno asignado en cada terminal de abastecimiento y despacho es estimado mediante la equivalencia del gasto que realizan los consumidores por Km recorrido en un auto de gasolina de tamaño mediano, con la intención de asignar el elemento un precio de venta competitivo con los combustibles convencionales en términos del rendimiento de transporte. La información empleada para la estimación del precio de venta se presenta en la tabla 10, complementada con la información presentada en el Anexo 2a y 2b. También se establece la distancia anual recorrida por un vehículo particular de tamaño mediano, información utilizada para estimar la capacidad de abastecimiento de vehículos particulares en cada punto de venta.

Tabla 10 Consideraciones para el cálculo del precio de venta y la capacidad de abastecimiento de vehículos particulares de tamaño mediano.

Combustible	Vehículo eléctrico de celda de combustible
Rendimiento	0.98 kg H <sub>2</sub> / 100 km
Distancia anual recorrida	15,000 km / año

### 2.3. Conclusión

La información geográfica, técnica, económica y ecológica presentada en este capítulo es utilizada para alimentar el modelo de optimización que permite determinar la configuración óptima de la cadena de suministros. Se optó por emplear datos endémicos de cada región, con la finalidad de representar lo más fielmente posible la variación que existe en los diversos costos involucrados en la producción, almacenamiento y transporte del hidrógeno, así como para la estimación del precio de venta en cada terminal.

Los datos recopilados fueron procesados hasta obtener un conjunto que permitiera modelar un comportamiento representativo de la realidad a través del software de análisis de riesgo @Risk de *Palisade*, el cual permite evaluar el impacto que generan las variables aleatorias para la integración de un análisis de incertidumbre.

En el siguiente capítulo se presenta la metodología empleada en la realización de esta investigación, en la cual se fundamenta la construcción del modelo de optimización desarrollado, y se exponen las variables en donde se utilizó la información antes mencionada.

## Capítulo III.- Metodología

### 3. Introducción

La sección 3.1 de este capítulo tiene la intención de introducir al lector a la metodología desarrollada para resolver el problema del diseño de la cadena de suministro para la producción de hidrógeno generado a partir de bagazo residual de los ingenios de México. La sección 3.2 justifica la utilización del modelo de optimización empleado y porque es una aproximación conveniente para resolver este problema. La sección 3.3 otorga una narrativa acerca del contexto en el que opera el modelo y se describen las condiciones bajo las cuales la información derivada de este sería válida. La composición estructural del modelo desarrollado se presenta en la sección 3.4. En la sección 3.5 se muestra la formulación del modelo matemático de optimización. En el apartado 3.6 se establecen los criterios considerados para obtener la solución óptima al problema planteado a través de la optimización mono y multicriterio utilizando algoritmos genéticos, empleando los softwares de optimización RiskOptimizer y Multi-Gen, respectivamente. El apartado 3.7 describe el procedimiento para la selección de la mejor alternativa de solución a partir del frente de Pareto obtenido. La metodología adoptada para llevar a cabo el análisis de riesgo e incertidumbre mediante simulación Monte Carlo el cual se detalla en el apartado 3.8 de este capítulo. Por último, en la sección 3.9 se describe el procedimiento empleado para realizar el análisis económico y determinar la rentabilidad de la inversión.

#### 3.1. Descripción de la metodología

La presente propuesta surge de la posibilidad de aprovechar el bagazo residual generado en los procesos agroindustriales de los ingenios de México para la generación de hidrógeno con fines energéticos. Para lograr lo anterior, en la figura 9 se muestra la secuencia de la metodología empleada, la cual está estructurada con el objetivo de desarrollar un modelo genérico de optimización que permita evaluar el rendimiento de futuras cadenas de suministros de hidrógeno.

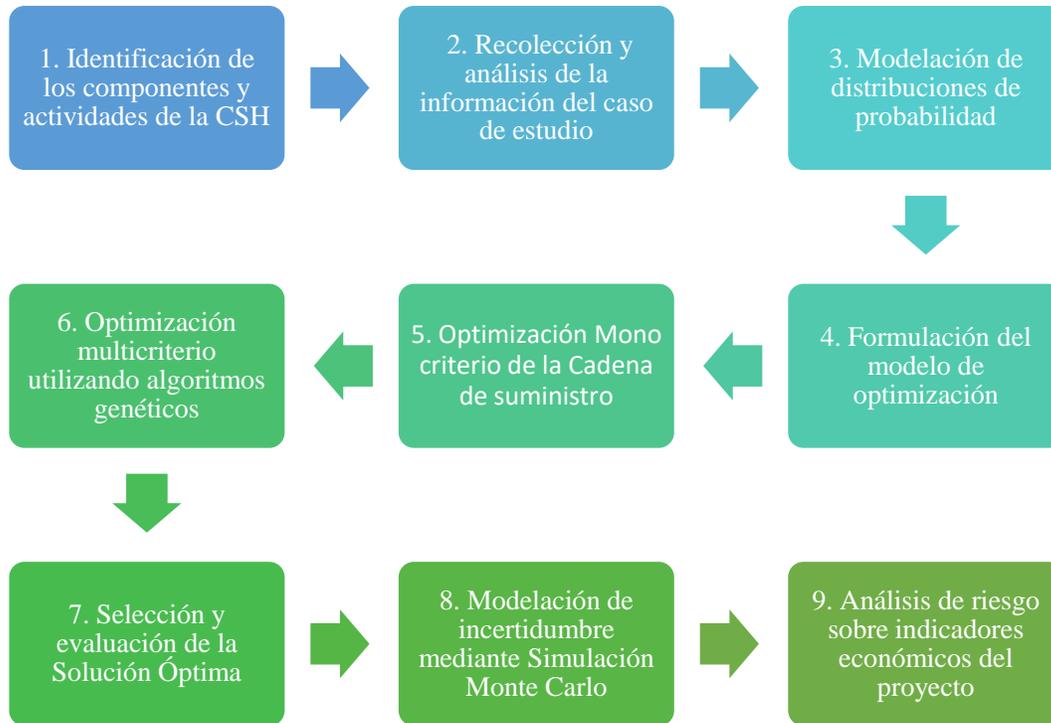


Figura 9 Esquema de la metodología empleada

**1. Identificación de los componentes y las actividades de una cadena de suministro de hidrógeno**

Como primera aproximación, se establecen los alcances del modelo de optimización, a través del cual se obtiene un conjunto de soluciones que apoyarán a la toma de decisiones durante la planeación estratégica de la cadena de suministros. Se definen los elementos que conforman una cadena de suministros de hidrógeno a través de la revisión de la literatura, considerando diferentes alternativas de producción y medios de almacenamiento y transporte.

**2. Recolección y análisis de la información del caso de estudio**

Esta etapa tiene como objetivo la definición del contexto en que se desarrolla el sistema, y la determinación de la cantidad y calidad de la biomasa disponible para la estimación de la producción potencial de hidrógeno. Se establecen los puntos estratégicos de demanda energética, y los costos operativos así como de sus instalaciones de cada elemento de la cadena de suministro.

### **3. Modelación de distribuciones de probabilidad**

A partir de los datos recolectados, se determinan las distribuciones de probabilidad más adecuadas para cada conjunto de datos, con las cuales se pretende representar la incertidumbre presente en distintos puntos de la cadena de suministros como, por ejemplo: la oferta de biomasa para la producción de hidrógeno.

### **4. Formulación del modelo de optimización**

Se propone un modelo matemático basado en optimización en donde se consideran los principales elementos a tomar en cuenta en la etapa de planeación estratégica del diseño de la cadena de suministro. Se formula un modelo de programación lineal entera mixta, considerando la maximización de utilidades y la minimización del impacto ambiental como los criterios de decisión. Las restricciones son generadas a partir de la información obtenida de la revisión de la literatura, de la estimación de la demanda energética y de la disponibilidad de los residuos agroindustriales de cada unidad industrial.

### **5. Optimización monocriterio**

El modelo obtenido es optimizado utilizando la técnica de inteligencia artificial conocida como algoritmos genéticos. Durante la optimización monocriterio se buscó la maximización de las utilidades del sistema y la minimización del Potencial de Calentamiento Global de manera independiente. La optimización Monocriterio se llevó a cabo a través del software @RiskOptimizer de *Palisade*.

### **6. Optimización Multicriterio**

Adicionalmente a la optimización de los criterios de manera independiente, se emplearon los algoritmos genéticos para obtener un conjunto de soluciones óptimas para satisfacer los dos criterios considerados simultáneamente, ofreciendo así la oportunidad de contar con múltiples opciones entre las cuales fue posible seleccionar la más conveniente para los intereses de este estudio. La optimización multicriterio se realizó utilizando el complemento de Excel llamado Multi-Gen, desarrollado en el Instituto Politécnico de Toulouse.

### **7. Evaluación y selección de la mejor solución para la planeación estratégica de la cadena de suministro**

Una vez obtenido el conjunto de soluciones óptimas, se utiliza el método de análisis de decisión multicriterio conocido como TOPSIS para seleccionar la configuración de la cadena de suministros de hidrógeno que muestra los resultados de mayor conveniencia para los objetivos establecidos.

### **8. Evaluación económica del proyecto de inversión**

Se estimaron los principales indicadores económicos de rentabilidad de la inversión considerando la tasa interna de retorno, el valor presente neto y el tiempo de recuperación de la inversión. Se evaluó el proyecto a un horizonte de 10 años considerando una TREMA del 10%.

### **9. Análisis de riesgo mediante simulación Monte Carlo**

Utilizando la información estadística de los datos presentados en el caso de estudio, se introdujo al modelo el conjunto de distribuciones de probabilidad que definen el comportamiento de las variables aleatorias del sistema consideradas en este estudio; empleando la metodología de simulación Monte Carlo y el software de simulación @Risk.

## **3.2 Enfoque de modelación**

El enfoque de la modelación empleada es el de desarrollar un modelo que maximice las utilidades y minimice la generación de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en un sistema de producción de hidrógeno generado a partir del bagazo residual de los ingenios azucareros de México. En muchos casos, este tipo de modelos otorgan los mismos resultados que un modelo de minimización de costos. Sin embargo, un modelo de maximización de beneficios presenta ciertas características que lo muestran ventajoso, con respecto a los de minimización de costos, para esta aplicación en particular.

La primera ventaja de un modelo de maximización de beneficios es la flexibilidad permitida en sus restricciones. En la minimización de costos, algunas restricciones deben ser predeterminadas que no son necesarias para la maximización de utilidades. Un ejemplo de esto es cuando se debe minimizar el costo sujeto a la completa utilización de los recursos o satisfaciendo una demanda

establecida. Estas restricciones son necesarias para prevenir que el modelo produzca una respuesta con valor de cero. Dichas restricciones tienen la desventaja de disminuir la flexibilidad del modelo. En la selección del diseño óptimo, utilizar solo una fracción de los recursos o suplir solo una porción de la demanda puede ser la mejor opción. Un modelo de maximización de beneficios evita estos problemas, permitiendo al modelo elegir cuales recursos utilizar y que demandas suplir, basado en un balance entre los costos de producción de un bien y su precio de venta.

La segunda ventaja se aprecia en la interpretación de los resultados. El enfoque de maximización de utilidades permite la generación directa de una curva de oferta para el hidrógeno proveniente de biomasa. Esta formulación basada en aspectos económicos busca contestar la pregunta sobre como el hidrógeno puede ser producido a partir de cierto recurso, reconociendo la importancia de su precio de venta para otorgar una respuesta.

Una última ventaja del modelo de maximización de ganancias es que permite que el diseño de la infraestructura responda a variantes del precio en distintos puntos de demanda. Esta característica es particularmente interesante para la modelación de la infraestructura de producción de hidrógeno cuando se obtiene una equivalencia con el precio de otras fuentes de energía utilizadas en la misma región.

### **3.3 Contexto en que se desarrolla el modelo**

El presente modelo describe el comportamiento óptimo de un sistema en estado estable de producción de hidrógeno a partir del bagazo, en el cual se modela la incertidumbre presente en aspectos como los diferentes costos de producción, distribución y almacenamiento, la disposición de la materia prima y el precio de venta del hidrógeno en los puntos de demanda. Si el hidrógeno generado a partir del bagazo residual de la industria azucarera puede ser distribuido a los puntos de demanda a un costo menor que su precio de venta, entonces será rentable para la industria energética mexicana el poder suplir dicho hidrógeno y construir la infraestructura para recolectar esas ganancias, impulsando así la transición del sistema energético nacional hacia las fuentes renovables.

La definición del modelo presentando en este estudio integra una serie de suposiciones que son tomadas como punto de partida para la estimación de los indicadores económicos y ambientales

que sustentan la toma de decisiones en la planeación estratégica de la CS. Dichos supuestos son los siguientes:

- El sistema de generación y la designación de energía para autoconsumo y para venta de energía eléctrica es uniforme en todos los ingenios.
- Se consideran los días de operación del sistema como aquellos contemplados en los periodos de Zafra y No Zafra, representados con su respectiva distribución de probabilidad.
- Se da por hecho que se cuenta con el terreno y la obra civil necesaria para la instalación de las plantas de generación y el almacenamiento de hidrógeno.

### 3.4 Estructura del modelo de optimización

El modelo desarrollado es planteado como un problema de Programación Lineal Entera Mixta, que busca la maximización de las utilidades y la minimización de generación de los kilogramos de CO2 equivalente. Su estructura está compuesta por una serie de módulos de cálculo divididos principalmente en: Producción, Transporte y Almacenamiento. En la Figura 10 se muestra la estructura general del modelo, posteriormente se describe la composición de los módulos antes mencionados.

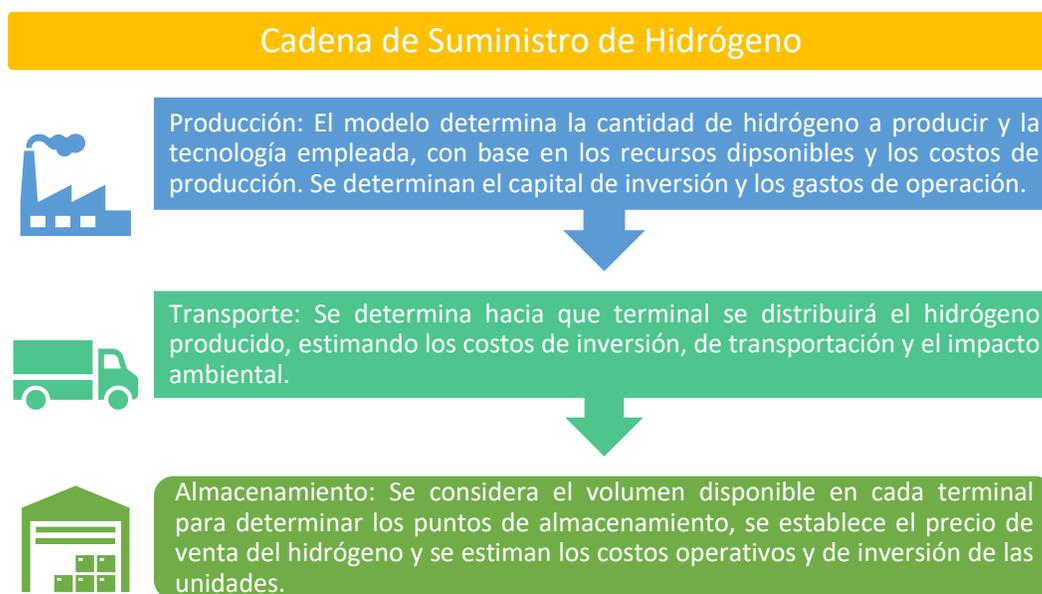


Figura 10 Estructura general del modelo de optimización

### 3.4.1 Producción de Hidrógeno

El módulo de producción de hidrógeno es aquél en el que se estima la cantidad de hidrógeno que sería conveniente producir a partir de la cantidad de energía eléctrica disponible, generada en los ingenios mediante la combustión del bagazo residual de las actividades de producción azucarera. Este módulo tiene el objetivo de estimar los costos de producción y de inversión derivados de la producción de H<sub>2</sub>, en donde se contempla la selección de la mejor tecnología de transformación y la determinación de la cantidad de hidrógeno a producir para cada ingenio.

La producción de hidrógeno está dividida en dos periodos: el periodo de zafra en donde se produce la mayor cantidad de H<sub>2</sub> debido a la gran generación de energía eléctrica sobrante que es destinada para venta, derivada de la operación intensiva de los ingenios durante esta época del año; y el periodo de no zafra, en donde la operación de los ingenios se ve disminuida por la falta de caña a procesar, por lo que la generación de energía eléctrica y su consecuente excedente para venta es en menor medida que durante el periodo de Zafra. La duración de cada periodo es modelada con su respectiva distribución de probabilidad.

El proceso de producción comienza con la determinación de las toneladas de caña bruta que serán procesadas por cada ingenio durante el periodo de zafra. Se determina la proporción del bagazo que se obtendrá del procesado de la caña y la cantidad de humedad presente en este. Este último valor se utiliza para determinar el potencial energético del bagazo. Posteriormente, se calcula la cantidad de bagazo que será utilizado para generación de vapor en la caldera durante cada periodo. La generación de vapor destinado para la generación eléctrica en cada periodo es estimada a partir de la eficiencia de la caldera y el potencial energético del bagazo, considerando también un porcentaje de tiempo muerto de operación. A partir de la cantidad de vapor generado para producción eléctrica, se calcula los MWh generados en cada periodo y se determina la proporción de esta que será destinada para venta, es decir, que puede ser utilizada para la producción de hidrógeno. La proporción de energía eléctrica destinada para venta es diferente para el periodo de Zafra y para el de no Zafra.

Una vez determinada la cantidad de energía eléctrica disponible para la producción de hidrógeno en cada ingenio durante cada periodo, el modelo de optimización evalúa la tecnología de electrólisis más conveniente para transformar dicha energía eléctrica en hidrógeno,

considerando la eficiencia, el capital de inversión y los costos fijos de operación anual para cada una. Una vez seleccionada la tecnología, se calcula el costo variable de producción considerando los precios de energía eléctrica y de agua para cada región. La figura 11 muestra un esquema del módulo de Producción de Hidrógeno.

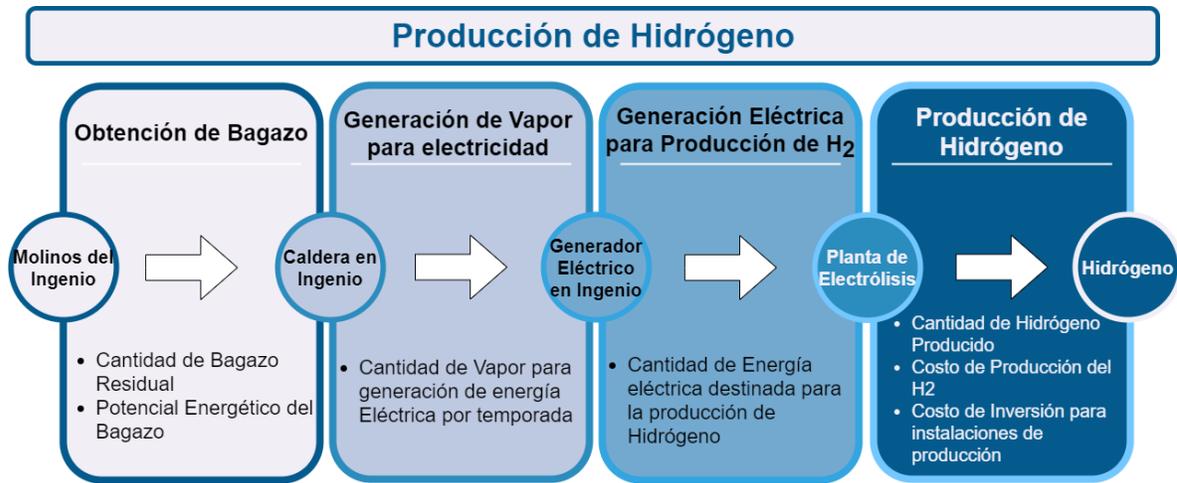


Figura 11 Módulo de producción de Hidrógeno

### 3.4.2 Transporte de Hidrógeno

El módulo de transporte se concentra en la estimación de los costos de transportación del hidrógeno producido en cada planta de electrólisis hasta su entrega en las terminales de abastecimiento y reparto de PEMEX consideradas en este análisis, y se estima la cantidad de CO<sub>2</sub> derivado de esta distribución. Para realizar esto, el modelo de optimización determina el flujo de hidrógeno en toneladas que será transportado durante el año de operación, que considera la suma de los días de Zafra y de No Zafra. Además, el modelo selecciona hacia cuál de las TAD's analizadas resulta más conveniente enviar dicho hidrógeno. En esta decisión influyen dos factores principales, que son: la distancia de envío (aspecto que impacta directamente en los costos de transporte y la generación de CO<sub>2</sub>), y el precio de venta del hidrógeno en la TAD, valor que impacta en los ingresos generados y que varía dependiendo de la TAD seleccionada para recibir esa cantidad de H<sub>2</sub>. A partir del flujo de hidrógeno determinado se calcula el número

de viajes que se deberán realizar, partiendo de la capacidad de carga del vehículo. Considerando lo anterior, e integrando en el cálculo el tiempo disponible de transporte por cada vehículo, se determina el número de vehículos que requerirán las operaciones de distribución a lo largo del año, obteniendo así el costo de inversión para el transporte. El costo de transportación se estima considerando los factores de: Consumo de combustible y costos de mantenimiento (los cuales dependen directamente de la distancia a recorrer desde la planta de electrólisis hasta la TAD), el salario del conductor anual y los costos de peaje de la ruta seleccionada. Cabe mencionar que se utilizaron distribuciones de probabilidad para la determinación de los costos de combustible en cada Terminal de almacenamiento y despacho. Las distancias y los costos de peajes son obtenidas a partir de las matrices de distancia y casetas presentadas en los anexos. Por último, se calcula la cantidad de CO<sub>2</sub> emitida por el sistema, la cual es dependiente de las distancias recorridas, factor que influye en el criterio “Potencial de Calentamiento Global”. El esquema del módulo de transporte se muestra en la figura 12.

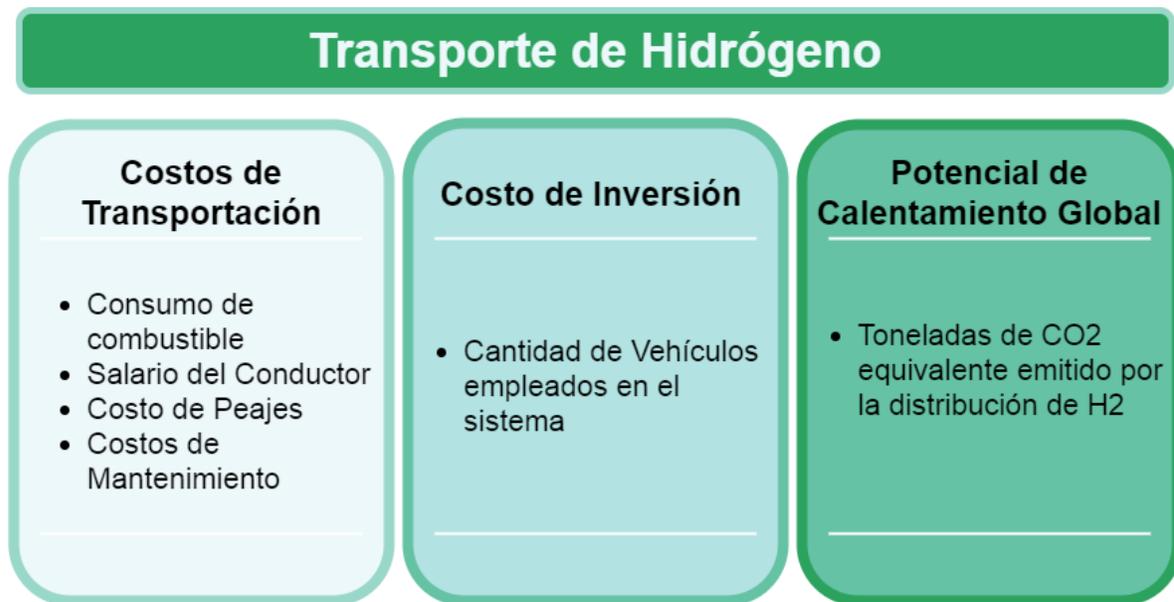


Figura 12 Módulo de Transporte de Hidrógeno

### 3.4.3 Almacenamiento de Hidrógeno

El almacenamiento del hidrógeno se realiza en las TADs seleccionadas por el modelo. En este módulo se calculan los costos de inversión de capital y de operación de las unidades de almacenamiento. El número de unidades de almacenamiento será determinado por el modelo seleccionando la cantidad de unidades de almacenamiento según el inventario máximo de H<sub>2</sub> que se podría recibir en ese lugar durante el año de operación. Dentro de los costos se consideran el acondicionamiento en donde se calcula la cantidad de energía que es requerida para la compresión del H<sub>2</sub>, y donde el precio de dicha energía depende de la región en donde esté ubicada la TAD seleccionada para almacenar la cantidad de hidrógeno a comprimir. Además, se considera el costo de almacenamiento unitario del H<sub>2</sub>, el cual deriva de los costos de operación y mantenimiento de las unidades de almacenamiento. Con los factores antes mencionados se determinan los costos de almacenamiento totales, valor que será agregado a los costos de producción y transporte para determinar el costo del hidrógeno en cada TAD. Adicionalmente, los ingresos generados en cada terminal dependerán del precio de venta de la gasolina en ese mismo punto, ya que este es utilizado como referencia para establecer el precio de venta del hidrógeno, ya que ambos fungirán como combustible para movilidad. En la figura 13.



Figura 13 Módulo de almacenamiento de hidrógeno

### 3.5 Formulación del modelo de Optimización

El modelo que se presenta en esta investigación toma como base enfoques previamente empleados, en Parker (2007) se adopta el enfoque de maximización de utilidades por las razones expuestas en la sección 3.2 de este capítulo, de Almaráz de León (2014) se emplea la consideración del criterio de Potencial de Calentamiento Global y la formulación matemática del transporte y del almacenamiento en el sistema; y de Rico Contreras (2015), del cual se incorpora el esquema de generación de energía eléctrica disponible para la producción de hidrógeno. Se realizaron modificaciones a los modelos originales con la intención de adaptar la formulación matemática a la situación estudiada en este análisis. La descripción del modelo matemático se lleva a cabo manteniendo la estructura presentada en la sección 3.4, comenzando con las restricciones utilizadas para la producción, transporte y almacenamiento; seguido de la descripción de ambas funciones objetivo.

#### 3.5.1 Variables del modelo

A continuación se definen las variables que constituyen directamente el modelo matemático de optimización:

<i>Índices</i>	<i>Descripción</i>
<i>i</i>	Ingenios
<i>p</i>	Tecnología de producción utilizada
<i>r</i>	Regiones
<i>t</i>	Terminal de Abastecimiento y Despacho (TAD)
<i>z</i>	Periodo de producción
<i>Variables</i>	
$AD_t$	Volumen de almacenamiento disponible en la terminal $t$ ( $m^3$ )
$CAlm_t$	Costo de almacenamiento en la terminal $t$ (\$/año)
$Capex_p$	Costo de capital de inversión para la planta de electrólisis $p$ (\$/MW)
$CapInst_{ip}$	Capacidad instalada de la planta $p$ en el ingenio $i$ (MW)
$CapTrans$	Capacidad del medio de transporte (Ton)
$CFP_{ip}$	Costo Fijo anual de producción en la planta $p$ en el ingenio $i$ (\$/año)
$CFUP_{ip}$	Costo Fijo Unitario de producción en la planta $p$ en el ingenio $i$ (\$/Ton)
$CGAlm$	Calentamiento Global de almacenamiento (kg de $CO_2$ eq / año)
$CGP$	Calentamiento Global de producción (kg de $CO_2$ eq / año)
$CGTrans$	Calentamiento Global de transporte (kg de $CO_2$ eq / año)
$CIP_{ip}$	Capital de Inversión de Producción (\$)
$CMant_{it}$	Costo de Mantenimiento del medio de transporte que viaja del ingenio $i$ a la terminal $t$ (\$/año)
$CMO_{it}$	Costo de mano de obra del transporte que viaja del ingenio $i$ a la terminal $t$ (\$/año)
$CPeaje_{it}$	Costo total del peaje generado por el transporte que viaja del ingenio $i$ a la terminal $t$ (\$/año)

$CProd_t$	Costo de producción del hidrógeno almacenado en la terminal t (\$/año)
$CTrans_{it}$	Costo de transporte del hidrógeno enviado del ingenio i a la terminal t (\$/año)
$CComb_{it}$	Costo del combustible empleado para el transporte del hidrógeno producido en el ingenio i hacia la terminal t (\$/año)
$CUAc_t$	Costo Unitario de acondicionamiento en la terminal t (\$/Ton)
$CUAlm$	Costo Unitario de almacenamiento en la terminal t (\$/Ton)
$CUA_p$	Consumo unitario de agua en el tipo de planta p ( $m^3$ /Ton)
$CUE_p$	Consumo unitario de electricidad en el tipo de planta p (MW/Ton)
$CUP_{ip}$	Costo unitario de Producción en la planta tipo p del ingenio i (\$/Ton)
$CVUP_{ip}$	Costo Variable unitario de producción en la planta tipo p del ingenio i (\$/Ton)
$DíasOp_z$	Días de operación en el periodo z (Días)
$d_{it}$	Distancia desde el ingenio i hasta la terminal t (Km)
$DMT$	Disponibilidad del medio de transporte (Días/año)
$EC$	Economía de combustible del medio de transporte (Km/l)
$Egresos_t$	Egresos en la terminal t (\$/año)
$EnAc$	Energía de acondicionamiento del hidrógeno (MW/Ton)
$F_{it}$	Flujo de hidrógeno del ingenio i hacia la terminal t (Ton/año)
$GM$	Gastos de mantenimiento del medio de transporte (\$/Km)
$Ingresos_t$	Ingresos generados en la terminal t (\$/año)
$NUT_{it}$	Número de Unidades de Transporte (NUT)
$Opex_p$	Proporción de los gastos de operación anual para la planta tipo p (%)
$PCasetas_{it}$	Precio de casetas para el transporte de hidrógeno desde el ingenio i hasta la terminal t (\$)
$PCG$	Potencial de calentamiento global del sistema ( $kgCO_2$ eq. / año)
$PCGAlm$	Potencial de calentamiento global del almacenamiento ( $kgCO_2$ eq. / año)
$PCGProd$	Potencial de calentamiento global de la producción ( $kgCO_2$ eq. / año)
$PCGTrans$	Potencial de calentamiento global del transporte ( $kgCO_2$ eq. / año)
$PComb_t$	Precio del combustible en la terminal t (\$/l)
$PEE_r$	Precio de energía eléctrica en la terminal t (\$/MW)
$PE_{ip}$	Planta de electrólisis del tipo p en el ingenio i
$PesoUT$	Peso de la unidad de transporte (Ton)
$PH2_{ipz}$	Producción de hidrógeno en la planta tipo p en el ingenio i durante el periodo z (Ton)
$PHMax_{ipz}$	Producción Máxima de hidrógeno en la planta tipo p en el ingenio i durante el periodo z (Ton)
$PVA_r$	Precio de venta del agua en la región r (\$/m <sup>3</sup> )
$PVGas_t$	Precio de venta de la gasolina en la terminal t (\$/l)
$PVH2_t$	Precio de venta del hidrógeno en la terminal t (\$/Ton)
$RendFCEV$	Rendimiento de un vehículo eléctrico de celda de combustible (km/kg)
$RendGas$	Rendimiento de un vehículo de gasolina (km/l)
$SC$	Salario del conductor (\$/mes)
$TCD$	Tiempo de carga y descarga de la unidad de transporte (hr)
$Utilidad Total_t$	Utilidad generada en la terminal t (\$/año)
$Viajes_{it}$	Cantidad de viajes realizados desde el ingenio i hasta la terminal t (viajes/año)
$Vm$	Velocidad media del medio de transporte (km/hr)

### 3.5.2 Restricciones de producción

La producción de hidrógeno está restringida por la energía eléctrica que los ingenios disponen para su venta en los periodos de Zafra y No Zafra. El modelo de optimización determina la cantidad de hidrógeno conveniente a producir en cada periodo para su consecuente distribución y almacenamiento anual. Por lo anterior, se establece que la cantidad anual de hidrógeno producida en la planta de electrólisis del conjunto  $i$  ( $PH2_i$ ), deberá ser menor o igual a la suma de la cantidad máxima de hidrógeno que es posible producir con la energía proveniente del respectivo ingenio, en los periodos de Zafra y No Zafra del conjunto  $z$ , como se describe en la ecuación 1.

*Ecuación 1 Restricción de disponibilidad de MWh*

$$PH2_{ip} \leq \sum_z PHMax_{ipz}, \forall i = 1, 2, 3 \dots 50; z = 1,2; z \neq z'$$

La selección de la tecnología de electrólisis se lleva a cabo mediante la implementación de la variable binaria  $PE_p$ , la cual adopta el valor nulo en caso de no elegir la tecnología  $p$ , o toma el valor 1 en caso de si seleccionarse para cada punto de producción de hidrógeno  $i$ . Ya que no es posible seleccionar ambas tecnologías para el mismo punto de producción, una restricción debe establecerse para delimitar que esos eventos son mutuamente excluyentes. La ecuación 2 describe dicha restricción.

*Ecuación 2 Restricción de exclusividad tecnológica*

$$PE_{ip} + PE_{ip'} \leq 1, \forall p = 1,2; i = 1,2,3 \dots 50; p \neq p'$$

La selección de una u otra tecnología de electrólisis implica una diferencia en la eficiencia de transformación de energía eléctrica a hidrógeno, ambas cuentan con distintos costos de inversión, así como de operación y mantenimiento anual.

### 3.5.3 Restricciones de transporte

En el presente estudio se considera que todo el hidrógeno producido en los puntos  $i$ , deberá ser distribuido hacia las terminales  $t$  en donde presenten los mayores beneficios económicos y ambientales, considerando los ingresos potenciales, los costos de transportación y la generación

de CO<sub>2</sub> para tomar esta decisión. Para lograr lo anterior, la ecuación 3 restringe el flujo de toneladas de H<sub>2</sub> al año que serán distribuidas desde el punto  $i$  hasta las terminales  $t$  ( $F_{it}$ ), con el objetivo de igualar la cantidad de hidrógeno que se transporta a una o varias terminales con la cantidad que se produce en las plantas de electrólisis ( $PH2_{ip}$ ).

*Ecuación 3 Restricción de flujo de hidrógeno*

$$\sum_t F_{it} = PH2_{ip}, \forall i = 1,2,3 \dots 50; t = 1,2,3 \dots 73$$

### 3.5.4 Restricciones de almacenamiento

Las terminales de almacenamiento y despacho (TAD) de PEMEX, en las que se almacena el hidrógeno distribuido dentro del sistema propuesto, poseen una capacidad de almacenamiento limitada, por lo que la suma de los flujos de hidrógeno ( $F$ ) que surgen de los puntos de generación  $i$ , destinada a ser almacenada en cada terminal  $t$ , deberá ser restringida por el volumen de almacenamiento disponible ( $AD$ ) en ese mismo punto. Para lo anterior, la ecuación 4 restringe la cantidad de hidrógeno que na terminal puede recibir de una o más plantas de electrólisis.

*Ecuación 4 Restricción de almacenamiento en TAD*

$$\sum_i F_{it} \leq AD_t, \forall i = 1,2,3 \dots 50; t = 1,2,3 \dots 73$$

A pesar de contar con una capacidad de almacenamiento disponible, en el modelo es considerada la adquisición de unidades de almacenamiento de diferentes tamaños que permitan el correcto almacenamiento del hidrógeno líquido producido, y que esto se lleve a cabo en las condiciones más favorables.

### 3.5.5 Restricciones de no negatividad

Todas las variables continuas, enteras y binarias, deben ser no negativas.

*Ecuación 5 Restricción de no negatividad para la variable de producción*

$$PH2_{ip} \geq 0, \forall i = 1,2,3 \dots 50$$

*Ecuación 6 Restricción de No negatividad para la variable tipo de planta de electrólisis*

$$PE_{ip} \geq 0, \forall i = 1,2,3 \dots 50$$

*Ecuación 7 Restricción de No negatividad para la variable Flujo de Hidrógeno*

$$F_{it} \geq 0, \forall i = 1,2,3 \dots 50; t = 1,2,3 \dots 73$$

### 3.5.6 Función objetivo para el cálculo de utilidades

La utilidad total generada en el sistema, representada por la variable *UtilidadTotal*, es calculada a partir la diferencia de los ingresos generados en las terminales menos la suma de los costos de producción (*CProd*), transporte (*CTrans*) y almacenamiento (*CAlm*) generados en un año de operación. La ecuación 8 describe el cálculo de la utilidad total del sistema.

*Ecuación 8 Cálculo de la Utilidad Total del sistema*

$$UtilidadTotal = \sum_t (Utilidad_t = Ingresos_t - Egresos_t), \forall t = 1,2,3, \dots 73$$

La variable *Ingresos* se obtiene a partir de la multiplicación de las toneladas de hidrógeno que fueron destinadas para almacenamiento en la terminal *t* por el precio de venta del hidrógeno (*PVH2*) determinado para la respectiva terminal, como se muestra en la ecuación 9.

*Ecuación 9 Cálculo de los ingresos en cada terminal t*

$$Ingresos_t = \sum_i F_{it} * PVH2_t, \forall i = 1,2,3 \dots 50; t = 1,2,3 \dots 73$$

El precio de venta del hidrógeno (*PVH2*) se determina con base en el precio de venta de la gasolina para cada terminal *t* integrando el rendimiento que ofrece cada combustible. Lo anterior se logra a partir de la ecuación 10, en la cual se busca obtener un precio de venta de hidrógeno competitivo con el precio de venta de la gasolina (*PVGas*) en función de los pesos por kilómetro (\$/Km) que le costaría al consumidor. El precio de venta de la gasolina se divide entre el rendimiento teórico promedio que ofrece un motor de gasolina (*RendGas*) para el automóvil usado como referencia en este análisis, obteniendo así un costo en \$/Km. Posteriormente, este valor se multiplica por el rendimiento promedio que ofrece un motor de Celda de combustible

de hidrógeno ( $RendFCEV$ ) medido en km/kg de H<sub>2</sub>, obteniendo así el precio de venta de hidrógeno en \$/kg para cada terminal.

*Ecuación 10 Determinación del precio de venta del hidrógeno*

$$PVH2_t = \frac{PVGas_t}{RendGas} * RendFCV, \forall t = 1,2,3 \dots 73$$

El cálculo de los egresos totales del sistema está constituido por los costos de operación involucrados en la producción, transportación y almacenamiento de hidrógeno desde su generación en las plantas de electrólisis, hasta su almacenamiento en las terminales de abasto y reparto de Pemex. Lo anterior se representa en la ecuación 11.

*Ecuación 11 Cálculo de Egresos del sistema*

$$Egresos_t = CProd_t + CTrans_t + CAlm_t$$

### **Costo de Producción**

El costo de producción (CostoProd) se calcula empleando la ecuación 12, en la cual se multiplica el flujo de hidrógeno proveniente del punto i hacia la terminal t ( $F_{it}$ ) por el Costo Unitario de Producción ( $CUP$ ) del punto i.

*Ecuación 12 Estimación del costo de producción*

$$CProd_t = \sum_i (F_{it} * CUP_{ip}); \forall i; t$$

La estimación del Costo Unitario de Producción en cada punto de generación de hidrógeno se determina a partir de la sumatoria del Costo Variable Unitario de Producción ( $CVUP$ ), referente al consumo de las materias primas en el proceso, las cuales son electricidad y agua; y el Costo Fijo Unitario de Producción ( $CFUP$ ), en el que intervienen los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de producción. Lo anterior se encuentra expresado en la ecuación 13.

*Ecuación 13 Costo Unitario de Producción*

$$CUP_{ip} = CVUP_{ip} + CFUP_{ip}, \forall i$$

El Costo Variable Unitario de Producción se obtiene a partir de los costos de energía eléctrica y del volumen de agua necesarios para la producción de un kg de hidrógeno. Estos costos varían en función de los precios de estos recursos ( $PEE$  y  $PVA$ ) en cada región  $r$  y del Consumo Unitario de Agua ( $CUA$ ) y de electricidad ( $CUE$ ) necesarios para la producción del  $H_2$ . El consumo unitario de electricidad depende de la tecnología de electrólisis seleccionada en cada punto  $i$ , puesto que cada tipo de planta posee una eficiencia de producción distinta. La ecuación 14 expresa lo antes mencionado.

*Ecuación 14 Costo Variable de Producción*

$$CVUP_{pr} = (PEE_r * CUE_p) + (PVA_r * CUA_p), \forall r, p$$

Por otro lado, en el Costo Fijo de Producción ( $CFP$ ) intervienen los costos de operación y mantenimiento ( $Opex$ ) de las instalaciones de producción, que son expresados como un porcentaje (%) del Capital de Inversión y hacen referencia a un costo anual. Tanto el Capital de Inversión de Producción ( $CIP$ ) como los costos de Operación y Mantenimiento son dependientes de la tecnología de hidrólisis seleccionada. La estimación del costo de capital está en función de la Capacidad Instalada ( $CapInst$ ) de procesamiento de energía que será transformada en hidrógeno en el punto  $i$  (la cual considera un 20% extra, con el que se pretende amortiguar posibles variaciones en el suministro eléctrico), multiplicada por costo del capital por MW instalado ( $Capex$ ). Esta capacidad máxima de consumo eléctrico se estima a partir de la producción de hidrógeno por hora obtenida durante el periodo de Zafra. Esto queda representado en las ecuaciones 15, 16 y 17.

*Ecuación 15 Capacidad Instalada de la Planta de electrólisis*

$$CapInst_{ip} = \frac{PH2_{ipz}}{DíasOp_z * 24} * CUE_p * 1.2; z = 1, \forall i, p$$

*Ecuación 16 Capital de Inversión de Producción*

$$CIP_{ip} = Capex_p * CapInst_{ip}, \forall i, p$$

*Ecuación 17 Costo Fijo de Producción anual*

$$CFP_{ip} = CIP_{ip} * Opex_p, \forall i, p$$

Una vez obtenido el Costo Fijo de Producción, que hace referencia al costo de operación y mantenimiento anual, se estima el Costo Fijo Unitario de Producción (*CFUP*) dividiendo el costo anual entre la producción anual (Ecuación 18), que es la suma de la producción de hidrógeno en zafra más la producción de hidrógeno en no zafra.

*Ecuación 18 Costo Fijo Unitario de Producción*

$$CFUP_{ip} = \frac{CFP_{ip}}{PH2_{ipz} + PH2_{ipz'}}, \forall i, p, z$$

### Costo de Transporte

El costo de transporte (*CostTransp<sub>t</sub>*) integra los costos involucrados en la distribución del hidrógeno, en donde se consideran el costo del combustible utilizado (*CComb*), la mano de obra (*CMO*), el costo de mantenimiento (*CMant*) de las unidades de transporte y el costo de los peajes (*CPeaje*), cuyos valores son específicos para transportar el hidrógeno producido desde cada punto *i* hasta la terminal *t* durante el total de días de operación. La ecuación 19, es empleada para el cálculo del costo de transporte.

*Ecuación 19 Costo de Transporte*

$$CTrans_{it} = \sum_i (CComb_{it} + CMO_{it} + CMant_{it} + CPeaje_{it}); \forall i, t$$

El cálculo de los costos de transporte parte de la estimación del número de viajes que serán necesarios realizar para distribuir el flujo de hidrógeno asignado desde las plantas *i* hasta las terminales *t*, esto se obtiene a partir de dividir el flujo anual de hidrógeno entre la capacidad de las unidades de transporte (*CapTrans*), como se muestra en la ecuación 20.

*Ecuación 20 Estimación del número de viajes necesarios para el transporte del hidrógeno*

$$Viajes_{it} = \frac{F_{it}}{CapTrans}; \forall i, t$$

El costo del combustible (*CComb*) empleado por la unidad de transporte para llevar a cabo la distribución de hidrógeno se obtiene multiplicando el número de viajes estimado por dos veces la distancia desde el punto *i* hasta el punto *t* (*d<sub>it</sub>*). Posteriormente, este valor es multiplicado por

la división del Precio del combustible ( $PComb_t$ ) en \$/l propia de cada terminal entre la economía del combustible ( $EC$ ) expresada en km/l. Este cálculo se representa a través de la ecuación 21.

*Ecuación 21 Costo de Combustible para el transporte*

$$CComb_{it} = \frac{PComb_t}{EC} * (2 * d_{it}) * Viajes_{it}; \forall i, t$$

El costo de mano de obra se calcula tomando como base el número de unidades de transporte necesarias para la distribución del hidrógeno para el total de días de operación. El Número de Unidades de Transporte se estima empleando la ecuación 22, en donde  $Vm$  hace referencia a la velocidad media de movimiento,  $TCD$  al tiempo de carga y descarga, y  $DMT$  a la disponibilidad de tiempo con las que se considera que cuentan las unidades de transporte, ambos valores se expresan en unidades de horas/año.

*Ecuación 22 Número de Unidades de Transporte*

$$NUT_{it} = Viajes_{it} * \left( \frac{2d_{it}}{Vm} + TCD \right) * \frac{1}{DMT}; \forall i, t$$

Una vez estimado el número de unidades de transporte que serán requeridos durante los días de operación, se multiplica por el salario mensual del conductor ( $SC$ ) con el fin de calcular el Costo de Mano de Obra ( $CMO$ ), como se muestra en la ecuación 23.

*Ecuación 23 Costos de Mano de Obra de Transporte*

$$CMO_{it} = NUT_{it} * SC * 12; \forall i, t$$

El costo de mantenimiento de las unidades de transporte se determina multiplicando los Gastos de Mantenimiento ( $GM$ ) por la distancia total recorrida en todos los días de operación, esto es expresado en la ecuación 24.

*Ecuación 24 Costos de Mantenimiento de Transporte*

$$CMant_{it} = GM * (2d_{it}) * Viajes_{it}; \forall i, t$$

Por último, se calculan los costos del Peaje ( $CPeaje$ ) que deben cubrirse para transitar las rutas seleccionadas para la distribución del hidrógeno. Esto se lleva a cabo considerando el número de viajes multiplicado por el Precio de las Casetas ( $PCasetas$ ), que es específico de la ruta contemplada para cada envío, tal como se muestra en la ecuación 25.

*Ecuación 25 Costo de los peajes en el transporte del Hidrógeno*

$$C_{Peaje_{it}} = Viajes_{it} * PCasetas_{it}; \forall i, t$$

### **Costo de Almacenamiento**

El costo de almacenamiento está compuesto por el costo unitario de almacenamiento ( $CUAlm$ ) y el costo unitario de acondicionamiento del hidrógeno ( $CUAc$ ), este último está en función del costo de la energía requerida para acondicionar el hidrógeno ( $EnAc$ ) hasta las condiciones deseadas, la cual tiene un precio específico para la región a la que pertenece la terminal. Dado lo anterior, el costo de almacenamiento se calcula empleando la ecuación 26, mientras que el costo unitario de acondicionamiento se calcula mediante la ecuación 27.

*Ecuación 26 Costo de Almacenamiento en la terminal*

$$C_{Alm_t} = \sum_i F_{it} * (CUAlm + CUAc_t); \forall i, t$$

*Ecuación 27 Costo Unitario de Acondicionamiento*

$$CUAc_t = EnAc * PEE_r; \forall r, t$$

### **3.5.7 Función objetivo para estimación del Potencial de Calentamiento Global (P.C.G.)**

El potencial de Calentamiento Global considera la emisión de CO<sub>2</sub> en la producción ( $PCGProd$ ), almacenamiento ( $PCGAlm$ ) y transporte ( $PCGTrans$ ) del hidrógeno, generado durante todos los días de operación del sistema. La ecuación 28 es empleada para realizar el cálculo de la cantidad de CO<sub>2</sub> equivalente total.

*Ecuación 28 Cálculo del Potencial de Calentamiento Global del sistema*

$$PCG = PCGProd + PCGAlm + PCGTrans$$

### **P.C.G. de la Producción**

La cantidad de CO<sub>2</sub> equivalente emitida durante la producción de hidrógeno se determina a partir de la multiplicación de la producción total de hidrógeno en el año de operación, por la cantidad de CO<sub>2</sub> generado por unidad de hidrógeno ( $CGP$ ), como se muestra en ecuación 29.

*Ecuación 29 Potencial de Calentamiento Global en la producción de hidrógeno*

$$PCGProd = \sum_i PH2_i * CGP; \forall i$$

### **P.C.G. del transporte**

El transporte del hidrógeno es el factor de mayor impacto en la generación de CO<sub>2</sub> equivalente en el sistema, y depende fuertemente de las distancias que se presentan desde los puntos de producción hasta las terminales de distribución seleccionadas por el modelo para almacenar el hidrógeno. Dado lo anterior, la ecuación 30 es empleada para la estimación del cálculo de la cantidad de CO<sub>2</sub> generada por el transporte. Dicho cálculo parte de la distancia que se recorrerá en el total de días de operación del sistema, multiplicando el número de viajes realizados por dos veces la distancia desde el punto de producción hasta la terminal, el valor obtenido es multiplicado por los kg de CO<sub>2</sub> equivalente por Tonelada-kilómetro (*CGTrans*), siendo que el peso de la unidad de transporte (*PesoUT*) también interfiere en la generación del dióxido de carbono.

*Ecuación 30 Potencial de Calentamiento Global de Transporte*

$$PCGTrans = \sum_{it} (2 * d_{it} * Viajes_{it}) * CGTrans * PesoUT; \forall i, t$$

### **P.C.G. del almacenamiento**

El almacenamiento de hidrógeno genera una cantidad significativa de CO<sub>2</sub>, relacionado principalmente con la energía de acondicionamiento y la operación de las unidades de almacenamiento. La estimación de la cantidad de CO<sub>2</sub> equivalente generada por el almacenamiento del hidrógeno se determina utilizando la ecuación 31, en la cual se emplea la variable *CGAlm*, que hace referencia a los kilogramos de CO<sub>2</sub> equivalente derivado del almacenamiento de una tonelada de hidrógeno, y que se multiplica por el total de hidrógeno acumulado en cada terminal en todo el año de operación.

*Ecuación 31 Potencial de Calentamiento Global de Almacenamiento*

$$PCGAlm = \sum_{it} F_{it} * CGAlm; \forall i, t$$

El modelo de optimización aquí planteado tiene como objetivo obtener la configuración óptima de la cadena de suministros de hidrógeno que permita obtener las mayores utilidades con el menor impacto ambiental posible. Adicionalmente, una serie de cálculos ajenos al dominio del modelo son necesarios para la estimación de información complementaria que permite la operación del sistema aquí presentado. Esta serie de cálculos complementarios se presentan en el Anexo 5.

### **3.6 Optimización del modelo matemático**

La optimización del modelo matemático se llevó a cabo en dos fases, la primera concerniente a la optimización de cada uno de los objetivos de manera independiente, conocida como optimización mono-criterio o mono-objetivo, y a partir de la cual se obtuvo el valor máximo y mínimo posible de la utilidad y del potencial de calentamiento global, respectivamente. La segunda fase es correspondiente a la optimización multi-criterio la cual tiene como objetivo la optimización de los dos criterios mencionados de manera simultánea, y la generación de un frente de Pareto que nos brindará opciones entre las cuales elegir la que mejor satisface ambos criterios. Ambas fases de optimización y la simulación del sistema se llevaron a cabo en un procesador AMD Ryzen 7 2700X de 8 núcleos a 3.7 GHz.

#### **3.6.1 Optimización Mono-criterio**

La optimización mono-criterio se llevó a cabo empleando la interfaz de algoritmos genéticos (AG) integrada en el software de optimización *Evolver*, desarrollado por la empresa Palisade, y el cual funciona como un complemento de Excel, por lo que su aplicación resulta ser intuitiva, ya que se lleva a cabo en un ambiente familiar. Este software nos permitió definir el modelo de optimización de manera sencilla, priorizando que la lógica de las variables de decisión, así como de las restricciones, se mantuviera acorde a la formulación matemática. La integración del modelo de optimización al software *Evolver* se llevó a cabo a través de la interfaz del comando “Definición del modelo” mostrada en la figura 14, en el que se definen las celdas ajustables y el método de solución que será aplicado a estas. En este apartado también se establecen las restricciones que limitan al sistema y a las celas ajustables.

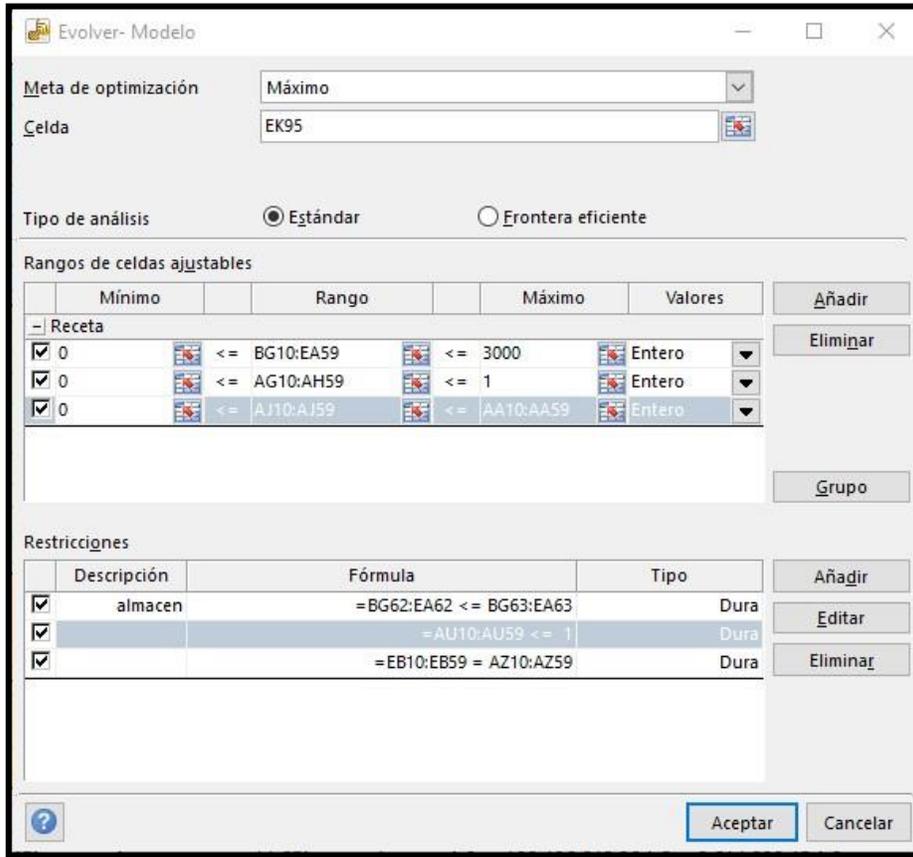


Figura 14 Interfaz "Definición del Modelo" de Evolver

### Configuración del Algoritmo genético

La eficiencia de un algoritmo genético para encontrar soluciones óptimas se puede ver afectada por los parámetros configurados para este, por lo que un análisis de sensibilidad fue realizado con la intención de definir estos elementos, buscando aquellos que mejores soluciones aportaran en la optimización. Estos criterios se muestran en la tabla 11.

Tabla 11 Parámetros del algoritmo genético para optimización Mono-criterio

Parámetro	Valor
Tamaño de población	30,000 individuos
Tasa de cruce	0.5
Tasa de mutación	0.1
Método de solución	Orden

### Condiciones de parada

Las condiciones de parada para el algoritmo genético fueron definidas para obtener soluciones factibles hasta que no se encontrara una mejoría significativa en un determinado número de pruebas, estos criterios se muestran en la tabla 12. En la figura 15 se muestra la interfaz que permite ajustar los parámetros mencionados. A partir de esta optimización se obtuvo el valor óptimo de cada uno de los criterios considerados en el modelo de manera independiente.

Tabla 12 Condiciones de parada en optimización Mono-criterio

Criterio	Valor
Cambio Máximo	0.005%
Número de pruebas máximo sin mejoría	20,000

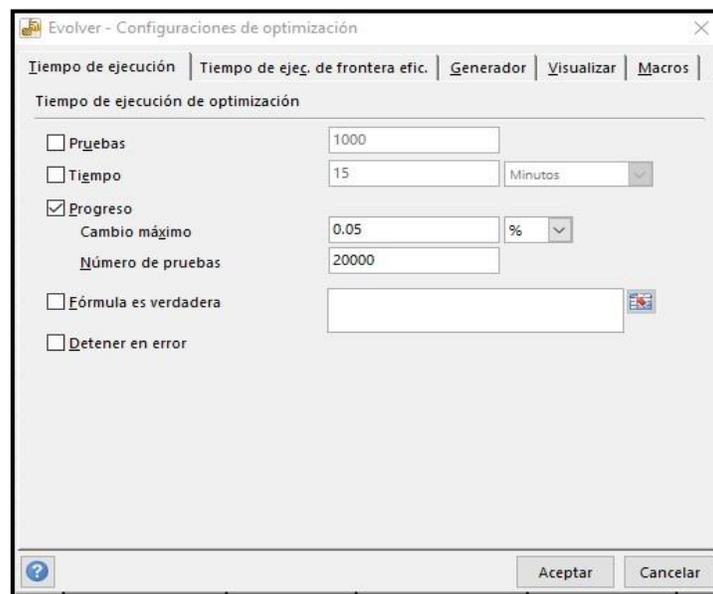


Figura 15 Condiciones de parada del algoritmo genético

### 3.6.2 Optimización Multi-criterio

La segunda fase de la optimización del modelo matemático, concerniente a la optimización multi-criterio, se llevó a cabo empleando el software de optimización MultiGen, el cual se

ejecuta como un complemento de Excel. La definición del modelo se realiza generando la interfaz de optimización. En esta, es posible definir parámetros del algoritmo genético como el tamaño de la población o el número de generaciones, entre otros.

La configuración seleccionada para el algoritmo genético se presenta en la tabla 16, valores que fueron determinados a través de un análisis de sensibilidad que permitió determinar la mejor configuración para el algoritmo seleccionado.

Tabla 13 Configuración del algoritmo genético para la optimización multicriterio

Parámetro	Valor
Tamaño de población	36,500
Número de generaciones	73,000
Tasa de cruce	0.9
Tasa de mutación	0.5

El complemento también nos ofrece la posibilidad de escoger el algoritmo de solución de entre un conjunto de opciones que presentan cualidades diversas y se adaptan mejor a determinados modelos con características específicas, entre las que se consideran el tipo de variables de decisión que integran el modelo, ya sean enteras, continuas o binarias. La interfaz de comandos del complemento MultiGen se muestra en la figura 16.

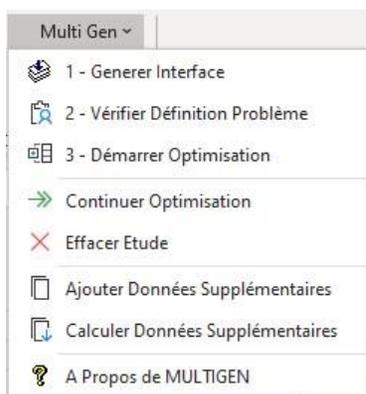


Figura 16 Interfaz de comandos de MultiGen

La definición del modelo se realiza en la interfaz generada por MultiGen, en donde se definen las celdas ajustables, el tipo de variable que estas representan y el dominio de valores que estas

variables pueden tomar. Adicionalmente, se cuenta con un apartado para la definición de las restricciones del modelo. La interfaz de definición del modelo de MultiGen se presenta en la figura 17.

Critères à optimiser:					
	Utilidad	PCG	...		
OBJECTIVE	\$4,662,585,538.47	50,094,879			
MINMAX	Max	Min			
Variables					
LABELS	V1	V2	V3	V4	V5
CELLS	0	0	0	0	0
TYPE	2	2	2	2	2
MIN	0	0	0	0	0
MAX	1	1	1	1	1
STEP	0	0	0	0	0
Paramètres supplémentaires des variables:					
LBC					
LBE					
LBC					
Contraintes:					
	TAR 21	TAR 22	TAR 23	TAR 24	TAR 25
CONSTR>=0	4322	5840	4719	15013	4147
	r1	r2	...		
CONSTR>0					
	Ing 1	Ing 2	Ing 3	Ing 4	Ing 5
CONSTR=0	-436	-1,292	-655	-1,714	-1,566

Figura 17 Interfaz de definición del modelo de MultiGen

Después de definir el modelo es necesario ejecutar el comando “Verificación de la estructura del problema”, el cual se cerciora que el modelo se encuentre correctamente integrado a la interfaz. Una vez validado el modelo se ejecuta el comando “Comenzar optimización” con el cual emerge la interfaz de la progresión del algoritmo genético, la cual se muestra en la figura 18.

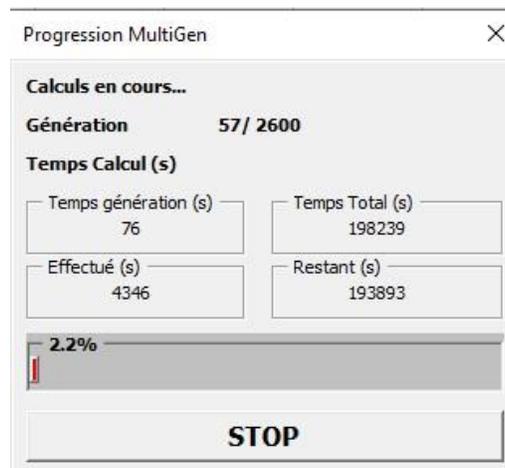


Figura 18 Interfaz de progresión del algoritmo genético en la optimización multicriterio

A partir de esta optimización se obtuvo un frente de Pareto, el cual contiene un conjunto de soluciones factibles y de entre las cuales es seleccionada aquella que mejor satisface de mejor manera los dos criterios considerados en el modelo, empleando métodos de toma de decisiones.

### 3.7 Método de selección de la solución óptima

Para determinar la solución óptima del conjunto de soluciones que integran el frente de Pareto se empleó la técnica para el orden de preferencia por similitud con la solución ideal (TOPSIS), el cual es un método de análisis de decisión multicriterio que está basado en el concepto de asignación de una puntuación a las alternativas entre las cuales se desea decidir, en donde la mejor puntuación se otorgará a aquella alternativa que mejor cumple con todos los criterios de evaluación.

La aplicación del método TOPSIS comienza con la normalización de los valores obtenidos en el frente de Pareto, que representan el conjunto de soluciones factibles y las alternativas de decisión para la configuración de la cadena de suministros. La normalización de los datos y, por lo tanto, la obtención de la matriz normalizada se calcula a partir de la ecuación 32.

*Ecuación 32 Cálculo de la matriz normalizada*

$$\bar{X}_{ij} = \frac{X_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n X_{ij}^2}} ; \forall i, j$$

Posteriormente se integran a la matriz normalizada los pesos asignados a cada uno de los criterios, estos muestran la preferencia que tiene un criterio sobre los demás a través de una proporción asignada. Para el caso del modelo propuesto en este estudio se establece que el peso será de 0.5 para ambos criterios, indicando que ninguno tiene prioridad sobre el otro. Para lograr lo anterior, es necesario aplicar la fórmula de la ecuación 33, en donde  $X_{ij}$  representa el valor normalizado y  $W_j$  el peso del criterio al que pertenece ese valor.

*Ecuación 33 Asignación de peso a valores normalizados*

$$V_{ij} = \bar{X}_{ij} * W_j ; \forall i, j$$

A continuación, se calcula el mejor y el peor valor ideal del conjunto y se prosigue con el cálculo de la distancia que tiene cada uno de los valores  $V_{ij}$  con el mejor y el peor valor ideal, utilizando las ecuaciones 34 y 35.

*Ecuación 34 Cálculo de la distancia al mejor valor ideal*

$$S_i^+ = \left[ \sum_{j=1}^m (V_{ij} - V_j^+)^2 \right]^{0.5}; \forall i, j$$

*Ecuación 35 Cálculo de la distancia al peor valor ideal*

$$S_i^- = \left[ \sum_{j=1}^m (V_{ij} - V_j^-)^2 \right]^{0.5}; \forall i, j$$

Por último, se calcula la calificación que será asignada a cada una de las alternativas de decisión y seleccionando como mejor aquella que obtenga la calificación más alta, siendo esta la que mejor satisface todos los criterios de manera simultánea. La calificación del desempeño de la alternativa se calcula empleando la ecuación 36.

*Ecuación 36 Cálculo de la calificación de desempeño de la alternativa de solución*

$$P_i = \frac{S_i^-}{S_i^+ + S_i^-}; \forall i, j$$

### **3.8. Análisis de riesgo e incertidumbre utilizando Simulación Monte Carlo**

El análisis de incertidumbre se llevó a cabo empleando la metodología de simulación Monte Carlo, con la cual se pretende representar la variación de los elementos inciertos del sistema mediante la generación de números pseudo aleatorios, que responden a comportamientos determinados por las distribuciones de probabilidad obtenidas a partir de la base de datos.

El objetivo de este análisis es el de generar indicadores estadísticos a partir de un determinado número de iteraciones, que nos permitan evaluar la influencia que ejercen las variables aleatorias de entrada sobre las variables de salida y comprender mejor la relación que existe entre ellas. Además, nos permite identificar situaciones potenciales de riesgo que pueden afectar de manera significativa los indicadores clave del sistema.

La evaluación de riesgo e incertidumbre se llevó a cabo empleando el software de simulación @Risk desarrollado por Palisade. Este software nos permite integrar las distribuciones de probabilidad obtenidas de manera intuitiva a través de una interfaz de usuario amigable (Figura 19), diseñada para funcionar como un complemento de Excel, por lo que su aplicación resulta sencilla y conveniente.

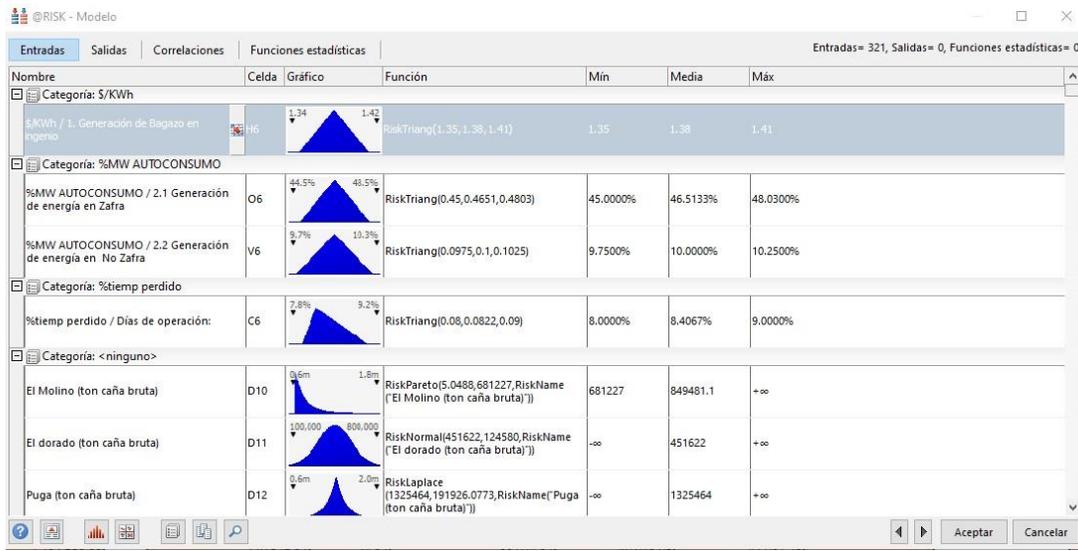


Figura 19 Interfaz de definición de distribuciones de probabilidad en Risk

El número de iteraciones que se llevaron a cabo en la simulación Monte Carlo, y con los cuales se obtuvieron los informes estadísticos del comportamiento del sistema, se emplearon utilizando la ecuación 37, en el que el número óptimo de iteraciones se alcanzará cuando el valor calculado sea menor o igual que el error absoluto ( $\beta$ ).

*Ecuación 37 Determinación del número de iteraciones en la simulación Monte Carlo*

$$t_{i-1, 1-\alpha/2} \sqrt{\frac{S^2(n)}{i}} \leq \beta$$

En donde:

- $t_{i-1, 1-\alpha/2}$  es el valor crítico de la distribución t student para  $\alpha/2$
- $S^2$  es la varianza muestral obtenida en la simulación piloto.
- $i$  es número de iteraciones en el que se evalúa el estadístico.
- $\beta$  es el valor absoluto del error que se desea alcanzar.

La estimación de la desviación estándar para la variable de salida se obtuvo a través de la función de @Risk: RiskVariance y ejecutando una simulación de 10 iteraciones que permitieran obtener este valor.

### **3.8 Conclusiones**

En este capítulo se presentaron los métodos de investigación utilizados para la modelación, optimización y análisis del comportamiento de un sistema de producción de hidrógeno mediante el aprovechamiento de residuos agroindustriales. El conjunto de técnicas expuestas, tienen el objetivo de generar soluciones significativas de manera integral, y que aporten a la parte decisora los fundamentos necesarios para una toma de decisiones informada.

La estructuración del modelo matemático es considerada el apartado medular de la presente investigación, y las herramientas de optimización, toma de decisiones y subsecuente evaluación de variables otorgan la posibilidad de obtener alternativas de solución, acompañadas por un análisis riguroso de los elementos del sistema, la interacción existente entre ellos y el impacto de su variabilidad sobre los indicadores clave del modelo.

En el siguiente capítulo, se analizan los resultados obtenidos durante la optimización del modelo matemático, se presentan las alternativas de solución que aportan los mejores resultados para el sistema y se discute el comportamiento de las variables involucradas en el diseño de la cadena de suministros.

## Capítulo IV.- Resultados

### 4 Introducción

Los diferentes pasos de la metodología propuesta fueron desarrollados y aplicados en el caso de estudio mencionado anteriormente. En este capítulo, los resultados y sus correspondientes configuraciones son analizadas y discutidas a detalle. En primera instancia, se presentan los resultados de la optimización mono criterio y se analizan las principales diferencias que existen entre las soluciones encontradas. Posteriormente se muestra el frente de Pareto obtenido durante la optimización multicriterio, seguido de la presentación de la alternativa seleccionada por la herramienta de toma de decisiones TOPSIS. Por último, se presentan los valores estadísticos obtenidos durante la simulación Monte Carlo y se discuten las conclusiones derivadas del análisis de riesgo e incertidumbre implementado.

#### 4.1 Resultados de optimización Mono criterio

La optimización mono criterio tiene como objetivo principal el obtener los valores óptimos para cada uno de los criterios de optimización contemplados en el modelo, de manera individual. A partir de estos resultados es posible construir una tabla comparativa en donde se presenten los escenarios resultantes de la optimización de ambos criterios considerados. En la tabla 14, se hace una comparativa de los valores obtenidos en la optimización mono criterio para cada función objetivo, y en donde se resalta el resultado obtenido en cada caso.

Tabla 14 Tabla comparativa de los valores óptimos para cada criterio de optimización

Optimización de la F.O.	Utilidad	P.C.G.	Comparación
Caso	1	2	1/2
Número de Unidades de producción	50	50	
Número de Unidades de transporte	73	55	
Número de Unidades de almacenamiento	275	286	
<b>Costo total anual de operación</b>			
Egresos	\$4,514,418,804	\$4,475,449,229	
Costo Unitario Promedio (\$/ton)	\$80,665	\$79,966	
<b>Utilidad anual</b>			
Producción de H <sub>2</sub> total (Ton)	55,965	55,965	
Precio de Venta Prom. (\$/Ton)	\$181,980	\$178,804	
Ingresos Totales	\$10,184,495,748	\$10,006,747,095	
Utilidades anuales	\$5,670,076,943	\$5,531,320,441	+2.5%
<b>Potencial de Calentamiento Global (kg Co2 eq.) anual</b>			
PCG Total (kg CO <sub>2</sub> eq.)	59,182,721	46,414,774	+27.5%
PCG Unitario (kg CO <sub>2</sub> / ton H <sub>2</sub> )	1,057	829	

#### 4.1.1 Optimización de la función objetivo: Utilidades

La primera función objetivo en ser optimizada de manera independiente es aquella que estima las utilidades generadas por el sistema en el periodo de operación contemplado. Como se menciona en el apartado 3.2 de la metodología, la modelación enfocada en la estimación de las utilidades del sistema permite la obtención de un modelo de optimización flexible en diversos aspectos. Un resumen de los resultados de optimización de esta función objetivo se presenta en la tabla 15, en donde se resalta el valor de los indicadores clave del rendimiento de la cadena de suministros para la solución obtenida.

Tabla 15 Síntesis de resultados de optimización de la F.O. Utilidades

<b>Optimización de la F.O. Utilidad</b>	
Número de Unidades de producción	50
Número de Unidades de transporte	73
Número de Unidades de almacenamiento	275
<b>Costo del capital de inversión</b>	
Capital de Producción	\$7,607,615,272
Capital de Transporte	\$109,985,231
Capital de Almacenamiento	\$31,032,989,350
Capital total	<b>\$38,750,589,853</b>
<b>Costos totales de operación</b>	
Producción	\$3,841,773,466
Transporte	\$115,705,622
Almacenamiento	\$556,939,715
Egresos	<b>\$4,514,418,804</b>
Costo Unitario Promedio (\$/ton)	<b>\$80,665</b>
<b>Estimación de la Utilidad</b>	
Producción de H <sub>2</sub> total (Ton)	55,965
Precio de Venta Prom. (\$/Ton)	<b>\$181,980</b>
Ingresos Totales	\$10,184,495,748
Utilidad Total	<b>\$5,670,076,943</b>
Margen de utilidad	<b>55.67%</b>
<b>Potencial de Calentamiento Global (kg Co2 eq.)</b>	
Producción	0
Almacenamiento	39,399,360
Transporte	19,783,361
PCG Total (kg CO <sub>2</sub> eq.)	<b>59,182,721</b>
PCG Unitario (kg CO <sub>2</sub> / ton H <sub>2</sub> )	<b>1,057</b>
<b>Otros datos</b>	
Ocupación en TADs	4.49%
Tiempo de optimización (s)	17,388

A partir de la información anterior se determina que es factible producir hidrógeno en los 50 puntos de generación de energía eléctrica que en total producirían 55,965 toneladas de hidrógeno al año; y que, para esta solución, serían necesarias 73 unidades de transporte y 275 de almacenamiento para la distribución y almacenaje del elemento. Adicionalmente, se estimaron los costos de inversión para cada elemento de la cadena de suministros, en donde se estableció un total de \$38,750,589,853 pesos mexicanos. Paralelamente, se calcula que los costos de operación anual de todo el sistema ascienden a los \$4,514,418,804 de pesos, la proporción de la contribución de cada elemento de la cadena de suministro al costo del hidrógeno se muestra en la figura 20, siendo el costo de producción el que mayor contribución presenta al costo final del hidrógeno con una participación del 85%.

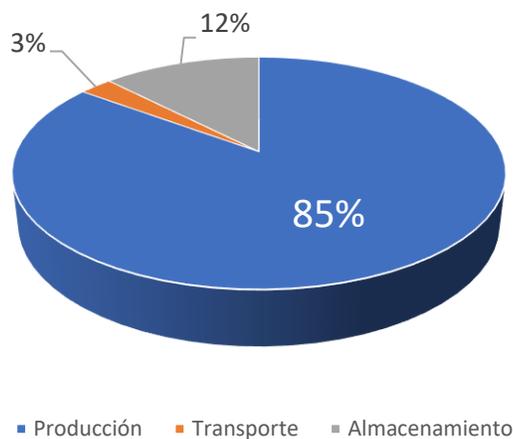


Figura 20 Contribución al costo total del hidrógeno de cada elemento de la Cadena de suministro en la F.O. Utilidades

Adicionalmente, se determinó que el costo de venta promedio es de \$181,980 por tonelada de hidrógeno, y se estiman ingresos anuales de \$10,184,495,748. La utilidad anual total del sistema se estima en \$5,670,076,943 pesos al año, lo que implica un margen del 55.67%. La ocupación en TADs hace referencia a la proporción del volumen total de almacenamiento de las terminales seleccionadas que es utilizado para almacenar hidrógeno, y el cuál es de un orden del 4.49%.

Posteriormente, se calculó el potencial de calentamiento global involucrado en las operaciones de la cadena de suministro. Como se ha mencionado anteriormente, la generación de CO<sub>2</sub> durante la producción de la energía eléctrica a partir del bagazo es considerada neutral debido a su origen agrícola, por lo que la estimación de la emisión del gas se limitó a los factores de transporte y el almacenamiento del producto. En el gráfico de la figura 21, es posible apreciar la contribución que estos dos elementos tienen sobre el potencial de calentamiento global estimado para la operación del sistema, siendo el almacenamiento el principal contribuyente con una participación del 67%. A partir de esto, se estima que en la presente configuración de la CS se generaría un total de 59,182,721 kg de CO<sub>2</sub> equivalente, es decir, 1,057 kg de CO<sub>2</sub> por cada tonelada de hidrógeno producido, distribuido y almacenado.

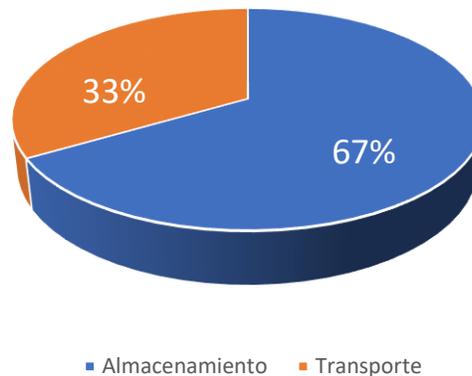


Figura 21 Contribución de las Actividades de la Cadena de suministros al Potencial de Calentamiento Global en la F.O. Utilidades

La tabla 16 muestra los puntos de producción y la cantidad de hidrógeno que se distribuye de cada uno de ellos a las terminales de almacenamiento. Además, se presentan los costos unitarios de producción, transporte y almacenamiento; con los cuales se estima el Costo Unitario del hidrógeno en cada terminal. Adicionalmente, se indica el precio de venta del H<sub>2</sub> correspondiente y las utilidades generadas en un año de operación. Para esta configuración, el costo unitario final promedio del hidrógeno es de \$80,665/ Tonelada, mientras que el precio de venta promedio en las terminales de almacenamiento es de \$181,980/ Tonelada de hidrógeno.

Tabla 16 Estado económico de los elementos de la Cadena de suministro de Hidrógeno para la F.O. Utilidades

TAD	Planta de Electrólisis	Flujo de Hidrógeno (Ton/año)	Costo de producción (\$/Ton)	Costo de transporte (\$/Ton)	Costo de almacén (\$/Ton)	Costo Unitario (\$/Ton)	Precio de venta (\$/Ton)	Utilidades (\$/año)
12. Guamúchil	El Molino	880	40,411	5,412	5,923	51,746	187,279	119,269,040
	Puga	1,414	40,411	5,418	5,923	51,752	187,279	191,635,178
13. Culiacán	El Dorado	479	40,411	727	5,923	47,061	186,574	66,826,749
	Quesería	1,292	66,560	7,487	5,923	79,970	186,574	137,731,902
14. Tepic	Ameca	1,050	66,560	1,664	5,923	74,147	184,974	116,368,475
	Bellavista	641	66,560	1,994	5,923	74,477	184,974	70,828,265
	José Ma Morelos	648	66,560	3,075	5,923	75,558	184,974	70,901,493
	Melchor Ocampo	1,162	66,560	2,818	5,923	75,301	184,974	127,439,679
33. Zacatecas	Tala	1,714	66,560	1,684	5,923	74,168	184,974	189,922,287
	Aarón Sáenz	1,104	70,375	3,483	10,195	84,053	183,858	110,184,261
	El Mante	976	70,375	3,503	10,195	84,073	183,858	97,389,819
34. Aguascalientes	San Miguel del Naranjo	1,980	70,375	3,329	10,195	83,899	183,858	197,919,295
	Alianza Popular	1,216	70,375	3,291	10,196	83,862	183,905	121,652,872
	Plan de Sal Luis	1,400	70,375	4,587	10,196	85,158	183,905	138,246,472
37. Zamora	Lázaro Cárdenas	273	66,560	1,663	10,196	78,419	184,839	29,052,561
	Pedernales	436	66,560	2,159	10,196	78,915	184,839	46,182,706
	Santa Clara	655	66,560	784	10,196	77,540	184,839	70,280,608
	Tamazula	1,566	66,560	1,213	10,196	77,969	184,839	167,357,853
39. Celaya	Plan de Ayala	1,325	70,375	4,096	10,196	84,667	183,521	130,981,577
	El Higo	1,957	69,977	3,715	10,196	83,888	183,521	194,981,820
	Pánuco	1,918	69,977	5,189	10,196	85,362	183,521	188,269,000
46. Cuautla	Atencingo	1,827	73,644	518	11,357	85,519	182,100	176,452,890
	Casasano	645	73,644	393	11,357	85,394	182,100	62,375,159
48. Tehuacán	Calipam	233	73,645	1,089	11,357	86,091	180,636	22,029,064
	El refugio	475	73,638	1,551	11,357	86,546	180,636	44,692,887
	Constancia	886	69,977	1,308	11,357	82,642	180,636	86,822,336
	Motzorongo	1,341	69,977	1,201	11,357	82,535	180,636	131,553,213
57. Iguala	Emiliano Zapata	1,187	73,644	1,026	11,357	86,027	183,218	115,365,956
59. Oaxaca	López Mateos	1,607	73,638	1,557	11,357	86,552	181,878	153,188,049
	Tres Valles	2,396	69,977	1,751	11,357	83,085	181,878	236,707,313
62. Tapachula	Huixtla	1,202	73,638	529	11,357	85,524	181,773	115,690,716
64. Perote	El Modelo	1,079	69,977	900	10,756	81,633	180,092	106,237,402
	Mahuixtlán	436	69,977	992	10,756	81,725	180,092	42,887,718
65. Xalapa	La Gloria	1,581	69,977	609	10,756	81,342	179,494	155,178,621
	San Pedro	1,273	69,977	1,687	10,756	82,420	179,494	123,575,291
66. Escamela	El Carmen	577	69,977	403	10,756	81,136	179,115	56,534,063
	El Potrero	1,707	69,977	446	10,756	81,179	179,115	167,177,112
	La providencia	811	69,977	613	10,756	81,346	179,115	79,290,878
	Progreso	913	69,977	982	10,756	81,715	179,115	88,926,596
	San Cristobal	560	69,977	383	10,756	81,116	179,115	54,879,552
	San Miguelito	525	69,977	1,132	10,756	81,865	179,115	51,056,258
68. Tierra Blanca	San Nicolas	1,103	69,977	478	10,756	81,211	179,115	107,988,240
	La margarita	1,226	73,638	347	10,756	84,741	178,624	115,099,979
	Cuatotolapan	835	69,977	1,228	10,756	81,961	178,624	80,713,461
70. Villahermosa	San Cristobal	2,584	69,977	584	10,756	81,317	178,624	251,439,329
	Benito Juárez	1,438	69,977	533	10,756	81,266	177,822	138,847,055
72. Campeche	Santa Rosalia	781	69,977	556	10,756	81,289	177,822	75,391,962
	Azsuremex	223	69,977	3,386	11,144	84,508	178,355	20,927,853
	La Joya	826	72,349	654	11,144	84,147	178,355	77,815,341
	Pucte	1,602	72,349	2,098	11,144	85,591	178,355	148,607,320
Total	-	55,965	-	-	-	-	-	5,670,076,943
Promedio	-	1,119	68,249	1,924	9,895	80,665	181,980	113,401,538

Empleando esta información se construye el gráfico mostrado en la figura 22, en el cual se puede observar la contribución de cada elemento de la cadena de suministros al costo unitario del

hidrógeno. Es posible apreciar diferencias significativas en la contribución de los diferentes elementos de la cadena de suministro al costo; por ejemplo, el hidrógeno proveniente de los puntos de generación: El Molino y Puga, presentan una contribución del costo de transporte superior al del resto. Lo anterior se debe a que, dado que el costo de producción es muy bajo en esa región (\$40,411/Ton de H<sub>2</sub>), es posible distribuir al hidrógeno a mayores distancias hacia terminales con precio de venta mayores.

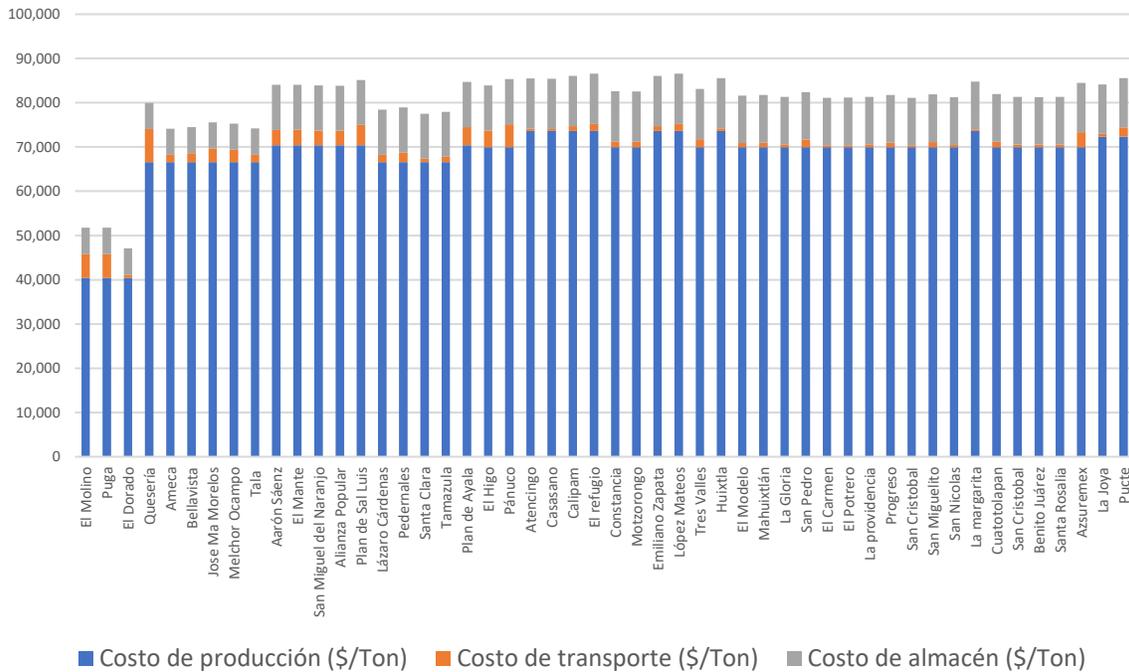


Figura 22 Contribución de las actividades de la cadena de suministro al costo final del hidrógeno generado en cada planta de electrólisis para la F.O. Utilidades

La distribución de hidrógeno para esta solución es una decisión que se observa altamente influenciada por el precio de venta del hidrógeno en la terminal a la que se destina. Sin embargo, una terminal a una distancia muy lejana de la planta de electrólisis que la abastece supondría un mayor costo de transportación. Por lo anterior, el modelo realiza una evaluación y determina a cuál de las terminales de almacenamiento distribuir el hidrógeno producido, esto se muestra representado en la figura 23, en la cual se puede apreciar que en algunas ocasiones es conveniente distribuir el hidrógeno a terminales que, aunque se encuentren más lejanas que otras, poseen un precio de venta mayor.

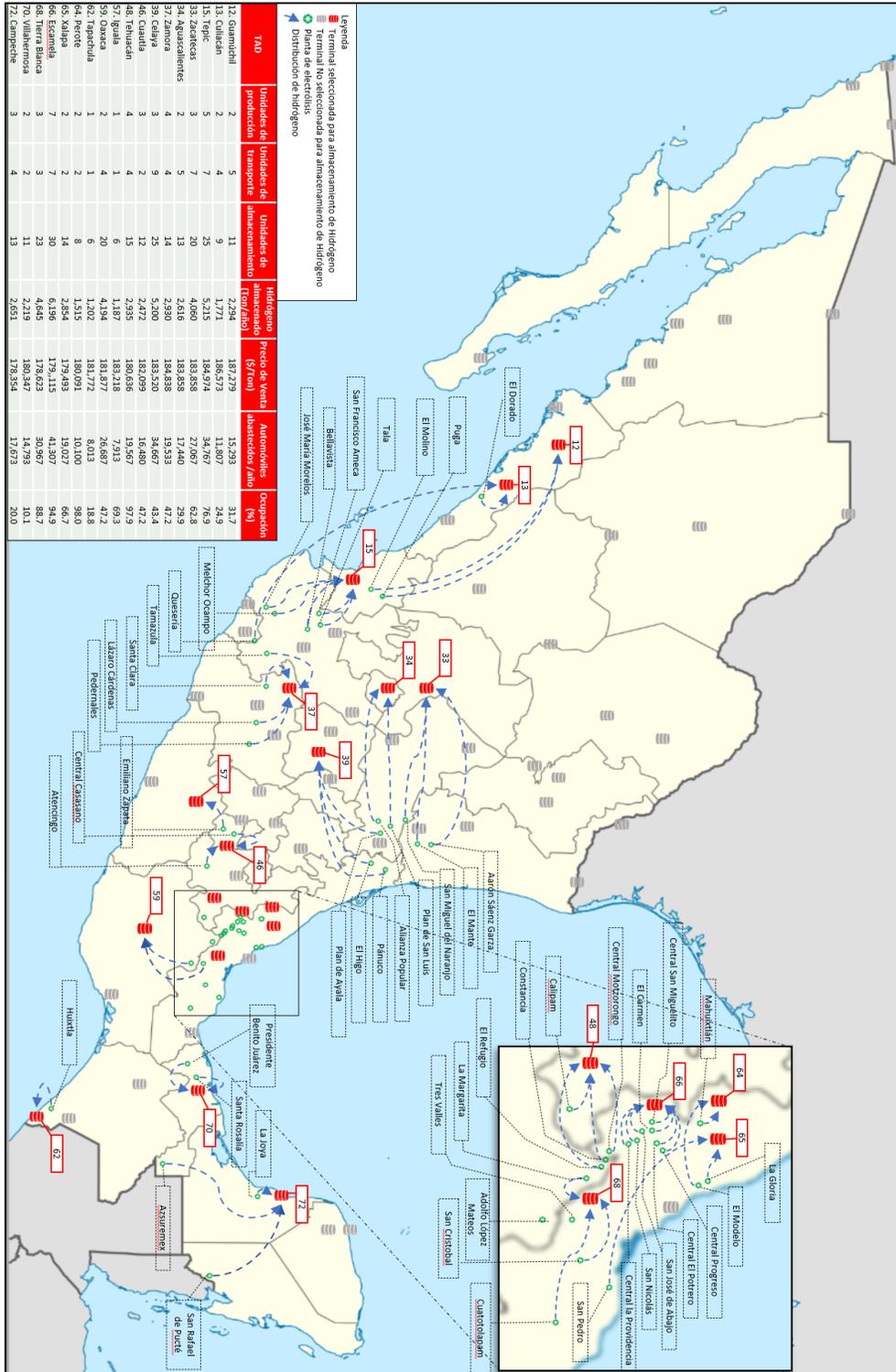


Figura 23 Configuración de la Cadena de Suministro de hidrógeno maximizando Utilidades

#### 4.1.2 Optimización de la función objetivo: Potencial de Calentamiento Global

La Función objetivo de optimización del valor del potencial de calentamiento global del sistema está enfocada en la minimización de la emisión de dióxido de carbono, derivado de las actividades de la cadena de suministro de hidrógeno. Como se ha mencionado anteriormente, las emisiones de CO<sub>2</sub> están constituidas por el transporte y el almacenamiento del hidrógeno, debido a que el balance de emisiones de la combustión del bagazo es considerada neutral para esta investigación. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 17.

Tabla 17 Síntesis de resultados de Optimización de la F.O. Potencial de Calentamiento Global

<b>Optimización de la F.O. P.C.G.</b>	
Número de Unidades de producción	50
Número de Unidades de transporte	55
Número de Unidades de almacenamiento	286
<b>Costo del capital de inversión</b>	
Capital de Producción	\$7,607,615,272
Capital de Transporte	\$82,865,585
Capital de Almacenamiento	\$32,274,308,924
Capital total	<b>\$39,964,789,781</b>
<b>Costo de operación</b>	
Producción	\$3,841,773,466
Transporte	\$45,655,855
Almacenamiento	\$587,997,331
Egresos	<b>\$4,475,449,229</b>
Costo Unitario promedio (\$/ton)	<b>\$79,966</b>
<b>Estimación de la Utilidad</b>	
Producción de H <sub>2</sub> (Ton/año)	55,965
Precio de Venta Promedio (\$/Ton)	<b>\$178,804</b>
Ingresos	\$10,006,747,095
Utilidad total	<b>\$5,531,320,441</b>
Margen de utilidad	<b>44.72%</b>
<b>Potencial de Calentamiento Global (kg Co2 eq.)</b>	
Producción	0
Almacenamiento	39,399,360
Transporte	7,015,414
PCG Total (kg CO <sub>2</sub> eq.)	<b>46,414,774</b>
PCG Unitario (kg CO <sub>2</sub> / ton H <sub>2</sub> )	<b>829</b>
<b>Otros datos</b>	
Ocupación en TADs	4.49%
Tiempo de optimización (s)	21,728

En estos resultados se pueden observar considerables diferencias en comparación con el modelo de optimización de utilidades, la primera de ella es que se redujo considerablemente el número de unidades de transporte, que para este caso son 55, por lo que el monto de inversión de este aspecto también se ve disminuido. Sin embargo, en esta configuración son necesarias 286 unidades de almacenamiento, valor mayor a la solución anterior y siendo este el sector de la cadena de suministro que mayor impacto tiene en el costo de inversión. Gracias a esto, la inversión necesaria para desplegar la cadena de suministros asciende a los \$39,964,789,781 pesos.

Con respecto a los costos operativos se tiene que la producción es el mayor contribuyente, sin embargo, esta se mantuvo constante para ambas soluciones. Por otro lado, los gastos de operación en el transporte se vieron reducidos en un 60%, los cuál es consecuencia de que, para esta solución, el algoritmo se encuentra principalmente enfocado en seleccionar las distancias más cortas desde los puntos de producción de hidrógeno hasta las terminales de almacenamiento, requiriendo una menor cantidad de unidades de transporte para realizar la distribución. Gracias a esto, el costo unitario del hidrógeno se ve reducido significativamente a un promedio de \$79,966 pesos por tonelada. En el gráfico de la figura 24 se presenta la contribución total de cada elemento de la cadena de suministro al costo total del hidrógeno producido, y en el cual se observa que, en comparación con la solución anterior, la contribución del transporte en el costo del hidrógeno es de 1%.

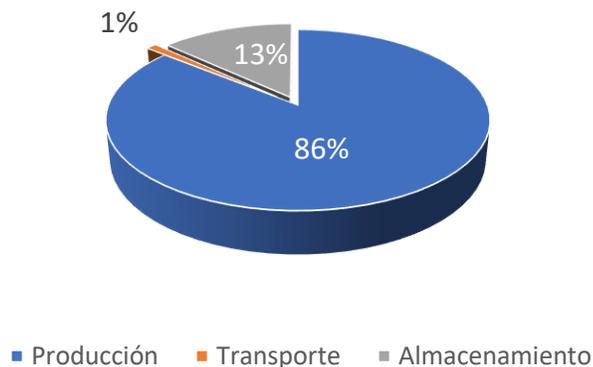
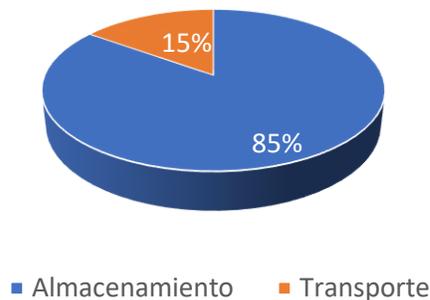


Figura 24 Contribución al costo total del hidrógeno de cada elemento de la Cadena de suministro en la F.O. Potencial de Calentamiento Global

En términos de la utilidad se tiene que el precio de venta promedio es de \$178,804 pesos por tonelada de hidrógeno. Debido a esto, se obtienen menores beneficios económicos en comparación con la solución mostrada anteriormente, las cuales para este caso son de \$5,531,320 pesos, obteniendo así un margen de utilidad del 44.72%

Por último, para esta configuración se puede apreciar una disminución significativa de las toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente emitido por el sistema, correspondiente a la disminución de las distancias recorridas en la distribución del hidrógeno. Gracias a esto, se redujo significativamente la cantidad de CO<sub>2</sub> emitida por cada tonelada de hidrógeno, siendo este valor de 829 kg CO<sub>2</sub> / TonH<sub>2</sub>, el cual equivale al 78.42% del valor obtenido en la solución anterior. Para esta configuración se determinó que la participación del transporte en la emisión de CO<sub>2</sub> paso de ser del 33% al 15% para esta configuración de la cadena de suministro, como se observa en la figura 25.



*Figura 25 Contribución de las Actividades de la Cadena de suministros al Potencial de Calentamiento Global en la F.O. Potencial de Calentamiento Global*

En la tabla 18 se muestran los principales indicadores económicos obtenidos para cada una de las terminales seleccionadas por el modelo para el almacenamiento de hidrógeno, en donde se presentan los costos unitarios de la operación de la cadena de suministro y el precio de venta en cada terminal. Para este caso, el costo final promedio del hidrógeno se ve disminuido en comparación de la solución anterior, tomando un valor de \$79,566/ Tonelada, y un precio de venta promedio de \$179,248/Tonelada de hidrógeno.

Tabla 18 Estado económico de los elementos de la CS de Hidrógeno para la F.O. P.C.G

TAD	Planta de Electrólisis	Flujo de Hidrógeno (Ton/año)	Costo de producción (\$/Ton)	Costo de transporte (\$/Ton)	Costo de almacén (\$/Ton)	Costo Unitario (\$/Ton)	Precio de venta (\$/Ton)	Utilidades (\$/año)
13. Culiacán	El Dorado	479	40,411	727	5,923	47,061	186,574	66,826,553
14. Tepic	El Molino	880	40,411	245	5,923	46,580	184,974	121,786,924
	Puga	1,414	40,411	248	5,923	46,582	184,974	195,686,175
29. Cd. Victoria	Aarón Sáenz	1,104	70,376	852	10,816	82,044	180,021	108,166,852
	Alianza Popular	1,216	70,376	2,088	10,816	83,280	180,021	117,637,324
	San Miguel del Naranjo	1,562	70,376	1,296	10,816	82,488	180,021	152,346,891
	Pánuco	1,918	69,977	1,928	10,816	82,721	180,021	186,620,879
30. Cd. Mante	El Mante	976	70,376	211	10,816	81,403	178,824	95,083,116
	San Miguel del Naranjo	418	70,376	799	10,816	81,991	178,824	40,476,288
31. Cd. Valles	Plan de Ayala	1,325	70,376	156	10,816	81,348	179,371	129,880,773
	Plan de SL	1,400	70,376	398	10,816	81,590	179,371	136,893,715
	El Higo	1,957	69,977	754	10,816	81,547	179,371	191,441,037
36. Zapopan	Ameca	1,050	66,560	619	10,196	77,375	183,046	110,954,267
	Bellavista	641	66,560	587	10,196	77,343	183,046	67,755,450
	Tala	1,714	66,560	307	10,196	77,063	183,046	181,654,399
37. Zamora	Santa Clara	655	66,560	785	10,196	77,541	184,839	70,280,190
40. Uruapan	Lázaro Cárdenas	273	66,560	797	10,196	77,553	183,250	28,855,281
	Pedernales	436	66,560	1,411	10,196	78,167	183,250	45,816,188
41. Colima	Quesería	1,292	66,560	353	10,196	77,109	181,760	135,209,092
	Tamazula	1,566	66,560	882	10,196	77,638	181,760	163,055,052
45. Manzanillo	José María Morelos	648	66,560	1,848	10,196	78,604	176,466	63,414,576
	Melchor Ocampo	1,162	66,560	2,008	10,196	78,764	176,466	113,529,724
46. Cuautla	Atencingo	1,827	73,645	518	11,357	85,520	182,100	176,451,736
	Casasano	645	73,645	393	11,357	85,395	182,100	62,374,752
48. Tehuacán	Calipam	233	73,645	1,088	11,357	86,090	180,636	22,029,228
51. Cuernavaca	Emiliano Zapata	1,187	73,645	463	11,357	85,465	181,513	114,009,025
62. Tapachula	Huixtla	1,202	73,638	529	11,357	85,524	181,772	115,689,849
65. Xalapa	Mahuixtlán	436	69,977	556	10,756	81,289	179,494	42,817,262
66. Escamela	El Carmen	577	69,977	402	10,756	81,135	179,115	56,534,303
	El Potrero	1,707	69,977	446	10,756	81,179	179,115	167,176,289
	La Providencia	811	69,977	643	10,756	81,376	179,115	79,266,109
	Progreso	913	69,977	982	10,756	81,715	179,115	88,925,952
	San José de Abajo	560	69,977	688	10,756	81,421	179,115	54,708,488
	San Miguelito	525	69,977	1,132	10,756	81,865	179,115	51,056,107
67. Veracruz	Adolfo López Mateos	1,607	73,638	1,282	10,756	85,676	173,517	141,160,401
	El Modelo	1,079	69,977	579	10,756	81,312	173,517	99,489,195
	La Gloria	1,581	69,977	597	10,756	81,330	173,517	145,747,647
	Motzorongo	1,341	69,977	1,025	10,756	81,758	173,517	123,048,819
	San Cristobal	2,584	69,977	1,389	10,756	82,122	173,517	236,164,680
	San Nicolás	1,103	69,977	1,136	10,756	81,869	173,517	101,087,744
	San Pedro	1,273	69,977	901	10,756	81,634	173,517	116,967,059
68. Tierra Blanca	El Refugio	475	73,638	687	10,756	85,081	178,623	44,432,424
	La Margarita	1,226	73,638	347	10,756	84,741	178,623	115,099,266
	Constancia	886	69,977	542	10,756	81,275	178,623	86,250,328
	Tres Valles	2,396	69,977	247	10,756	80,980	178,623	233,952,628
69. Minatitlán	Cuatotlapam	835	69,977	915	10,756	81,648	175,569	78,424,035
70. Villahermosa	Azsuremex	223	69,977	2,229	10,756	82,962	177,822	21,153,780
	Benito Juárez	1,438	69,977	533	10,756	81,266	177,822	138,847,528
	Santa Rosalía	781	69,977	556	10,756	81,289	177,822	75,392,273
72. Campeche	La Joya	826	72,349	654	11,144	84,147	178,355	77,815,999
73. Yucatán	San Rafael Pucté	1,602	72,349	1,521	11,144	85,014	173,556	141,844,654
Total	-	55,965	-	-	-	-	-	5,531,320,441
Promedio	-	1,097	68,290	829	10,447	79,566	179,248	110,626,409

El gráfico presentado en la figura 26 deriva de la información anterior y se puede apreciar una clara disminución del costo del transporte en la mayoría de los casos, siendo los costos de producción y de almacenamiento los menos afectados. Adicionalmente y complementándose con la información anterior, se determina que para esta solución el costo promedio de almacenamiento por tonelada de hidrógeno es superior al de la configuración anterior, ya que esto se ve afectado por la región en donde decida almacenarse el hidrógeno, siendo que cada región posee un costo de energía eléctrica particular.

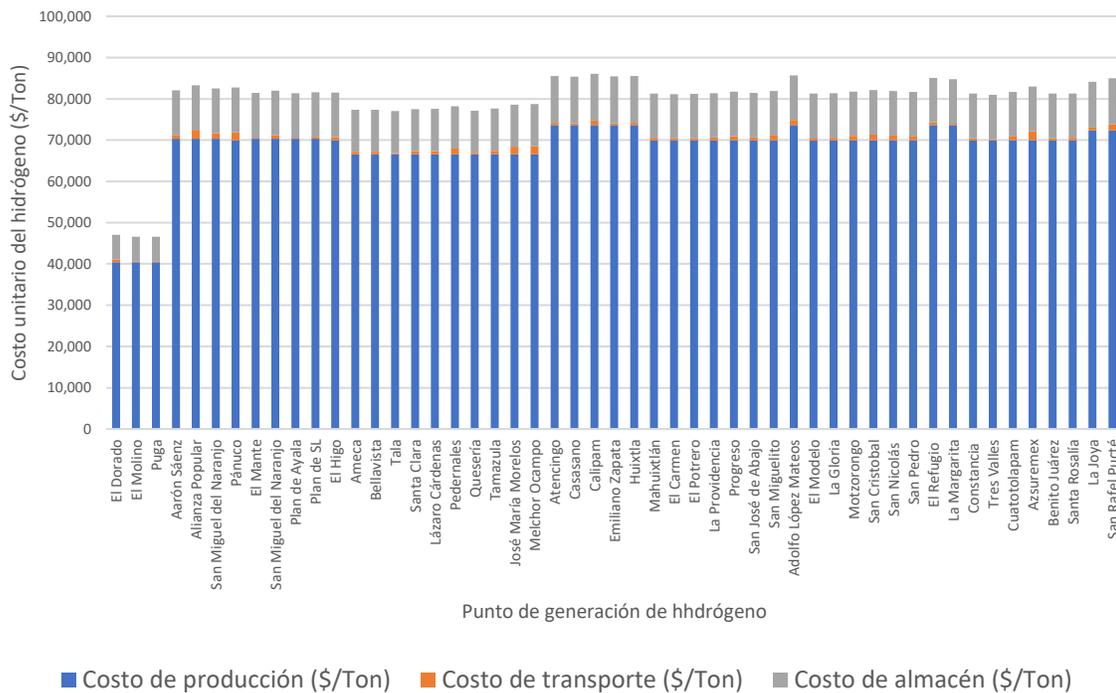


Figura 26 Contribución de las actividades de la cadena de suministro al costo final del hidrógeno generado en cada planta de electrólisis para la F.O. Potencial de Calentamiento Global

La representación gráfica de esta solución se muestra en la figura 27, en esta se encuentra representada la distribución de hidrógeno determinada por el modelo, y se puede observar que en este caso el modelo mayormente designó el almacenamiento del hidrógeno a las terminales que presentaban mayor cercanía a los puntos de producción, razón principal por la cual se presenta una significativa disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por el sistema.

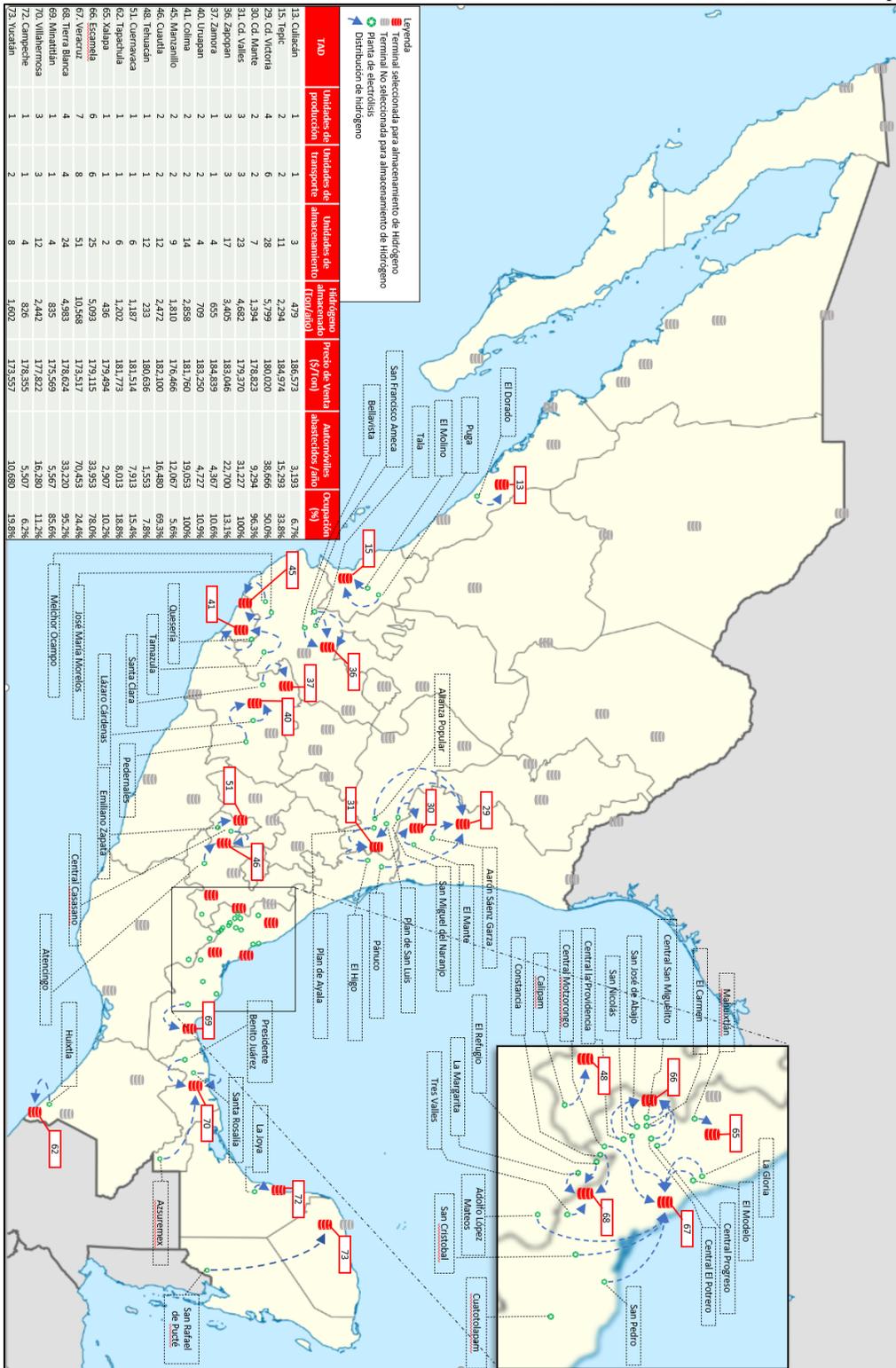


Figura 27 Configuración de la Cadena de Suministro de hidrógeno minimizando el potencial de calentamiento global

## 4.2 Resultados de optimización Multi criterio

La optimización simultánea de ambas funciones objetivos del modelo se llevó a cabo empleando el software de optimización MultiGen, mediante el cual fue posible obtener un frente de Pareto con un conjunto de 1,000 soluciones de entre las que se seleccionará aquella que cumpla con ambos criterios de la forma más satisfactoria; en la tabla 19 se muestran algunos de los resultados obtenidos.

Tabla 19 Resultados de optimización multicriterio

#	Utilidad (\$/Año)	P.C.G. (kg CO <sub>2</sub> Eq. / año)
1,000	5,599,556,063	51,919,098
999	5,557,557,943	50,203,655
998	5,612,185,037	53,888,306
997	5,611,170,125	53,617,236
996	5,614,636,916	54,183,457
995	5,612,794,167	54,042,683
994	5,570,094,548	50,333,686
993	5,589,038,387	50,869,672
992	5,563,771,227	50,278,474
991	5,576,882,106	50,428,379
990	5,577,046,973	50,694,464
989	5,606,553,891	52,199,564
...	-	-

### 4.2.1 Selección de la mejor configuración de la CS

Para la selección de la configuración definitiva de la cadena de suministro, se empleó la metodología TOPSIS con la cual se asignó un rango a cada solución en función del grado en que se satisfacen los criterios de optimización, para cada configuración de la cadena de suministro. Con los resultados obtenidos, es posible apreciar la relación de los criterios de optimización, representada en la figura 28. Para este gráfico, se empleó como escala los valores obtenidos para la utilidad en el eje de las X y aquellos obtenidos para el potencial de calentamiento global en el eje de Y, para el cual se graficaron 1,000 alternativas encontradas por el algoritmo en el espacio de soluciones factibles y entre las cuales la configuración definitiva de la cadena de suministro de hidrógeno es seleccionada.

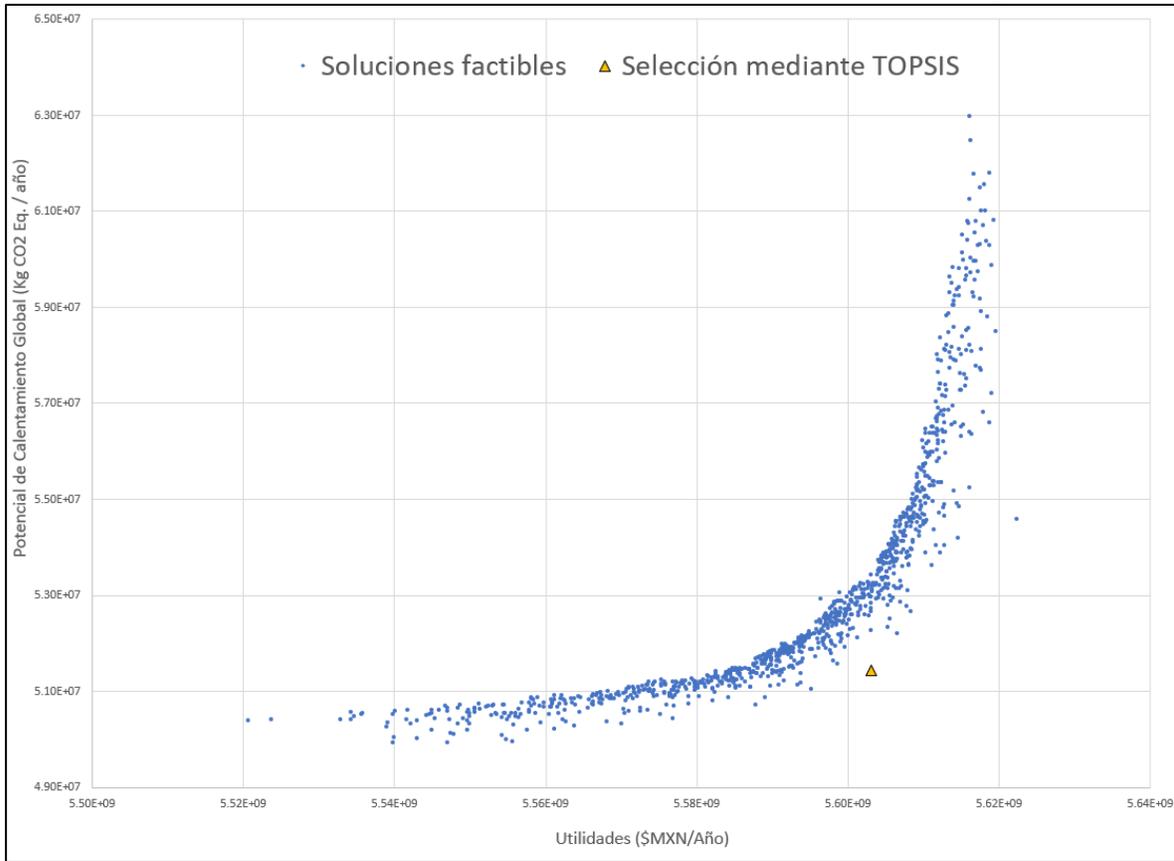


Figura 28 Frente de Pareto resultante de la optimización multicriterio

El comportamiento de la relación de los criterios de optimización se ve reflejado en un coeficiente de correlación de 0.77, indicándonos principalmente que, en la mayoría de los casos, las terminales de almacenamiento de hidrógeno en donde se obtendrían mayores utilidades no se encuentran particularmente cerca de los puntos en donde se lleva a cabo la producción. Sin embargo, es posible apreciar que el aumento de las utilidades deja de ser proporcional al aumento de las emisiones, indicándonos que existen soluciones cuyas emisiones son muy altas ( $<5.70E+07$ ) y que su aporte a las utilidades no es tan significativo en comparación con otras soluciones encontradas por el modelo.

La solución seleccionada empleando la metodología TOPSIS, siendo esta la que mejor satisface los dos criterios de optimización del modelo, se encuentra resaltada en el gráfico anterior; siendo que, con esta configuración, se obtiene una utilidad de \$5,603,022,278 MXN/año y se emiten 51,443,692 kg de CO<sub>2</sub> equivalente anualmente. A continuación, se presenta el diseño de la

cadena de suministro basado en esta configuración, para el cual se estimaron los indicadores de rendimiento del proyecto; con estos, en conjunto con la modelación de incertidumbre, se llevó a cabo el análisis de riesgo que permitió simular el comportamiento de la relación que existe entre los diversos componentes sistema.

#### 4.2.2 Diseño de la cadena de suministro

Partiendo de la configuración de la cadena de suministro seleccionada anteriormente se determinaron los principales indicadores del sistema. En la tabla 20, se muestra un resumen de los resultados obtenidos mostrando los principales indicadores de rendimiento económico y de emisiones de dióxido de carbono equivalente.

Tabla 20 Síntesis de Resultados de Optimización Multicriterio

<b>Optimización Multicriterio</b>	
Número de Unidades de producción	50
Número de Unidades de transporte	59
Número de Unidades de almacenamiento	279
<b>Costo del capital de inversión</b>	
Capital de Producción	\$7,607,615,272
Capital de Transporte	\$88,892,173
Capital de Almacenamiento	\$31,484,378,286
Capital total	<b>\$39,180,885,732</b>
<b>Costo de operación</b>	
Producción	\$3,841,773,466
Transporte	\$72,288,075
Almacenamiento	\$595,548,855
Egresos	<b>\$5,603,022,278</b>
Costo Unitario promedio (\$/ton)	<b>\$80,579.12</b>
<b>Estimación de la Utilidad</b>	
Producción de H <sub>2</sub> (Ton/año)	55,965
Precio de Venta Promedio (\$/Ton)	<b>\$180,695</b>
Ingresos	\$10,112,632,675
Utilidad total	<b>\$5,603,610,397</b>
Margen de utilidad	<b>55.4%</b>
<b>Potencial de Calentamiento Global (kg Co2 eq.)</b>	
Producción	0
Almacenamiento	39,399,360
Transporte	12,044,332
PCG Total (kg CO <sub>2</sub> eq.)	<b>51,443,692</b>
PCG Unitario (kg CO <sub>2</sub> / ton H <sub>2</sub> )	<b>919</b>
<b>Otros datos</b>	
Ocupación en TADs	4.49%
Tiempo de optimización (s)	19,879

Del estado de resultados presentado se puede determinar la contribución promedio de cada elemento de la cadena de suministros sobre el costo final del hidrógeno en las terminales de almacenamiento. Como se puede observar en la figura 29, el costo de producción del hidrógeno contribuye en promedio en un 85% al costo total del producto en la cadena de suministros. Para este caso se puede observar que los costos de transportación contribuyen en un 2% (en promedio) al costo total del hidrógeno.

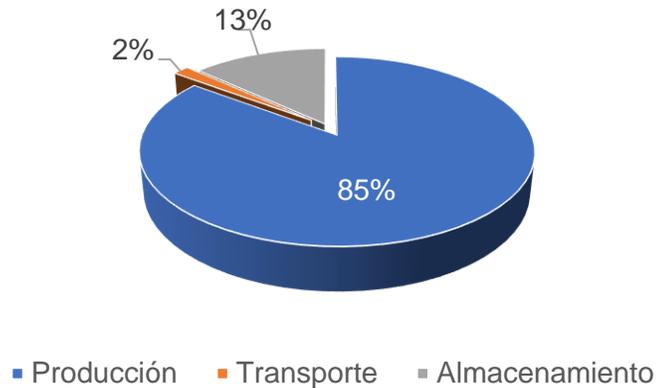


Figura 29 Contribución al costo total del hidrógeno de cada elemento de la Cadena de suministro en la solución de optimización multicriterio

Adicionalmente, la cantidad de CO<sub>2</sub> emitida por el transporte y el almacenamiento se estimó en 51,443,692 kg de dióxido de carbono equivalente anual. En la figura 30, se presenta la contribución a las emisiones generada por dichos componentes de la cadena de suministro, obteniendo para este caso una participación del 23% para el transporte.

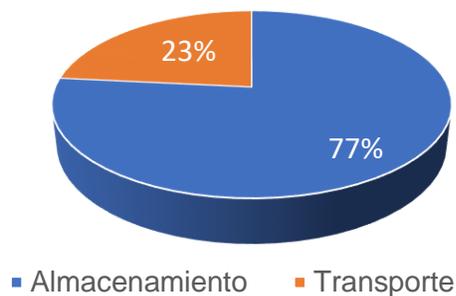


Figura 30 Contribución de las Actividades de la Cadena de suministros al Potencial de Calentamiento Global en la optimización multicriterio. La tabla 21 presenta los detalles económicos de la operación de los integrantes de la cadena de suministro, mostrando las terminales seleccionadas para el almacenamiento y los puntos de producción de hidrógeno que abastecen a dichas terminales.

Tabla 21 Estado económico de los componentes de la Cadena de suministro de Hidrógeno para la solución obtenida por la metodología TOPSIS

TAD	Planta de Electrólisis	Flujo de Hidrógeno (Ton/año)	Costo de producción (\$/Ton)	Costo de transporte (\$/Ton)	Costo de almacén (\$/Ton)	Costo Unitario (\$/Ton)	Precio de venta (\$/Ton)	Utilidades (\$/año)
13. Culiacán	El Dorado	479	40,411	727	5,923	47,061	186,574	66,826,553
14. Tepic	El Molino	880	40,411	245	5,923	46,580	184,974	121,786,924
	Puga	1,414	40,411	248	5,923	46,582	184,974	195,686,175
28. Matehuala	San Miguel del Naranjo	1,980	70,376	1,768	10,816	82,960	182,882	197,845,997
29. Cd. Victoria	Aarón Sáenz	1,104	70,376	852	10,816	82,044	180,021	108,166,852
	Pánuco	1,918	69,977	1,928	10,816	82,721	180,021	186,620,879
30. Cd. Mante	El Mante	976	70,376	211	10,816	81,403	178,824	95,083,116
31. Cd. Valles	Plan de Ayala	1,325	70,376	146	10,816	81,338	179,371	129,894,023
	Alianza Popular	1,216	70,376	549	10,816	81,741	179,371	118,718,348
	El Higo	1,957	69,977	754	10,816	81,547	179,371	191,441,037
32. S.L.P.	Plan de SL	1,400	70,376	2,579	10,816	83,771	179,894	134,572,515
36. Zapopan	Ameca	1,050	66,560	619	10,196	77,375	183,046	110,954,267
	Bellavista	641	66,560	587	10,196	77,343	183,046	67,755,450
	José María Morelos	648	66,560	1,721	10,196	78,477	183,046	67,760,712
	Melchor Ocampo	1,162	66,560	1,318	10,196	78,074	183,046	121,977,464
	Tala	1,714	66,560	307	10,196	77,063	183,046	181,654,399
37. Zamora	Quesería	1,292	66,560	2,533	10,196	79,289	184,839	136,370,600
	Santa Clara	655	66,560	785	10,196	77,541	184,839	70,280,190
	Tamazula	1,566	66,560	1,213	10,196	77,969	184,839	167,358,420
38. Irapuato	Pedernales	436	66,560	2,497	10,196	79,253	183,579	45,486,136
40. Uruapan	Lázaro Cárdenas	273	66,560	797	10,196	77,553	183,250	28,855,281
48. Tehuacán	Calipam	233	73,645	1,088	11,357	86,090	180,636	22,029,228
	Constancia	886	69,977	1,308	11,357	82,642	180,636	86,822,684
	Motzorongo	1,341	69,977	1,201	11,357	82,535	180,636	131,553,441
51. Cuernavaca	Atencingo	1,827	73,645	896	11,357	85,898	181,514	174,690,508
	Casasano	645	73,645	502	11,357	85,504	181,514	61,926,477
	Emiliano Zapata	1,187	73,645	463	11,357	85,465	181,514	114,010,212
52. Toluca	Mahuixtlán	436	69,977	3,843	11,357	85,177	181,758	42,109,198
53. Azcapotzalco	El Refugio	475	73,638	3,962	11,357	88,957	180,312	43,393,599
	La Margarita	1,226	73,638	3,987	11,357	88,982	180,312	111,970,514
56. Añil	El Potrero	1,707	69,977	3,408	11,357	84,742	181,294	164,813,801
	Progreso	913	69,977	3,841	11,357	85,175	181,294	87,756,399
59. Oaxaca	Adolfo López Mateos	1,607	73,638	1,557	11,357	86,552	181,878	153,188,796
	Tres Valles	2,396	69,977	1,751	11,357	83,085	181,878	236,708,028
61. Tuxtla Gutiérrez	Benito Juárez	1,438	69,977	1,618	11,357	82,952	178,791	137,816,482
62. Tapachula	Huixtla	1,202	73,638	529	11,357	85,524	181,773	115,691,051
65. Xalapa	El Modelo	1,079	69,977	610	10,756	81,343	179,494	105,904,929
	La Gloria	1,581	69,977	609	10,756	81,342	179,494	155,178,312
66. Escamela	El Carmen	577	69,977	403	10,756	81,136	179,115	56,533,726
	La Providencia	811	69,977	613	10,756	81,346	179,115	79,290,439
	San José de Abajo	560	69,977	688	10,756	81,421	179,115	54,708,488
	San Miguelito	525	69,977	1,132	10,756	81,865	179,115	51,056,107
	San Nicolás	1,103	69,977	478	10,756	81,211	179,115	107,988,112
68. Tierra Blanca	San Cristóbal	2,584	69,977	584	10,756	81,317	178,624	251,441,288
	San Pedro	1,273	69,977	1,287	10,756	82,020	178,624	122,976,892
69. Minatitlán	Cuatotolapam	835	69,977	915	10,756	81,648	175,569	78,424,035
70. Villahermosa	Santa Rosalía	781	69,977	556	10,756	81,289	177,822	75,392,273
73. Mérida	Azsuremex	223	69,977	4,237	11,144	85,358	173,557	19,668,377
	La Joya	826	72,349	1,620	11,144	85,113	173,557	73,054,935
	San Rafael Pucté	1,602	72,349	1,521	11,144	85,014	173,557	141,846,256
Total	-	55,965	-	-	-	-	-	5,603,610,397
Promedio	-	1,119	68,249	1,352	10,567	80,168	180,689	110,626,409

Con la información anterior, se construye el gráfico presentado en la figura 31, en el que se muestra la contribución de los elementos de la cadena de suministro en el costo del hidrógeno desde su producción hasta su almacenamiento en las terminales. En promedio, el costo final del hidrógeno es de \$80,168 \$/Ton; sin embargo, en algunos puntos de almacenamiento se obtuvo un costo relativamente bajo, como lo es en los casos del hidrógeno producido en los ingenios de El Dorado, El Molino y Puga, en los que se determinó que el costo final proveniente de estos puntos fue en promedio \$46,740 / Tonelada de hidrógeno.

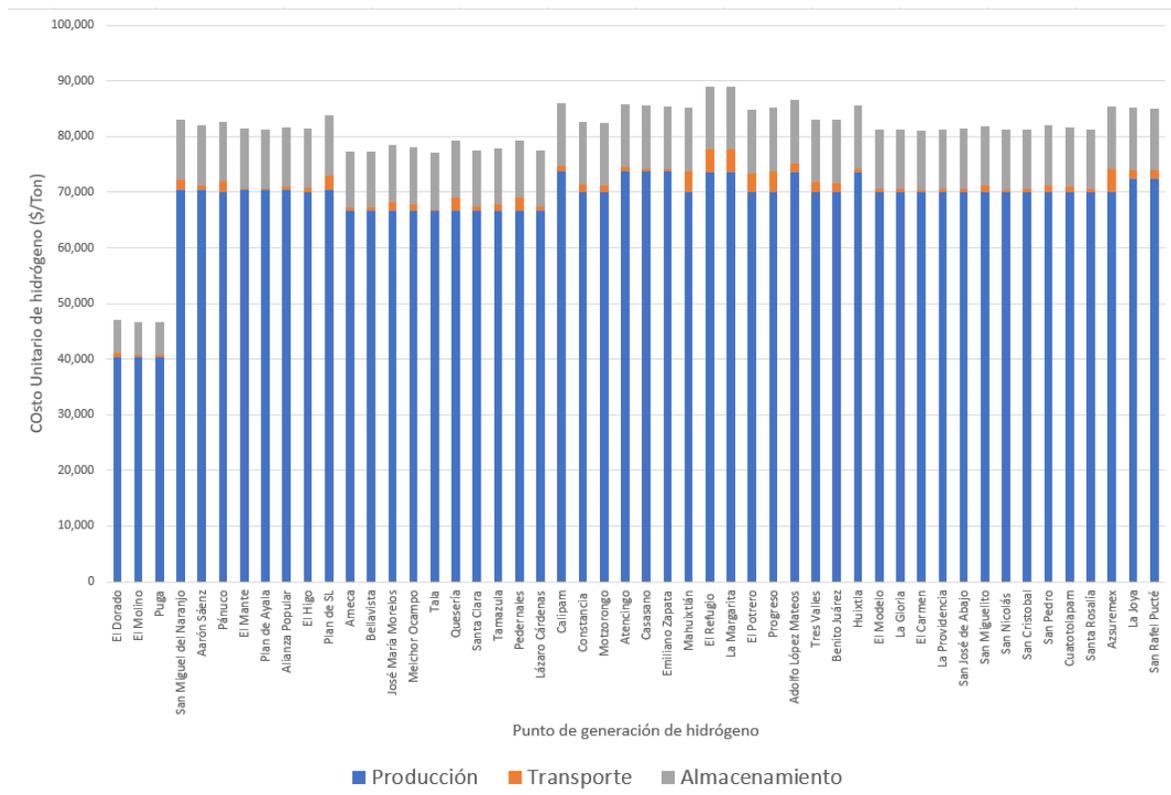


Figura 31 2Contribución de las actividades de la cadena de suministro al costo final del hidrógeno generado en cada planta de electrólisis para la solución obtenida de la optimización multicriterio

La configuración de la cadena de suministro seleccionada por la metodología TOPSIS se muestra representada en la figura 32. En esta, es posible percibir que el hidrógeno generado es distribuido a un mayor número de terminales de almacenamiento, en comparación con la solución encontrada para minimizar el potencial de calentamiento global. Por otro lado, también se puede observar que las distancias de distribución son en su mayoría más cortas, cuando se les compara con la solución encontrada que maximiza las utilidades del sistema.

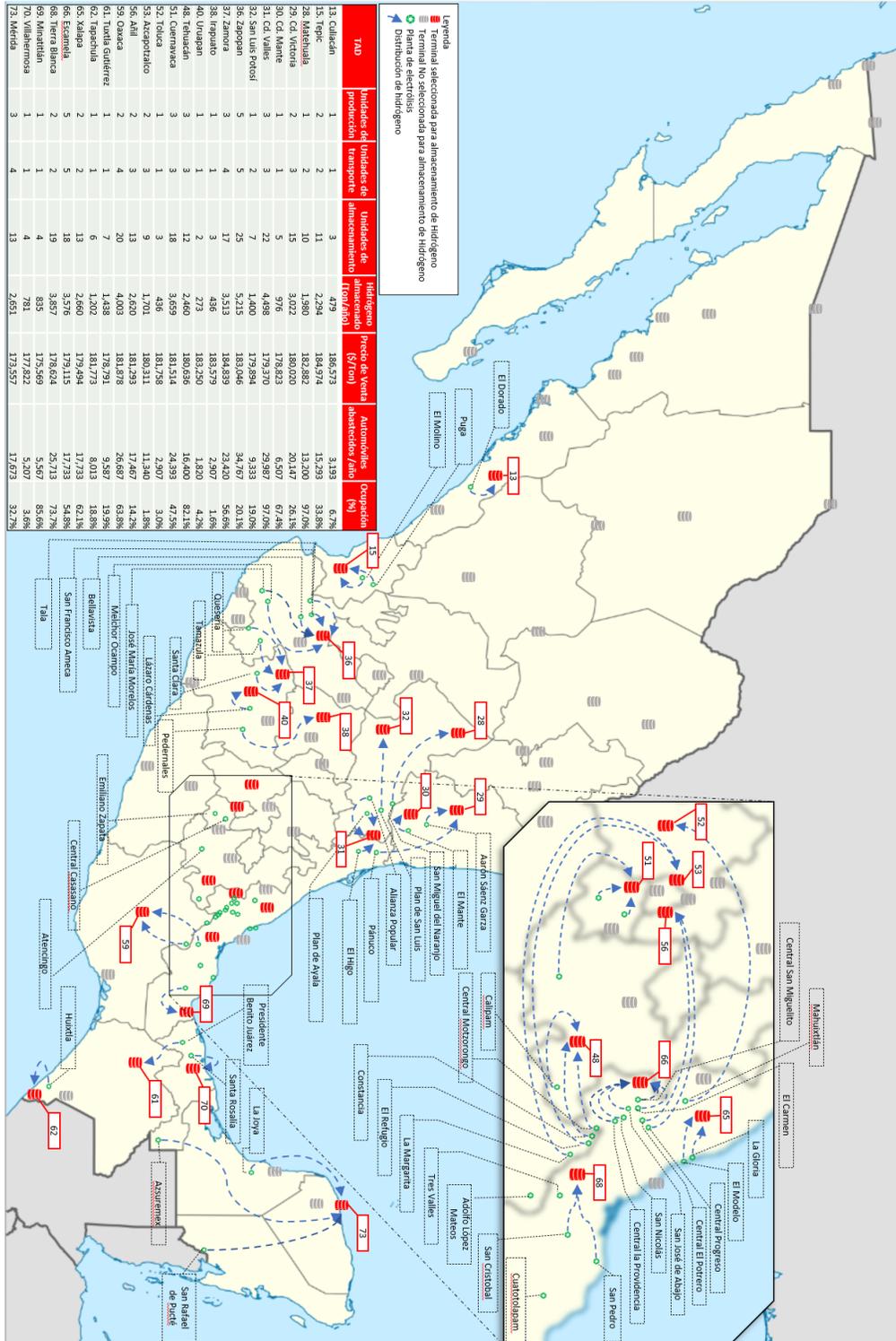


Figura 32 Configuración de la cadena de suministro obtenida en optimización multicriterio

En la figura 33 se muestra la proporción de utilidades totales generadas por cada kg de CO<sub>2</sub> emitido al medio ambiente por el sistema. Es posible observar que la solución encontrada al optimizar la función objetivo del Potencial de Calentamiento Global (P.C.G.) se obtuvo la mayor proporción de Utilidades (\$) por Kg de CO<sub>2</sub> generado por el sistema, valor que disminuye cuando las utilidades incrementan. Esto se debe a que una reducción en la cantidad de CO<sub>2</sub> emitido es mucho más significativa que el incremento de las utilidades generado para cada solución.

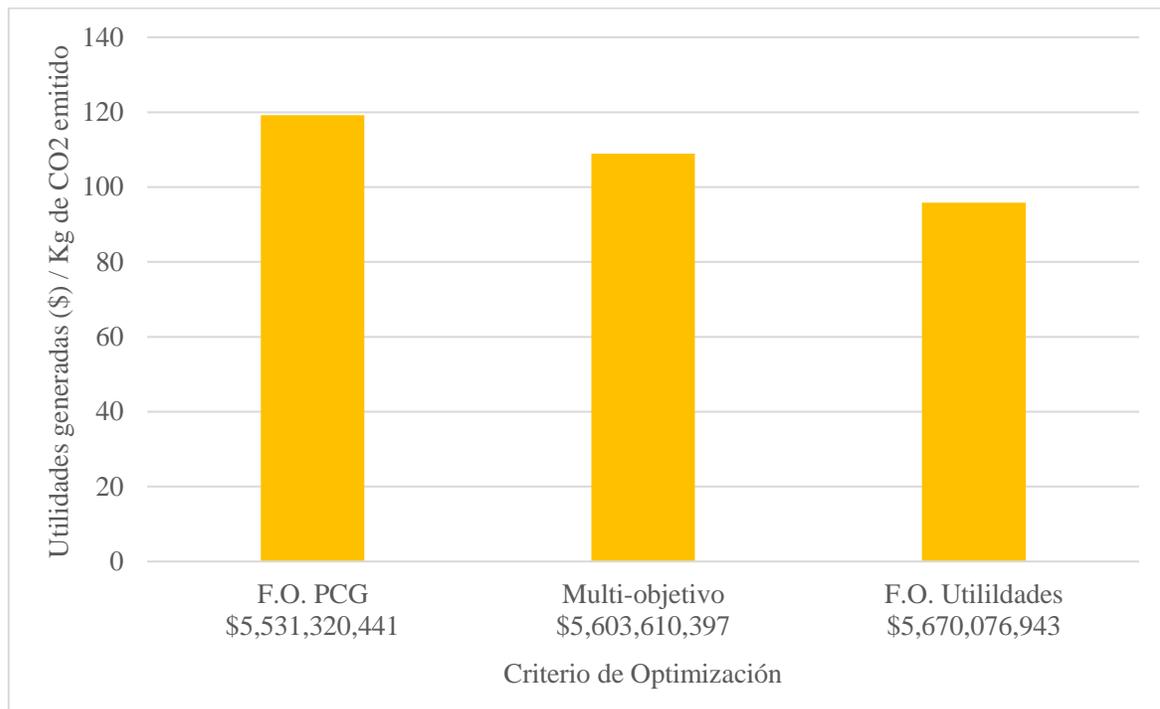


Figura 33 Proporción de utilidades generadas por cada Kg de CO<sub>2</sub> emitido para cada solución estudiada

### 4.3 Análisis de riesgo empleando simulación Monte Carlo

Se empleó la metodología de simulación Montecarlo para evaluar el impacto que tienen las variables del sistema que presentan incertidumbre en su comportamiento sobre algunos indicadores económicos de la cadena de suministro como el costo de producción del hidrógeno que depende de los costos de agua y electricidad, así como la tasa interna de retorno del proyecto, en la que impactan elementos como la cantidad de bagazo disponible para la

generación de energía. Dichos comportamientos aleatorios fueron modelados empleando distribuciones de probabilidad obtenidas de la base de datos recopilada.

#### **4.3.1 Análisis del Costo Variable de producción del hidrógeno**

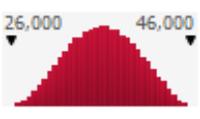
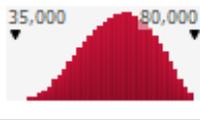
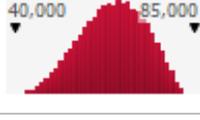
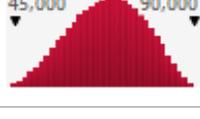
Se evaluó el impacto de las principales variables inciertas que intervienen en la estimación del costo variable de producción del hidrógeno, siendo que esta actividad contribuye en un 85% al costo final del hidrógeno. La evaluación se llevó a cabo para cada una de las regiones en las que se ha dividido el estudio, ya que en cada una de ellas se determinó una distribución de probabilidad particular para ambos costos de electricidad y de agua.

En la tabla 22, se muestran los resultados derivados del análisis de incertidumbre realizado sobre el costo variable del hidrógeno y en donde, con base en la metodología planteada, se determinó que el número óptimo de iteraciones sería de 2,500 para cada región. Con esta información se concluye que el mayor costo variable del hidrógeno se obtiene en la región Sureste del país con un valor medio de \$73,010.25 por tonelada, mientras que el menor costo variable se observa en la región Noroeste con un valor medio de \$36,327.23 por tonelada de H<sub>2</sub>. Adicionalmente, se presenta el gráfico que describe el comportamiento del costo variable para cada región, así como los valores máximos y mínimos alcanzados durante la simulación.

Por último, se presenta el rango intercuartílico 5% - 95% del total de los valores generados durante la simulación Montecarlo, y del cuál se puede determinar que, para el caso de la región Noroeste, el 90% de las iteraciones el valor del costo variable fue entre \$30,568.84 y \$42,048.19 por tonelada de hidrógeno.

Adicionalmente se presentan los gráficos de tornado resultantes del análisis de impacto de variable que realiza el software de análisis de riesgo *@Risk*, en los que se puede observar el impacto que tienen el costo de la electricidad y el costo del agua sobre el valor promedio del costo variable de producción.

Tabla 22 Valores obtenidos de la simulación Monte Carlo para el Costo Variable de Producción del Hidrógeno (\$/Ton de Hidrógeno)

Región	Gráfico	Mín	Media	Máx	5%	95%
Noroeste		27,377.46	36,327.03	45,124.91	30,568.84	42,047.19
Occidente		39,720.23	61,251.27	78,455.23	48,117.03	73,355.36
Noreste		44,250.88	64,833.03	81,316.16	52,220.77	76,302.23
Sur		46,113.51	68,541.31	88,467.61	54,341.79	81,857.70
Centro		45,122.62	68,545.62	88,164.93	54,375.38	81,877.45
Golfo		44,602.56	68,618.98	83,555.36	55,161.54	79,848.36
Sureste		47,668.46	73,010.25	83,324.07	60,477.91	81,741.94

En la figura 34 se muestra la clasificación de las entradas por su efecto en el valor promedio del costo variable de producción en la región noroeste del país, es posible observar que el precio de la electricidad en esa región puede provocar que el costo variable de producción de hidrógeno obtenga valores desde los \$30,397 hasta los \$42,248 por tonelada. Mientras que el precio del metro cúbico del agua tiene un efecto mucho menor en la variación de costo. Los gráficos de la clasificación de las variables de entrada del resto de las regiones se presentan en el Anexo 6.

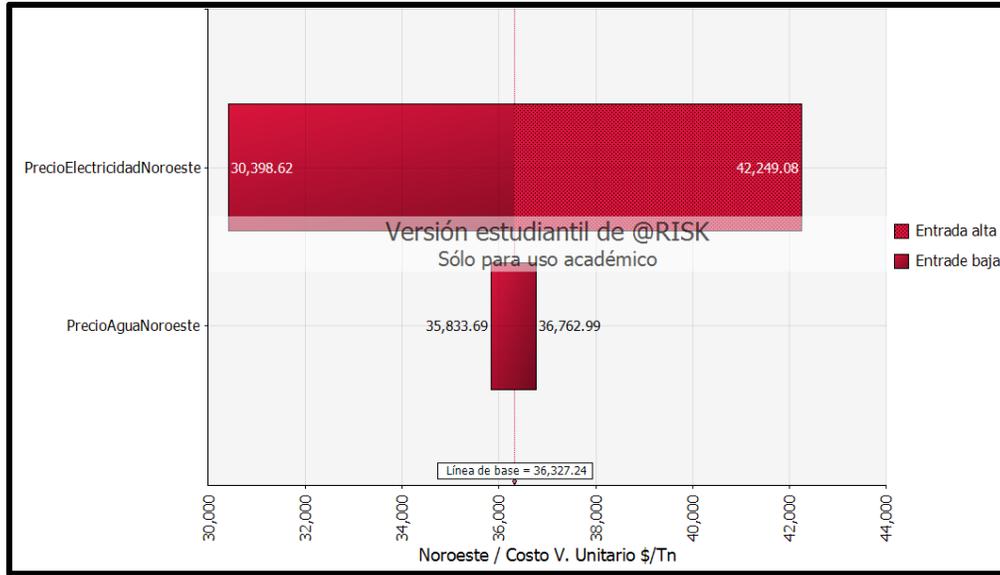


Figura 34 Clasificación de las variables de entrada por su efecto en el valor promedio del costo variable de producción de hidrógeno (\$/Ton)

#### 4.3.2 Análisis del riesgo presente en la evaluación económica

Para la determinación de la rentabilidad del proyecto se estimaron los siguientes indicadores económicos: la tasa interna de recuperación (TIR), el valor presente neto de la inversión con una tasa de rendimiento mínima aceptada (TREMA) del 10% y el tiempo de recuperación. La evaluación se llevó a cabo a 10 años para las tres soluciones encontradas y se realizó un análisis de riesgo sobre los indicadores económicos para poder contar con valores estadísticos de su comportamiento.

Durante la optimización del modelo matemático se consideró únicamente la energía eléctrica generada por la combustión del bagazo de caña en los ingenios azucareros de México. Sin embargo, la generación de energía por este medio ocurre solo en una fracción del año, por lo que las capacidades operativas de los elementos de la cadena de suministro no son aprovechadas en su totalidad. Por lo anterior, se propusieron dos escenarios sobre los cuales se realizó la evaluación económica. En el primer escenario se considera únicamente la energía eléctrica generada por la combustión del bagazo durante los periodos de Zafra y No Zafra. En el segundo escenario se evaluó la rentabilidad del proyecto complementando la energía faltante con energía proveniente de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con el objetivo de estimar la tasa de

rendimiento cuando el sistema funciona a su capacidad instalada completa durante todo el año. Se realizaron 50,000 iteraciones de simulación Monte Carlo para cada escenario (Anexo 7).

**Escenario 1. Empleando energía eléctrica generada únicamente a partir de la combustión del bagazo.**

Se estimaron los valores estadísticos de los indicadores de la rentabilidad de la inversión para cada una de las terminales de abastecimiento y despacho que se eligieron para almacenar y revender el hidrógeno producido. Los resultados del análisis de riesgo se presentan en la tabla 23.

Tabla 23 Resultados del análisis de riesgo de la TIR para cada Terminal de Abastecimiento y Despacho (Escenario 1)

TAD	Mín	Media	Máx	5%	95%
Tepic	15.1%	<b>28.9%</b>	34.2%	26.1%	30.8%
Zapopan	10.5%	<b>24.0%</b>	34.0%	20.9%	26.9%
Zamora	11.0%	<b>24.0%</b>	29.8%	20.9%	26.9%
Culiacán	12.9%	<b>23.2%</b>	25.9%	21.0%	24.9%
Ciudad Valles	11.0%	<b>22.3%</b>	27.4%	19.6%	24.6%
Tehuacán	10.8%	22.2%	27.3%	19.4%	24.8%
Xalapa	10.3%	22.2%	29.9%	19.2%	25.2%
Matehuala	11.0%	22.1%	28.9%	19.2%	24.9%
Ciudad Victoria	10.2%	21.9%	30.3%	19.3%	24.2%
Cuernavaca	9.6%	21.9%	28.9%	18.7%	24.9%
Tuxtla Gutiérrez	9.7%	21.9%	26.9%	19.1%	24.6%
Tierra Blanca	9.8%	21.9%	28.1%	18.8%	24.8%
Oaxaca	10.0%	21.8%	27.4%	19.1%	24.1%
Añil	9.7%	21.7%	33.4%	18.9%	24.4%
Tapachula	9.9%	21.7%	27.7%	18.6%	24.7%
Minatitlán	10.3%	21.7%	28.0%	18.5%	24.7%
San Luis Potosí	10.0%	21.6%	27.7%	18.5%	24.4%
Escamela	9.7%	21.6%	27.2%	18.5%	24.4%
Ciudad Mante	9.3%	21.3%	27.2%	18.3%	24.1%
Villahermosa	9.1%	21.0%	26.5%	18.0%	23.8%
Mérida	8.2%	20.4%	26.1%	17.6%	23.2%
Azcapotzalco	8.0%	19.7%	25.8%	17.0%	22.3%
Irapuato	7.4%	16.9%	21.4%	14.6%	19.2%
Uruapan	6.7%	15.8%	20.4%	13.6%	18.1%
Toluca	7.1%	15.8%	21.0%	13.6%	17.9%

Con la información obtenida se determinó que, en promedio, la tasa interna de rendimiento para estos proyectos sería del 21.5%; siendo que, en algunos casos, la TIR alcanzó valores muy atractivos como el caso de la TAD Tepic, obteniendo resultados de hasta el 34.2% como valor máximo. Por otro lado, existen terminales en los cuales el valor mínimo cae por debajo de la tasa de rendimiento aceptada (<10%). Sin embargo, este no es el caso para ninguna terminal en el rango intercuartílico 5%-95%.

En la tabla 24 se presentan los resultados obtenidos del análisis de riesgo realizado sobre el valor presente neto de la inversión realizada para cada una de las terminales.

Tabla 24 Resultados del análisis de riesgo sobre el VPN de la inversión para cada Terminal de abastecimiento y despacho (\$) (Escenario 1)

TAD	Mín	Media	Máx	5%	95%
Zapopan	\$147,557,600	<b>\$2,969,558,000</b>	\$5,392,266,000	\$2,362,223,000	\$3,580,806,000
Ciudad Valles	\$268,392,800	<b>\$2,247,384,000</b>	\$3,288,644,000	\$1,816,119,000	\$2,669,959,000
Zamora	\$199,932,100	<b>\$2,021,590,000</b>	\$2,891,128,000	\$1,611,327,000	\$2,434,978,000
Oaxaca	\$11,016,290	<b>\$1,958,298,000</b>	\$2,964,206,000	\$1,563,203,000	\$2,340,271,000
Tierra Blanca	<b>-\$38,773,760</b>	<b>\$1,877,331,000</b>	\$2,892,582,000	\$1,408,142,000	\$2,327,618,000
Tepic	\$682,412,200	\$1,802,561,000	\$2,330,775,000	\$1,608,723,000	\$1,963,252,000
Cuernavaca	<b>-\$77,181,670</b>	\$1,780,230,000	\$2,979,886,000	\$1,327,721,000	\$2,236,659,000
Escamela	<b>-\$61,185,460</b>	\$1,713,394,000	\$2,589,535,000	\$1,282,415,000	\$2,132,170,000
Ciudad Victoria	\$33,925,360	\$1,481,710,000	\$2,591,889,000	\$1,187,357,000	\$1,767,298,000
Xalapa	\$46,579,980	\$1,328,806,000	\$2,214,642,000	\$1,014,353,000	\$1,645,644,000
Añil	<b>-\$39,737,270</b>	\$1,267,688,000	\$2,772,335,000	\$987,858,400	\$1,555,142,000
Tehuacán	\$108,464,900	\$1,228,725,000	\$1,786,638,000	\$969,805,800	\$1,486,553,000
Mérida	<b>-\$272,841,900</b>	\$1,115,092,000	\$1,735,896,000	\$830,675,100	\$1,404,004,000
Matehuala	\$114,666,500	\$1,003,911,000	\$1,648,068,000	\$777,875,000	\$1,234,838,000
Azcapotzalco	<b>-\$199,978,900</b>	\$701,819,000	\$1,190,303,000	\$512,375,800	\$890,293,000
Tuxtla Gutiérrez	<b>-\$27,578,080</b>	\$696,695,700	\$1,018,235,000	\$539,830,200	\$848,088,100
San Luis Potosí	<b>-\$2,021,125</b>	\$669,044,400	\$1,041,874,000	\$506,278,000	\$832,256,100
Tapachula	<b>-\$5,808,335</b>	\$580,042,800	\$883,169,400	\$432,425,200	\$727,068,400
Ciudad Mante	<b>-\$39,323,480</b>	\$461,005,100	\$711,263,600	\$347,853,300	\$574,614,200
Minatitlán	\$15,521,330	\$392,276,200	\$619,971,200	\$291,562,700	\$493,408,400
Villahermosa	<b>-\$41,859,910</b>	\$358,400,000	\$547,937,000	\$265,807,300	\$449,890,700
Culiacán	\$90,418,450	\$308,748,800	\$368,144,800	\$265,131,300	\$346,043,200
Irapuato	<b>-\$76,184,700</b>	\$150,530,100	\$262,528,700	\$100,478,600	\$202,273,300
Toluca	<b>-\$81,331,920</b>	\$124,781,600	\$248,491,600	\$78,292,430	\$171,196,600
Uruapan	<b>-\$61,293,520</b>	\$83,038,020	\$153,463,200	\$50,814,160	\$116,120,200

Posteriormente se evaluó el riesgo de la inversión en términos del valor presente neto (VPN). Este indicador nos permite identificar aquellos proyectos de inversión que satisfacen la tasa de rendimiento mínima aceptada, establecida en 10%. Dichos proyectos de inversión satisfactorios son aquellos cuyo valor presente neto (\$) es mayor o igual a cero.

A partir de estos resultados es posible identificar aquellos proyectos que tienen posibilidades de no satisfacer la TREMA establecida, siendo el caso de las Terminales ubicadas en Ciudad Mante, San Luis Potosí, Irapuato, Uruapan, Cuernavaca, Toluca, Azcapotzalco, Añil, Tuxtla Gutiérrez, Escamela, Tierra blanca, Villahermosa y Mérida. Sin embargo, en el rango intercuartílico 5% - 95% todas las inversiones lograron satisfacer la tasa de retorno mínima aceptada. A partir de los resultados obtenidos se puede concluir que los inversionistas muy probablemente recuperarían su inversión entre los primeros 4 a 7 años de operación, en cualquier caso (Tabla 25).

Tabla 25 Resultados del análisis de riesgo sobre el periodo de recuperación de la inversión en cada Terminal de abastecimiento y despacho (Años) (Escenario 1)

TAD	Mín	Media	Máx	5%	95%
Tepic	3.45	<b>3.94</b>	6.11	3.74	4.23
Zamora	3.86	<b>4.60</b>	7.46	4.18	5.09
Culiacán	4.24	<b>4.61</b>	6.67	4.37	4.94
Zapopan	3.53	<b>4.61</b>	7.62	4.19	5.10
Ciudad Valles	4.17	<b>4.87</b>	7.43	4.50	5.32
Tehuacán	4.13	4.88	7.54	4.46	5.37
Xalapa	3.87	4.88	7.63	4.40	5.43
Matehuala	4.01	4.89	7.41	4.44	5.41
Ciudad Victoria	3.84	4.92	7.73	4.54	5.38
Tuxtla Gutiérrez	4.18	4.93	7.95	4.49	5.45
Tierra Blanca	4.06	4.93	7.87	4.45	5.50
Cuernavaca	3.97	4.95	7.95	4.44	5.53
Oaxaca	4.17	4.95	7.81	4.56	5.42
Añil	3.58	4.96	7.93	4.52	5.48
Minatitlán	4.07	4.97	7.70	4.46	5.57
Tapachula	4.09	4.98	7.88	4.48	5.57
San Luis Potosí	4.10	4.99	7.82	4.51	5.55
Escamela	4.13	4.99	7.93	4.50	5.56
Ciudad Mante	4.14	5.02	8.14	4.55	5.58
Villahermosa	4.21	5.08	8.18	4.59	5.66
Mérida	4.30	5.20	8.58	4.70	5.76
Azcapotzalco	4.36	5.33	8.74	4.82	5.91
Irapuato	4.89	5.83	8.87	5.29	6.42
Uruapan	5.04	6.07	9.20	5.50	6.71
Toluca	4.97	6.12	9.01	5.58	6.73

Por último, se estimó el tiempo de recuperación de la inversión y se evaluó el riesgo de que este tiempo se acorte o prolongue. En promedio, el tiempo de recuperación de la inversión es de 5 años; siendo que, en los casos más optimistas, el inversionista estará recuperando su inversión poco antes del cuarto año de operación, y en el escenario más pesimista, la recuperación de la inversión podría prolongarse hasta más de 9 años.

### **Escenario 2. Complementando la energía eléctrica del sistema con una fuente externa.**

Los resultados del análisis de riesgo aplicado sobre la tasa interna de retorno de las inversiones se presentan en la tabla 26. A diferencia del escenario 1, para el escenario 2 se puede observar que en ningún caso la TIR resulta inferior a la TREMA (10%); y que, en promedio, la tasa interna de rendimiento de las inversiones es de 37.2%, alcanzando tasas con valor de hasta el 53.8% y 54.8% en los escenarios más favorables. Sin embargo, para la mayoría de los casos, el rango intercuartílico 5% -95% presentó tasas de rendimiento que van desde el 31% hasta el 40% en promedio.

De la mano con los valores obtenidos para la tasa interna de retorno de las inversiones, la estimación del valor presente neto de la inversión resultó satisfactoria hacia los criterios de la evaluación económica ya que en ninguna de las terminales se obtuvo un valor negativo, incluso en los valores mínimos. El mayor valor presente neto obtenido se genera en la terminal de Zapopan, siendo esta aquella terminal destinada al almacenamiento de la mayor cantidad de hidrógeno al año, y por lo tanto siendo aquella que mayor inversión requiere, principalmente para el almacenamiento del elemento.

Tabla 26 Resultados del análisis de riesgo de la TIR para cada Terminal de Abastecimiento y Despacho (Escenario 2)

TAD	Mín	Media	Máx	5%	95%
Tepic	40.3%	<b>46.5%</b>	52.5%	44.6%	48.4%
Culiacán	37.4%	<b>41.1%</b>	44.3%	39.1%	43.0%
Zapopan	34.8%	<b>40.5%</b>	53.8%	36.9%	44.4%
Zamora	32.9%	<b>40.0%</b>	48.0%	36.5%	43.8%
Matehuala	32.5%	<b>38.9%</b>	48.5%	35.4%	42.6%
Ciudad Victoria	33.5%	38.6%	49.2%	35.8%	41.5%
Tierra Blanca	30.4%	38.5%	46.2%	34.8%	42.5%
Oaxaca	32.2%	38.4%	45.5%	35.5%	41.3%
Añil	32.7%	38.2%	54.8%	35.0%	41.7%
Tapachula	29.8%	38.2%	45.9%	34.3%	42.3%
Escamela	31.2%	38.1%	45.8%	34.4%	42.0%
San Luis Potosí	30.0%	38.0%	45.8%	34.6%	41.8%
Ciudad Valles	32.3%	37.9%	44.7%	35.2%	40.7%
Ciudad Mante	29.6%	37.7%	45.7%	34.3%	41.5%
Villahermosa	29.0%	37.3%	45.5%	33.7%	41.1%
Xalapa	30.6%	37.1%	46.7%	33.5%	40.8%
Cuernavaca	31.0%	37.0%	47.0%	33.2%	41.1%
Tehuacán	31.3%	36.9%	44.4%	33.9%	40.1%
Azcapotzalco	29.7%	35.4%	43.5%	32.0%	38.8%
Tuxtla Gutiérrez	28.9%	35.0%	41.5%	32.0%	38.3%
Mérida	25.4%	34.6%	42.0%	31.4%	37.9%
Minatitlán	26.6%	32.7%	39.9%	29.3%	36.2%
Irapuato	26.2%	31.7%	39.1%	28.8%	34.8%
Uruapan	25.4%	30.4%	37.6%	27.5%	33.4%
Toluca	24.8%	30.1%	37.4%	27.4%	32.9%

De la mano con los valores obtenidos para la tasa interna de retorno de las inversiones, la estimación del valor presente neto de la inversión resultó satisfactoria hacia los criterios de la evaluación económica ya que en ninguna de las terminales se obtuvo un valor negativo, incluso en los valores mínimos. El mayor valor presente neto obtenido se genera en la terminal de Zapopan, siendo esta aquella terminal destinada al almacenamiento de la mayor cantidad de hidrógeno al año, y por lo tanto siendo aquella que mayor inversión requiere, principalmente para el almacenamiento del elemento.

Tabla 27 Resultados del análisis de riesgo sobre el VPN de la inversión para cada Terminal de abastecimiento y despacho (\$) (Escenario 2)

TAD	Mín	Media	Máx	5%	95%
Zapopan	\$6,365,169,000	<b>\$7,908,476,000</b>	\$12,076,860,000	\$6,930,779,000	\$8,963,229,000
Ciudad Valles	\$4,954,419,000	<b>\$6,272,752,000</b>	\$8,130,499,000	\$5,637,418,000	\$6,971,077,000
Oaxaca	\$4,257,427,000	<b>\$5,633,624,000</b>	\$7,313,096,000	\$5,036,073,000	\$6,256,706,000
Tierra Blanca	\$3,671,416,000	<b>\$5,382,917,000</b>	\$7,012,273,000	\$4,641,581,000	\$6,160,372,000
Zamora	\$3,958,573,000	<b>\$5,340,757,000</b>	\$6,897,040,000	\$4,678,141,000	\$6,041,744,000
Cuernavaca	\$3,809,594,000	\$5,009,288,000	\$7,136,998,000	\$4,272,177,000	\$5,792,445,000
Escamela	\$3,653,349,000	\$4,991,127,000	\$6,466,545,000	\$4,302,538,000	\$5,713,222,000
Tepic	\$3,491,828,000	\$4,315,068,000	\$5,147,062,000	\$4,071,114,000	\$4,556,746,000
Ciudad Victoria	\$3,450,943,000	\$4,254,207,000	\$6,105,046,000	\$3,821,387,000	\$4,721,400,000
Xalapa	\$2,725,365,000	\$3,665,084,000	\$5,155,242,000	\$3,158,660,000	\$4,202,651,000
Añil	\$2,889,289,000	\$3,654,250,000	\$6,299,676,000	\$3,212,242,000	\$4,125,077,000
Tehuacán	\$2,620,800,000	\$3,386,280,000	\$4,428,610,000	\$2,986,300,000	\$3,814,582,000
Mérida	\$1,939,909,000	\$3,286,816,000	\$4,374,603,000	\$2,836,102,000	\$3,767,862,000
Matehuala	\$2,184,900,000	\$2,859,883,000	\$3,971,067,000	\$2,500,105,000	\$3,245,241,000
Azcapotzalco	\$1,676,569,000	\$2,204,357,000	\$3,045,961,000	\$1,896,970,000	\$2,521,509,000
San Luis Potosí	\$1,335,641,000	\$1,942,356,000	\$2,552,381,000	\$1,689,521,000	\$2,214,844,000
Tuxtla Gutiérrez	\$1,388,045,000	\$1,890,589,000	\$2,436,362,000	\$1,645,516,000	\$2,148,543,000
Tapachula	\$1,122,106,000	\$1,678,521,000	\$2,175,500,000	\$1,436,063,000	\$1,934,995,000
Ciudad Mante	\$926,584,900	\$1,355,768,000	\$1,809,379,000	\$1,177,272,000	\$1,545,946,000
Villahermosa	\$711,132,700	\$1,067,696,000	\$1,419,653,000	\$919,888,400	\$1,223,297,000
Minatitlán	\$730,412,200	\$1,030,391,000	\$1,413,457,000	\$868,458,600	\$1,204,688,000
Culiacán	\$746,110,200	\$860,761,800	\$960,162,700	\$798,837,400	\$918,968,300
Irapuato	\$413,859,100	\$569,709,300	\$786,057,200	\$488,388,600	\$655,847,600
Toluca	\$373,254,800	\$523,532,100	\$739,502,600	\$449,919,400	\$600,364,900
Uruapan	\$257,087,500	\$348,069,800	\$489,140,500	\$296,071,900	\$404,059,300

Los resultados del análisis de riesgo evaluado sobre el tiempo de recuperación de la inversión se presentan en la tabla 28, a partir de la que se puede concluir que el tiempo de recuperación promedio de todas las terminales disminuyó de 5 (escenario 1) a 3.4 años (escenario 2), por lo que se concluye que la energía complementaria empleada para producir el hidrógeno contribuye positivamente a la rentabilidad del proyecto y al tiempo en que los inversionistas recuperarían su inversión.

Tabla 28 Resultados del análisis de riesgo sobre el periodo de recuperación de la inversión en cada Terminal de abastecimiento y despacho (Años) (Escenario 2)

Nombre	Mín	Media	Máx	5%	95%
Tepic	2.55	<b>3.94</b>	3.11	2.70	2.88
Culiacán	2.86	<b>4.60</b>	3.28	2.93	3.16
Zapopan	2.56	<b>4.61</b>	3.58	2.91	3.41
Zamora	2.73	<b>4.61</b>	3.73	2.94	3.43
Matehuala	2.74	<b>4.87</b>	3.79	3.01	3.52
Ciudad Victoria	2.72	4.88	3.69	3.08	3.49
Tierra Blanca	2.83	4.88	3.96	3.02	3.58
Oaxaca	2.90	4.89	3.81	3.09	3.52
Añil	2.54	4.92	3.78	3.06	3.56
Escamela	2.83	4.93	3.89	3.04	3.60
Ciudad Valles	2.93	4.93	3.80	3.12	3.53
San Luis Potosí	2.85	4.95	4.03	3.05	3.59
Tapachula	2.84	4.95	4.04	3.03	3.63
Ciudad Mante	2.85	4.96	4.06	3.07	3.61
Villahermosa	2.86	4.97	4.13	3.09	3.66
Xalapa	2.81	4.98	3.96	3.10	3.67
Tehuacán	2.91	4.99	3.88	3.15	3.63
Cuernavaca	2.80	4.99	3.94	3.09	3.71
Azcapotzalco	2.99	5.02	4.08	3.23	3.82
Tuxtla Gutiérrez	3.06	5.08	4.13	3.26	3.80
Mérida	3.03	5.20	4.54	3.28	3.87
Minatitlán	3.15	5.33	4.38	3.38	4.06
Irapuato	3.15	5.83	4.40	3.46	4.07
Uruapan	3.24	6.07	4.49	3.56	4.20
Toluca	3.28	6.12	4.60	3.64	4.24

A partir de la información obtenida en el escenario 2 se presentan a continuación los principales indicadores económicos derivados de las actividades de la cadena de suministro de hidrógeno.

### Costo de Producción

El costo de producción representa el 85% del costo final del hidrógeno, y está conformado por el Costo Variable en el que se involucran los costos de electricidad y agua empleados para la producción de hidrógeno en cada punto de generación de energía (ingenios) a partir del bagazo; y el costo fijo que contempla los gastos anuales presupuestados de operación y mantenimiento

de las plantas de electrólisis. La contribución de cada costo al costo final unitario de producción del hidrógeno se presenta en la figura 35, en la que se puede observar que, para el escenario 2 en el que se complementa la capacidad de producción con energía externa, el 96% del costo de producción del hidrógeno está constituido por el costo de la energía eléctrica utilizada para la electrólisis, mientras que el costo del agua contribuye con menos del 1%. El costo unitario promedio de producción del hidrógeno por electrólisis se determinó en \$65,340 por tonelada de H<sub>2</sub>.

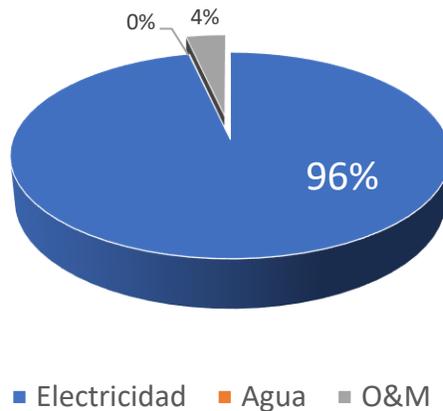


Figura 35 Constitución del costo de producción de hidrógeno

### Costo de transporte

El costo de transporte está constituido por cuatro criterios entre los que se consideraron los gastos de combustible, el salario del conductor, los gastos de mantenimiento y los costos del peaje que debe cubrirse para recorrer las distancias seleccionadas. La figura 36 muestra la contribución de estos criterios sobre los costos de transporte, y se puede observar que los costos de combustible poseen la mayor contribución al costo de transporte del hidrógeno, alcanzando una proporción del 58%, seguido del mantenimiento de las unidades con una aportación del 17%. El costo unitario de transporte del hidrógeno es muy variable ya que depende fuertemente de la distancia a la cual se elija distribuirlo, para el modelo aquí desarrollado se estima que el costo promedio de transporte de hidrógeno fue de \$1,241 por tonelada.

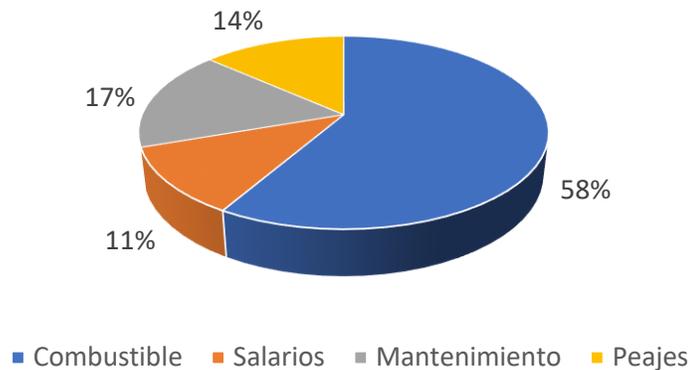


Figura 36 Constitución del costo de transporte de hidrógeno

**Costo de almacenamiento**

El costo del almacenamiento del hidrógeno está constituido por los costos de operación y mantenimiento de las unidades de almacenamiento y el costo de la energía eléctrica utilizado en el acondicionamiento del hidrógeno para su licuefacción. La contribución de cada uno de estos factores al costo unitario de almacenamiento se muestra en la figura 37, en la que se puede apreciar que el 76% del gasto va dirigido al acondicionamiento del hidrógeno para su licuefacción, mientras que el resto se destina para la operación y mantenimiento de las unidades de almacenamiento, obteniendo un total promedio de \$10,461 por tonelada.

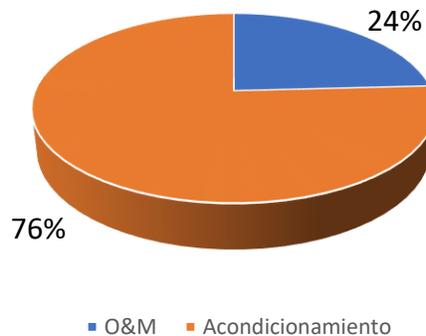


Figura 37 Constitución del costo de almacenamiento del hidrógeno

#### 4.4 Conclusiones

En este capítulo fueron presentados los resultados obtenidos conforme la aplicación de la metodología propuesta, buscando una presentación clara de las soluciones encontradas para la configuración de la cadena de suministro de hidrógeno.

Como primera aproximación se abordaron las soluciones óptimas encontradas mediante la optimización individual de cada uno de los criterios propuestos en el modelo empleando el software de optimización *Evolver*. A partir de estas soluciones fue posible encontrar los valores máximos de las utilidades y mínimos del potencial de calentamiento global, mismos que permitieron generar un área de múltiples soluciones factibles.

Subsecuentemente, se ejecutó la optimización multicriterio empleando el software *MultiGen*, que permitió generar un frente de Pareto conformado por un conjunto de soluciones que cumplían satisfactoriamente las restricciones del modelo, y de entre las cuales se seleccionaría aquella que mejor respondiera a los criterios de optimización establecidos. La selección de la solución que mejor satisface ambos criterios se llevó a cabo empleando la metodología de toma de decisiones TOPSIS.

Una vez seleccionada la solución deseada, se ejecutó un análisis de riesgo y modelación de incertidumbre sobre el costo variable de producción del hidrógeno por región, empleando la metodología de simulación Monte Carlo y el software de análisis de riesgo @Risk. Adicionalmente se evaluó el riesgo existente sobre los principales indicadores de rentabilidad del proyecto de inversión, permitiendo conocer el comportamiento del sistema bajo diversas situaciones y los valores que dichos indicadores económicos podrían adoptar en distintos escenarios, concluyendo que la inversión para la producción en las plantas de electrólisis, el transporte y el almacenamiento del hidrógeno en las terminales de almacenamiento y despacho es aceptada en todos los casos.

## Capítulo V.- Conclusión

La correcta administración de los recursos energéticos, la autonomía energética y la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero son elementos críticos que poseen un gran impacto en los factores económicos, ambientales y de salud de nuestra sociedad. Debido a esto, la necesidad de una transición energética eficiente que permita aprovechar los recursos y la infraestructura disponibles en nuestro país se vuelve cada vez más evidente. El aprovechamiento de las fuentes de energía alternativa trae consigo una serie de desafíos que deberán ser superados para contemplar la posibilidad de ser energéticamente autónomos desde una perspectiva amigable con el medio ambiente.

El hidrógeno se coloca en diversos países como un posible pilar en la transición energética de sus sociedades. Aprovechando sus propiedades físicas, el elemento tiene la capacidad de tomar el papel de vector energético que permita la integración y administración eficiente de las diversas fuentes energéticas, empleándolo para el almacenamiento y transporte de energía. Adicionalmente, el hidrógeno puede ser obtenido a partir de múltiples medios como lo son la electrólisis del agua, la gasificación de la biomasa o el reformado de hidrocarburos, y a partir de una gran variedad de materias primas y fuentes energéticas. Finalmente, desde el punto de vista sustentable, el hidrógeno posee la propiedad de poder reaccionar con el oxígeno presente en el aire por medio de una batería de celda de combustible, generando una corriente eléctrica cuyas emisiones se limitan a vapor de agua. Todos estos beneficios posicionan al hidrógeno en la categoría de posibles sustitutos de los hidrocarburos en términos de movilidad y transporte.

Los argumentos anteriormente planteados generaron la motivación de realizar el presente estudio, en el que por medio de la bibliografía expuesta se lograron definir los principales componentes que conforman las diversas actividades de una cadena de suministro de hidrógeno destinado para propósitos de movilidad, el cual es generado a partir de la energía residual producida en los ingenios azucareros de México, resultante la combustión del bagazo de caña en las calderas que generan electricidad para sus operaciones.

A partir de la investigación realizada fue posible detectar las características principales del bagazo residual de las operaciones de los ingenios azucareros de México, como son la cantidad

disponible de biomasa y su contenido de humedad. A partir de esta información, se logró proyectar la cantidad de energía eléctrica que podría producirse potencialmente, y subsecuentemente usarse para la producción de hidrógeno mediante electrólisis.

Toda la información recopilada fue utilizada para el desarrollo de un modelo matemático de optimización que estima los principales indicadores económicos de las operaciones de la cadena de suministro de hidrógeno, cuyos criterios de optimización se definen como las utilidades anuales generadas y el potencial de calentamiento global, este último refiriéndose a la generación de dióxido de carbono equivalente, derivado de las operaciones del sistema.

Una vez establecidos los criterios de optimización, fue posible encontrar los valores óptimos del modelo matemático empleando la herramienta de inteligencia artificial conocida como algoritmos genéticos, la cual fue utilizada bajo un enfoque mono criterio como primera aproximación, acción que permitió conocer los límites del modelo y obtener los valores máximos y mínimos del correspondiente criterio. Subsecuentemente, se optimizaron simultáneamente ambos criterios de optimización, permitiendo generar un gran número de soluciones factibles de entre las cuales se seleccionó la que mejor pudo satisfacer los criterios establecidos. Dicha selección se llevó a cabo la herramienta de toma de decisiones multicriterio TOPSIS. Con base en estos resultados fue posible observar las diferentes configuraciones que podría adoptar la cadena de suministro de hidrógeno, y las ventajas y desventajas que acompañan a cada solución. Además, se logró definir la proporción de la contribución de los diversos elementos del sistema sobre los gastos de inversión y operaciones, así como la contribución de estos a la emisión de CO<sub>2</sub> equivalente.

Sobre la configuración seleccionada para el diseño de la cadena de suministro de hidrógeno, se ejecutó el análisis del riesgo involucrado en algunos elementos del sistema, como lo es el costo variable de producción, herramienta con la que se pudieron estimar los posibles valores que puede adoptar este criterio que depende de factores cuyo comportamiento es muy variable. A partir de estos resultados fue posible concluir que el costo de la electricidad es la variable que tiene mayor impacto sobre el costo de producción del hidrógeno, siendo esta también cuya gran variabilidad genera un amplio rango de posibles valores en los principales indicadores económicos del sistema.

Posteriormente, un análisis de riesgo adicional fue realizado sobre los principales indicadores de la evaluación económica del proyecto de inversión, considerando dos escenarios: uno en el que la producción de hidrógeno se limitó a la energía excedente proveniente de los ingenios, la cual es generada solo en una fracción del año; y el segundo escenario en el que la energía eléctrica faltante para que el aprovechamiento total de las capacidades de producción, transporte y almacenamiento fue complementada utilizando la red de energía nacional. Los resultados para ambos escenarios concluyen que el proyecto de inversión cumple con los criterios establecidos para la evaluación económica, obteniendo valores promedio para la tasa de rendimiento de 21% y 37% (Figura 38); y para un periodo de recuperación promedio de 5 y 3.6 años (Figura 39), para los escenarios 1 y 2.

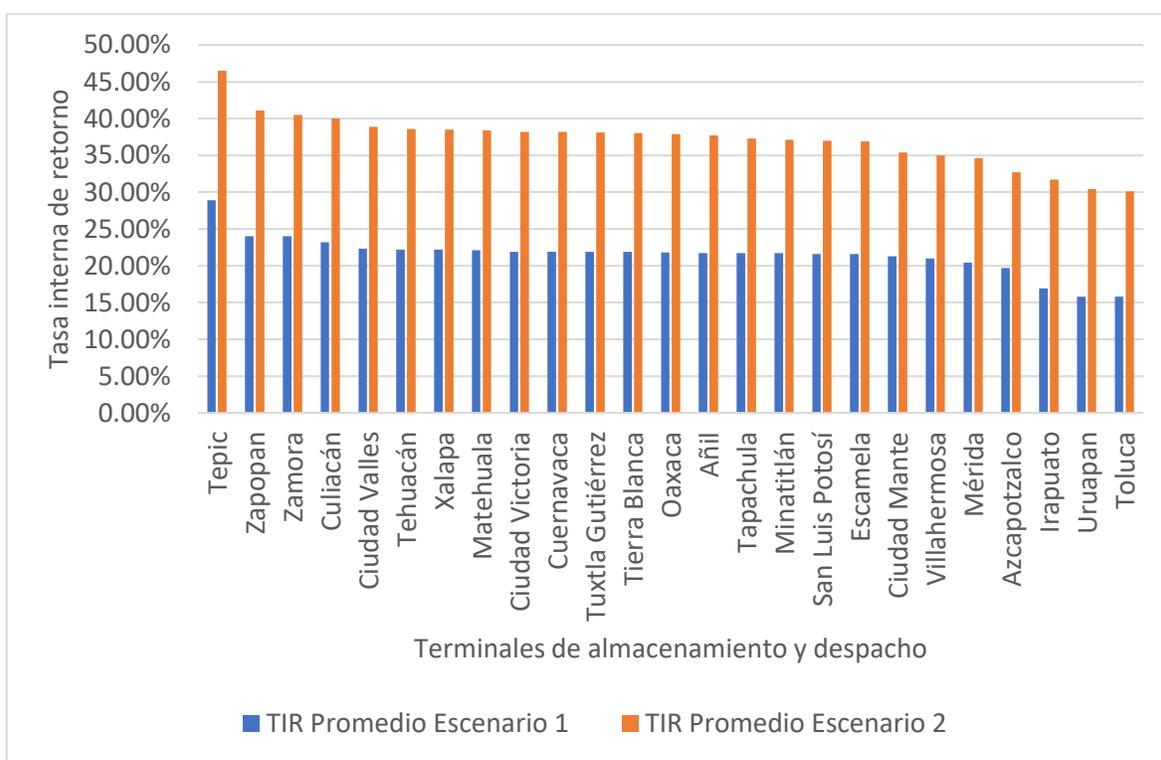


Figura 38 TIR en escenarios 1 y 2 para cada TAD

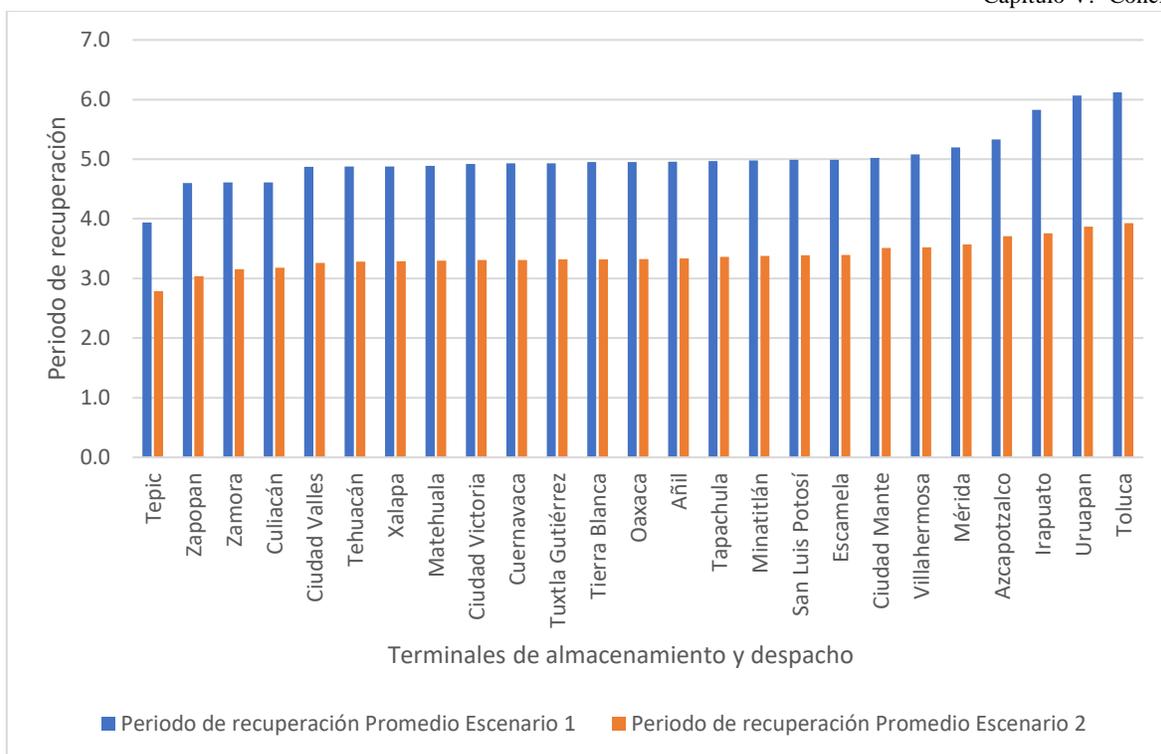


Figura 39 Periodo de recuperación en escenarios 1 y 2 para cada TAD

Finalmente, del presente estudio se puede concluir que: El despliegue de la cadena de suministro de hidrógeno está altamente condicionado por el costo de la fuente a partir de la cual se desea producir hidrógeno. La inversión generada a partir del diseño de la cadena de suministro aquí presentado es considerada económicamente atractivo bajo los criterios de evaluación considerados. La emisión de gases de efecto invernadero está determinada por la vía de producción de hidrógeno seleccionada, y por la distancia a la que se distribuirá al hidrógeno. Dado lo anterior, se puede afirmar que es posible desarrollar un modelo matemático optimizado por un algoritmo genético para el diseño de la cadena de suministro de hidrógeno generado a partir de residuos agroindustriales para uso energético, empleando un enfoque multicriterio que contempla el rendimiento económico y el impacto ambiental, así como la incertidumbre presente en diversos elementos del sistema, alcanzando el objetivo principal de este estudio de investigación.

### **Trabajos a Futuro**

Se propone emplear el modelo para la evaluación de cadenas de suministro de hidrógeno generado a partir de fuentes de energía alternativas a las presentadas en esta investigación, como podría ser la energía solar fotovoltaica, eólica o hidroeléctrica; así como su comparación con métodos de reformado de metano con vapor de biogás o gas natural. Dada la gran cantidad de materias primas a partir de las cuales es posible producir el hidrógeno, y su flexibilidad de ser producido, almacenado y transportado de distintas maneras, se genera una gran área de oportunidad para la investigación y propuesta de nuevos sistemas que promuevan la integración y el aprovechamiento de las energías alternativas disponibles.

## Referencias Bibliográficas

- Almansoori, A., & Betancout-Torcat, A. (2016). Design of optimization model for a hydrogen supply chain under emission constraints - A Case study of Germany. *Energy* 111, 414-429.
- Andrea, M., Sara, R., Luca, D., Giovanni, S., & Enrico, B. (2018). Techno-economic analysis of in-situ production by electrolysis, biomass gasification and delivery systems for Hydrogen Refuelling Stations: Rome case study. *Energy Procedia*, 148, 82-89.
- Azzaro-Pantel, C. (2018). *Hydrogen Supply Chain Design, Deployment and Operation*. ELSEVIER.
- Benedí C. & Güemes J. (2009). EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO MEDIANTE ELECTRÓLISIS DE AGUA UTILIZANDO ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA CON CELDAS FOTOVOLTAICAS DE ALTA EFICIENCIA. *Society*, 3, 464.
- Cao, W., Cao, C., Guo, L., Jin, H., Dargusch, M., Bernhardt, D., & Yao, X. (28 de 12 de 2016). Hydrogen production from supercritical water gasification of chicken manure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(48), 22722-22731.
- Comisión Nacional de hidrocarburos. (s.f.). *Reservas de hidrocarburos en México conceptos fundamentales y análisis 2018*.
- CONADESUCA. (2019). *6to. Informe Estadístico del Sector Agroindustrial de la Caña de Azúcar en México, zafras 2009-2010 / 2018-2019*. Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar.
- De León Almaraz, S., Azzaro-Pantel, C., Montastruc, L., Pibouleau, L., & Baez Senties, O. (2013). Assessment of mono and multi-objective optimization to design a hydrogen supply chain. *International Journal of Hydrogen Energy* Vo. 88, N° (33), 14121-14145.
- De León Almaraz, S. (2014). *Multi-objective optimisation of a hydrogen supply chain*. Tesis Doctoral Universidad de Toulouse.
- Ehsan Hosseini, S., & Abdul Wahid, M. (2016). Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57, 850-866.
- Fasina, O. (s.f.). *FLOW AND PHYSICAL PROPERTIES OF SWITCHGRASS, PEANUT HULL, AND POULTRY LITTER*.
- Ferrero, D., Gamba, M., Lanzini, A., & Santarelli, M. (2016). Power-to-Gas Hydrogen: techno-economic assessment of processes towards a multi-purpose energy carrier. *Energy Procedia* 101, 50-57.
- Ferrero, D., Gamba, M., Lanzini, A., & Santarelli, M. (2016). Power-to-Gas Hydrogen: Techno-economic Assessment of Processes towards a Multi-purpose Energy Carrier. *Energy Procedia*, 101(September), 50-57.
- Gondal, I. A., & Sahir, M. H. (2013). Model for biomass-based renewable hydrogen supply chain. *International Journal of Energy Research*, 1151-1159.
- Heinzel, A., Vogel, B., & Hubner, P. (2002). Reforming of natural gas- Hydrogen generation for small scale stationary fuel cell systems. *Journal of Power Sources*, 202-207.
- Hillier, F. S., & Lieberman, G. J. (2010). *Introducción a la Investigación de Operaciones Novena edición*. Ciudad de México: McGraw Hill.
- Hinkley, J., Hayward, J., McNaughton, R., Gillespie, R., Matsumoto, A., Watt, M., & Lovegrove, K. (2016). Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis. (March), 1-35.
- Huang, Y., Anderson, M., McIlveen-Wright, D., Lyons, G., McRoberts, W., Wang, Y., . . . Hewitt, N. (15 de 12 de 2015). Biochar and renewable energy generation from poultry litter waste: A technical and economic analysis based on computational simulations. *Applied Energy*, 160, 656-663.
- Indeed. (28 de Marzo de 2020). Obtenido de <https://www.indeed.com.mx>

- IRENA. (2018). *Hydrogen from renewable power: Technology Outlook for the energy transition*. www.irena.org: International Renewable Energy Agency.
- Juárez-Hernández, S., & Castro-González, A. (2013). Factibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno a partir de lodos del tratamiento de agua y otros desechos. *Tecnología y ciencias del Agua*, 137-147.
- Kim, J., & Moon, I. (2008). Strategic Design of hydrogen infrastructure considering cost and safety using multiobjective optimization. *International Journal Of Hydrogen energy*, 5887-5896.
- Kim, J., Realf, M., & Lee, J. H. (2011). Optimal design and global sensitivity analysis of biomass supply chain networks for biofuels under uncertainty. *Computers and Chemical Engineering*, 1738-1751.
- Kim, M., & Kim, J. (2016). Optimization model for the design and analysis of an integrated renewable hydrogen supply chain (IRHS) system: Application to Korea's Hydrogen economy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 1-14.
- Konda, M., Shah, N., & Brandon, N. (2011). Optimal transition towards a large-scale hydrogen infrastructure for the transport sector: The case of the Netherlands. *International Journal of Hydrogen Energy* 36, 4619 - 1635.
- Levin, D. B., & Chahine, R. (2010). Challenges for renewable hydrogen production from biomass. *International Journal of Hydrogen Energy*, 4962-4969.
- Li, L., Manier, H., & Manier, M.-A. (2019). Hydrogen supply chain network design: An optimization-oriented review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 342-360.
- López Andrés, J. J. (2015). *OPTIMIZACIÓN MULTI-CRITERIO DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES, ECONÓMICOS Y DE SALUD DEL CICLO DE VIDA EN UNA PLANTA PROCESADORA DE AVES, A TRAVÉS DE LA NORMA ISO 14040 Y TÉCNICAS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL*. Orizaba: Tesis de grado Maestría, Instituto Tecnológico de Orizaba.
- Lynch, D., Henihan, A., Bowen, B., Lynch, D., McDonnell, K., Kwapinski, W., & Leahy, J. (2 de 2013). Utilisation of poultry litter as an energy feedstock. *Biomass and Bioenergy*, 49, 197-204.
- Mendoza Díaz, A., Cadena Rodríguez, A., & de Buen Richkarday, O. (2010). "ESTUDIO DE PESOS Y. Secretaría de comunicaciones y transporte.
- Morales Ramos, A., Pérez Figueroa, M., Pérez Gallardo, J., & De León Almaraz, S. (2017). Energías renovables y el hidrógeno: un par prometedor en la transición energética de México. *Investigación y ciencia*, 92-101.
- Mustafa, A. M., Li, H., Radwan, A. A., Sheng, K., & Chen, X. (2018). Effect of hydrothermal and Ca(OH)<sub>2</sub> pretreatments on anaerobic digestion of sugarcane bagasse for biogas production. *Bioresource Technology*. doi: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2018.03.028>
- Ochoa, R. J. (2018). *Multi-objective optimization strategies for design and deployment of hydrogen supply chains*. Instituto Nacional Politécnico de Toulouse.
- Orecchini, F., & Bocci, E. (2007). Biomass to hydrogen for the realization of closed cycles of energy resources. *Energy* 32, 1006-1011.
- Parker, N. C. (2007). *Optimizing the design of biomass hydrogen supply chains using real-world spatial distributions: A case of study using California rice straw*. Tesis de grado Maestría : University of California .
- Peretti, H., & Visintin, A. (s.f.). *HIDRÓGENO, COMBUSTIBLE DEL FUTURO: ¿POR QUÉ, CÓMO Y DÓNDE?*
- Perondi, D., Poletto, P., Restelatto, D., Manera, C., Silva, J., Junges, J., . . . Vilela, A. (2017). Steam gasification of poultry litter biochar for bio-syngas production. *Process Safety and Environmental Protection*, 109, 478-488.
- Prawda Witenberg, J. (2004). *Métodos y modelos de investigación de operaciones*. México: Limusa.
- Rico Contreras, J. O. (2015). *Desarrollo de una red de valor con base a la gestión de bioenergía, para determinar estrategias de negocios*. Tesis Doctoral - Instituto Tecnológico de Orizaba.

## Referencias Bibliográficas

- Rico, J., Aguilar, A., Méndez, J., López, J., & Cid, G. (2017). Moisture content prediction in poultry litter using artificial intelligence techniques and Monte Carlo simulation to determine the economic yield from energy use. *Journal of Environmental Management*, 254-267.
- Rico-Contreras, J., Aguilar-Lasserre, A., Méndez-Contreras, J., Cid-Chama, G., & Alor-Hernández, G. (2014). Predicción del contenido de humedad en la pollinaza para estimar la producción de bioenergía a través de una red neuronal artificial. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 933-955.
- Rivera Vargas, G. (2009). *Análisis crítico de la obtención de hidrógeno a partir de aguas residuales*. Centro de investigación y Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional.
- Rostrup-Nielsen, J., & Rostrup-Nielsen, T. (s.f.). *Large-scale hydrogen production*.
- SAGARPA. (2016). *Planeación Agrícola Nacional 2017-2030*.
- Santos Dalólio, F., da Silva, J., Carneiro de Oliveira, A., Ferreira Tinôco, I., Christiam Barbosa, R., Resende, M., . . . Teixeira Coelho, S. (2017). Poultry litter as biomass energy: A review and future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 941-949. Elsevier Ltd.
- Sara, H., Enrico, B., Mauro, V., Andrea, D., & Vincenzo, N. (2016). Techno-economic Analysis of Hydrogen Production Using Biomass Gasification -A Small Scale Power Plant Study. *Energy Procedia*, 101(September), 806-813.
- Sheth, A., & Turner, A. (s.f.). KINETICS AND ECONOMICS OF CATALYTIC STEAM GASIFICATION OF BROILER LITTER. *Transactions of the ASAE*, 45(4), 1111-1121.
- Silveira, J., Braga, L., de Souza, A., Antunes, J., & Zanzi, R. (12 de 2009). The benefits of ethanol use for hydrogen production in urban transportation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(9), 2525-2534.
- Soylu, A., Oruc, C., Metin, T., Fujita, K., & Akasura, T. (2006). Synergy analysis of collaborative supply chain management in energy systems using multi-period MILP. *European Journal of Operational Research*, 387-403.
- Subsecretaría de Planeación y transición energética. (2017). *Balance nacional de energía*. Secretaría de Energía.
- Valdés Delgado, A. (2015). La generación y uso del hidrógeno para el suministro de caña a la industria azucarera. *ICIDCA. Sobre los Derivados de la Caña de Azúcar*, vol. 49, núm. 3, 34-36.
- Young-bin, W., Seolhee, C., Jiyong, K., & Byung Soo, K. (2016). Optimization-based approach for strategic design and operation of a biomass-to-hydrogen supply chain. *International Journal of Hydrogen Energy*, 5405-5418.

## Anexos

## Anexo 1a. Distribuciones de probabilidad que describen la generación de bagazo en los ingenios

Ingenio	Caña bruta molida (Ton)	Ton Bagazo/ Ton caña	Humedad en bagazo %
Aaron Sáenz	RiskLaplace(1062951,162684.8)	RiskExtvalueMin(0.28208,0.0052635)	RiskPareto(45.277,50.01)
Alianza popular	RiskPareto(15.534,1091755)	RiskPareto(17.647,0.24674)	RiskUniform(42.853,54.287)
Ameca	RiskUniform(1032772,1314071)	RiskExtvalueMin(0.24318,0.007397)	RiskPareto(47.183,49.841)
Atencingo	RiskUniform(1539709,1931089)	RiskExtvalueMin(0.28181,0.0017849)	RiskPareto(227.42,50.64)
Azuremex	RiskUniform(111320,236294)	RiskExtvalueMin(0.35416,0.024192)	RiskExtvalueMin(51.1982,0.88002)
Bellavista	RiskUniform(544556,767230)	RiskLaplace(0.26549,0.0042446)	RiskExtvalueMin(51.7613,0.39862)
Benito Juárez	RiskUniform(915567,1669420)	RiskExtvalueMin(0.29877,0.0024705)	RiskExtvalueMin(51.2247,0.46764)
Calipam	RiskLaplace(185777.6667,24246.0872)	@RiskPareto(17.107,0.31175)	RiskExtvalueMin(50.8465,0.70592)
Casasano La abeja	RiskPareto(17.203,581923)	RiskPareto(34.074,0.25738)	RiskKumaraswamy(0.075606,0.18032,46.1,51.18)
Constancia	RiskPareto(10.619,751826)	RiskLaplace(0.27543,0.010389)	RiskPareto(98.361,49.106)
Cuatolapam	RiskPareto(8.3168,669112)	RiskExtvalue(0.283955,0.016257)	RiskUniform(49.9225,51.9875)
El Carmen	RiskExtvalueMin(565173.2923,110856.4894)	RiskExtvalueMin(0.323,0.010938)	RiskKumaraswamy(0.078411,0.19166,50.629,53.053)
El Higo	RiskNormal(1758914,89388)	RiskNormal(0.3233037,0.0076643)	RiskUniform(51.7425,56.0475)
El Mante	RiskUniform(606942,1101350)	RiskKumaraswamy(0.076156,0.18217,0.296446,0.314114)	RiskLaplace(51.1,0.44173)
El Modelo	RiskExtvalueMin(1059250.2819,96686.0013)	RiskPareto(25.15,0.26806)	RiskTriang(48.7756,50.41,50.41)
El Molino	RiskPareto(5.0488,681227)	RiskPareto(77.099,0.27102)	RiskPareto(135.6,50.25)
El Potrero	RiskNormal(1629870,78703)	RiskPareto(66.285,0.2666)	RiskTriang(47.8444,50.61,50.61)
El Refugio	RiskExtvalueMin(460201.2784,48913.5247)	RiskPareto(145.56,0.28926)	RiskPareto(63.715,49.85)
El Dorado Emiliano Zapata	RiskNormal(451622,124580)	RiskPareto(20.357,0.26842)	RiskTriang(48.5712,51.865,51.865)
Huixtla	RiskUniform(1001194,1241654)	RiskPareto(12.091,0.26608)	RiskKumaraswamy(0.079838,0.18665,48.426,54.43)
José Ma Morelos	RiskUniform(865578,1386963)	RiskLaplace(0.27892,0.016637)	RiskLaplace(50.12,0.52322)
La Gloria	RiskLaplace(573662,97203.5759)	RiskLaplace(0.30045,0.0091253)	RiskTriang(48.274,52.01,52.01)
La Joya	RiskExtvalue(1387788,128254)	RiskLaplace(0.27426,0.0057259)	RiskKumaraswamy(0.073444,0.19034,47.59,50.08)
La Margarita	RiskPareto(6.2914,662566)	RiskUniform(0.260448,0.28558)	RiskPareto(25.533,48.01)
La providencia	RiskExtvalueMin(1114659.5247,65442.6361)	RiskPareto(69.982,0.29615)	RiskKumaraswamy(0.081137,0.18753,48.63,51.85)
Lázaro Cárdenas	RiskUniform(622858,921585)	RiskPareto(20.115,0.25945)	RiskKumaraswamy(0.074596,0.18167,47.5,51.71)
López Mateos	RiskUniform(220651,420987)	RiskPareto(25.779,0.21863)	RiskKumaraswamy(0.074316,0.1857,49.732,51.932)
Mahuixtlan	RiskLaplace(1552596,164296.2606)	RiskExtvalue(0.2769587,0.004824)	RiskPareto(51.682,50.35)
Melchor Ocampo	RiskUniform(345480,488480)	RiskExtvalueMin(0.27271,0.0014487)	RiskLaplace(49.9522,0.10657)
Motzorongo	RiskLaplace(1110585,54862.1928)	RiskLaplace(0.28742,0.0042788)	RiskKumaraswamy(0.075628,0.18143,50.36,53.11)
Panuco	RiskLaplace(1301433,203462.3613)	RiskPareto(24.532,0.25684)	RiskLaplace(49.89,0.33796)
	RiskUniform(1299749,1906185)	RiskPareto(48.802,0.31117)	RiskExtvalue(50.1014,1.0208)

**Anexo 1b. Distribuciones de probabilidad para cada ingenio (continuación)**

Pedernales	RiskPareto(8.1792,328132)	RiskPareto(19.2,0.28763)	RiskKumaraswamy(0.074906,0.19246,48.82,50.9)
Plan de Ayala	RiskPareto(10.835,1073513)	RiskExtvalueMin(0.29669,0.0055038)	RiskLaplace(50.203,0.87077)
Plan de SL	RiskUniform(1090651,1370833)	RiskPareto(25.212,0.27853)	RiskPareto(43.403,48.05)
Progreso	RiskPareto(19.259,778379)	RiskExtvalueMin(0.29101,0.0039719)	RiskPareto(45.115,48.75)
Pucté	RiskLaplace(1455817,262746.3026)	RiskPareto(14.113,0.27666)	RiskKumaraswamy(0.077833,0.1821,50.11,52.352)
Puga	RiskLaplace(1325464,191926.0773)	RiskExtvalueMin(0.29448,0.0073957)	RiskKumaraswamy(0.076716,0.19106,51.13,51.94)
Quesería	RiskUniform(884625,1672003)	RiskLaplace(0.26434,0.0021951)	RiskExtvalueMin(50.5699,0.72331)
San Cristobal	RiskExtvalueMin(2521055.804,239762.7782)	RiskExtvalue(0.2850252,0.0065972)	RiskPareto(26.599,48.91)
San José de Abajo	RiskNormal(512413,102451)	RiskLaplace(0.30047,0.013875)	RiskPareto(42.661,50.72)
San Miguel	RiskLaplace(1699807,224996.3495)	RiskPareto(32.368,0.30804)	RiskKumaraswamy(0.074304,0.19301,49.365,53.575)
San Miguelito	RiskExtvalueMin(493894.7635,36319.3303)	RiskKumaraswamy(0.074434,0.17554,0.265601,0.304176)	RiskKumaraswamy(0.079564,0.19164,48.85,50.58)
San Nicolas	RiskUniform(853127,1229157)	RiskPareto(32.416,0.27214)	RiskKumaraswamy(0.075873,0.17744,49.38,51.57)
San Pedro	RiskLaplace(1238529,62680.3695)	RiskPareto(18.76,0.25886)	RiskKumaraswamy(0.074303,0.17905,48.21,52.66)
Santa Clara	RiskUniform(378043,745518)	RiskLaplace(0.30624,0.0082586)	RiskKumaraswamy(0.076197,0.18716,49.64,50.82)
Santa Rosalia	RiskExtvalueMin(756115.6814,70479.2498)	RiskPareto(17.526,0.27212)	RiskPareto(30.557,48.88)
Tala	RiskNormal(1847473,219501)	RiskNormal(0.252914,0.012068)	RiskKumaraswamy(0.075477,0.17764,50.291,52.65)
Tamazula	RiskExtvalueMin(1355612.0316,96123.0973)	=@RiskLaplace(0.31698,0.0048643)	RiskLaplace(50.203,0.87077)

## Anexo 2.a Características de las Terminales de Abastecimiento y Despacho de PEMEX

Esta información fue utilizada para estimar el volumen de almacenamiento disponible en cada TAD.

Región	Estado	Numero	Nombre de TAD	Capacidad diseño (Barriles)	Porcentaje prom. de utilización	Precio Gasolina	
Noroeste	B.C. Norte	1	ROSARITO	1393000	0.73	RiskLogistic(19.20514,0.18998)	
	B.C. Norte	2	ENSENADA	135000	0.74	RiskLogistic(19.39158,0.18992)	
	B.C. Norte	3	MEXICALI	155000	0.76	RiskLogistic(19.45041,0.19028)	
	Sonora	4	NOGALES	45000	0.77	RiskLaplace(19.6776,0.30941)	
	Sonora	5	MAGDALENA	40000	0.67	RiskLaplace(19.6675,0.32126)	
	Sonora	6	HERMOSILLO	125000	0.69	RiskLaplace(19.3266,0.32346)	
	Sonora	7	GUAYMAS	750000	0.71	RiskLaplace(19.1096,0.32513)	
			8	CIUDAD OBREGÓN	170000	0.66	RiskLaplace(19.3257,0.32251)
	Sonora	9	NAVOJOA	35000	0.72	RiskLoglogistic(15.3836,4.3047,24.893)	
	B.C. Sur	10	LA PAZ	230000	0.7	RiskExtvalueMin(19.6679,0.37766)	
	Sinaloa	11	TOPOLOBAMPO	760000	0.71	RiskTriang(17.9917,19.7924,20.1903)	
	Sinaloa	12	GUAMÚCHIL	105000	0.71	RiskTriang(18.7036,20.2588,20.8076)	
	Sinaloa	13	CULIACÁN	115000	0.74	RiskTriang(18.8595,20.0375,20.6478)	
	Sinaloa	14	MAZATLÁN	620000	0.75	RiskWeibull(5.175,1.5556)	
	Nayarit	15	TEPIC	95000	0.7	RiskLaplace(19.6781,0.27458)	
Norte	Chihuahua	16	CIUDAD JUÁREZ	245000	0.75	RiskLaplace(18.6858,0.32223)	
	Chihuahua	17	CHIHUAHUA	420000	0.8	RiskLaplace(19.1491,0.30599)	
	Durango	18	DURANGO	75000	0.69	RiskLaplace(19.6863,0.27829)	
	Chihuahua	19	PARRAL	55000	0.73	RiskLaplace(19.6639,0.3026)	
	Durango	20	GÓMEZ PALACIO	475000	0.72	RiskLaplace(19.5364,0.30492)	
	Coahuila	21	SABINAS	100000	0.73	RiskLaplace(19.5153,0.319)	
	Coahuila	22	MONCLOVA	235000	0.77	RiskLaplace(19.4711,0.33153)	
	Tamaulipas	23	NUEVO LAREDO	75000	0.78	RiskLaplace(19.34,0.3101)	
	Tamaulipas	24	REYNOSA	23500	0.62	RiskLaplace(19.3046,0.33903)	
	Nuevo León	25	SANTA CATARINA	850000	0.69	RiskLoglogistic(18.23,1.0127,6.1548)	
Noreste	Nuevo León	26	SALTILLO	151000	0.78	RiskLaplace(19.4162,0.33261)	
	Nuevo León	27	CADEREYTA	100000	0.75	RiskLoglogistic(17.4049,1.7244,10.6)	
	SLP	28	MATEHUALA	33000	0.74	RiskLoglogistic(18.1427,1.272,7.2404)	
		29	CIUDAD VICTORIA	195000	0.75	RiskLoglogistic(17.8593,1.2518,7.2491)	
	Tamaulipas	30	CIUDAD MANTE	21000	0.71	RiskLaplace(19.0238,0.35456)	
	SLP	31	CIUDAD VALLES	75000	0.74	RiskLoglogistic(17.792,1.2502,7.2677)	
	SLP	32	SAN LUIS POTOSÍ	100000	0.69	RiskLaplace(19.1377,0.34971)	
	Zacatecas	33	ZACATECAS	85000	0.68	RiskLaplace(19.5594,0.3408)	
	Aguascalientes	34	AGUASCALIENTES	105000	0.65	RiskLaplace(19.5644,0.33496)	
	Guanajuato	35	LEÓN	110000	0.73	RiskLaplace(19.5183,0.32495)	
Occidente	Jalisco	36	ZAPOPAN	390000	0.72	RiskLoglogistic(18.47193,0.94869,5.5621)	
	Michoacán	37	ZAMORA	90000	0.71	RiskLaplace(19.6637,0.32359)	
	Guanajuato	38	IRAPUATO	430000	0.73	RiskLaplace(19.5297,0.31447)	
	Guanajuato	39	CELAYA	180000	0.72	RiskLaplace(19.5235,0.32444)	
	Michoacán	40	URUAPAN	130000	0.79	RiskLoglogistic(18.1592,1.2971,7.5307)	
	Colima	41	COLIMA	55000	0.79	RiskLoglogistic(18.1186,1.1784,7.112)	
	Michoacán	43	MORELIA	135000	0.73	RiskLaplace(19.5371,0.30931)	
	Jalisco	44	EL CASTILLO	345000	0.64	RiskLoglogistic(18.52751,0.91876,5.1437)	
		45	LÁZARO CÁRDENAS	830000	0.73	RiskLaplace(18.7947,0.33233)	
	Colima	46	MANZANILLO	465000	0.71	RiskLaplace(18.773,0.31928)	
Centro	Morelos	47	CUAUTLA	60000	0.75	RiskLaplace(19.3723,0.31474)	
	Puebla	48	PUEBLA	425000	0.71	RiskLaplace(19.2147,0.31217)	
	Puebla	49	TEHUACÁN	45000	0.72	RiskLaplace(19.2166,0.32322)	
	Querétaro	50	QUERÉTARO	230000	0.72	RiskLaplace(19.4604,0.31185)	
		51	SAN JUAN IXHUATEPEC	225000	0.62	RiskLoglogistic(18.26004,0.9894,5.5995)	
	Morelos	52	CUERNAVACA	135000	0.76	RiskLoglogistic(18.0638,1.2074,7.239)	
	Edo. De México	53	TOLUCA	195000	0.69	RiskLoglogistic(17.5463,1.7658,11.077)	
	CDMX	54	AZCAPOTZALCO	1500000	0.74	RiskLoglogistic(18.0401,1.1,6.6497)	
	Hidalgo	55	PACHUCA	170000	0.71	RiskLoglogistic(18.0877,1.0409,6.3148)	
		56	BARRANCA DEL MUERTO	125000	0.73	RiskLoglogistic(18.26353,0.991,5.6165)	
	CDMX	57	AÑIL	235000	0.67	RiskLoglogistic(18.24477,0.990,5.7233)	

## Anexo 2.b Características de las Terminales de Abastecimiento y Despacho de PEMEX (continuación).

Sur	Guerrero	58	IGUALA	Barriles	60000	0.7	RiskLaplace(19.4913,0.30988)	
	Guerrero	59	ACAPULCO	Barriles	235000	0.62	RiskLaplace(19.1366,0.31701)	
	Oaxaca	60	OAXACA	Barriles	110000	0.76	RiskLaplace(19.3487,0.31066)	
	Oaxaca	61	SALINA CRUZ*	Barriles	1479000	0.76	RiskLogistic(18.86307,0.18242)	
	Oaxaca	62	SALINA CRUZ	Barriles	205000	0.75	RiskLogistic(18.86307,0.18242)	
		63	TUXTLA					
	Chiapas		GUTIÉRREZ	Barriles	105000	0.71	RiskLogistic(19.02036,0.17406)	
	Chiapas	64	TAPACHULA	Barriles	24500	0.62	RiskLaplace(19.3375,0.30994)	
	Chiapas	65	TAPACHULA II	Barriles	65000	0.78	RiskLaplace(19.3375,0.30994)	
	Golfo	Veracruz	66	POZA RICA	Barriles	55000	0.7	RiskLaplace(18.8571,0.31891)
Veracruz		67	PEROTE	Barriles	25000	0.74	RiskLoglogistic(17.8551,1.265,7.42)	
Veracruz		68	XALAPA	Barriles	45000	0.6	RiskLoglogistic(17.8126,1.2419,7.1738)	
Veracruz		69	ESCAMELA	Barriles	98000	0.72	RiskLaplace(19.0548,0.32629)	
Veracruz		70	VERACRUZ	Barriles	536000	0.66	RiskLaplace(18.4593,0.32756)	
Veracruz		71	TIERRA BLANCA	Barriles	71000	0.69	RiskLaplace(19.0025,0.31694)	
Veracruz		72	MINATITLÁN	Barriles	10000	0.59	RiskLogistic(18.67753,0.18353)	
Tabasco		73	VILLAHERMOSA	Barriles	328500	0.72	RiskLaplace(18.9172,0.31921)	
Sureste		Yucatán	74	PROGRESO	Barriles	280500	0.71	RiskLaplace(18.4223,0.32023)
		Campeche	75	CAMPECHE	Barriles	265000	0.79	RiskLaplace(18.9739,0.31608)
	Yucatán	76	MÉRIDA	Barriles	148000	0.77	RiskLaplace(18.4635,0.31978)	

Anexo 3.a Matriz de distancias de ingenios a TADs (Km)

Matriz de Distancias		Noreste (Bc, Bcs, Sonora, Sinaloa, Nayarit)																				Norte (Chihuahua, Durango)									
		ROSAARITO ENSENADA/MEXICALI NOGALES MAGDALENA/HERMOJOSI GUAYMAS CIUDAD OBRERA NAVOJOA LA PAZ										TOPOLCIBO GUAMUJO CUICUACÁN MAZATLÁN TEPIC										CD JUAREZ CHIHUAHUI DURANGO PARRAL GOMEZ GUZMAN SABINAS									
Noreste	El Molino	2052	2070	1873	1430	1343	1150	1021	903	824	913	694	583	474	271	1449	1145	481	885	707	1103	1449	1145	481	885	707	1103				
	El Dorado	1633	1652	1455	1012	924	722	603	484	405	495	275	168	55.5	175	1400	1058	432	847	658	1104	1400	1058	432	847	658	1104				
Nordeste	Aaron Saenz	2688	2753	2488	1989	1868	1946	2155	2031	1905	1838	4119	1557	1444	1381	1586	1184	774	1069	735	748	1586	1184	774	1069	735	748				
	Alfama Popul	2727	2792	2527	2129	1940	1816	1690	1623	1590	1623	4189	1488	1374	1274	1061	1131	862	1637	1153	842	1061	1131	862	1637	1153	842				
Occidente	El Mantle	2714	2780	2515	2003	1960	2169	2045	1919	1852	4146	1545	1432	1332	1119	1581	1212	771	1097	764	737	1581	1212	771	1097	764	737				
	Plan de Ayala	2773	2839	2574	2265	2176	1987	1862	1737	1669	4235	1534	1421	1321	1108	1682	1313	755	1198	865	890	1682	1313	755	1198	865	890				
Centro	San Miguel	2682	2683	2710	2012	1973	1933	1803	1685	1610	1716	1475	1381	1257	1050	1628	1257	787	1129	807	830	1628	1257	787	1129	807	830				
	Atencigo	2876	2647	2674	1976	1937	1875	1746	1627	1552	1658	1418	1323	1199	992	1592	1221	729	1093	771	794	1592	1221	729	1093	771	794				
Sur	Belavista	2253	2272	2074	1629	1544	1351	1223	1104	1025	1115	895	783	676	473	2089	1237	702	1097	799	1089	2089	1237	702	1097	799	1089				
	Calpam	2279	2279	2100	1655	1570	1377	1248	1129	1050	1140	920	810	701	498	1572	1203	667	1088	764	1054	1572	1203	667	1088	764	1054				
Golfo	Las Rosas	2442	2477	2278	1832	1747	1554	1425	1306	1231	1318	1097	1002	878	673	1758	1387	851	1259	949	1241	1758	1387	851	1259	949	1241				
	Emiliano Zap	2524	2560	2360	1914	1829	1636	1507	1388	1313	1400	1179	1084	960	756	1721	1350	814	1222	913	1150	1721	1350	814	1222	913	1150				
Sur	Melchor Oca	2398	2434	2234	1788	1703	1511	1381	1262	1187	1274	1053	958	834	630	1714	1343	808	1215	906	1197	1714	1343	808	1215	906	1197				
	Pedernales	2632	2668	2468	2022	1937	1744	1615	1496	1421	1508	1287	1192	1088	864	1739	1368	832	1240	930	1168	1739	1368	832	1240	930	1168				
Sureste	Queretla	2383	2419	2219	1773	1688	1495	1366	1247	1172	1259	1038	943	819	615	1699	1328	793	1200	891	1182	1699	1328	793	1200	891	1182				
	San Miguel	2442	2477	2278	1832	1747	1554	1425	1306	1231	1318	1097	1002	878	673	1677	1308	772	1179	870	1145	1677	1308	772	1179	870	1145				
Pacífico	Tala	2232	2268	2068	1622	1538	1345	1215	1097	1022	1108	887	793	668	464	1567	1198	662	1083	759	1049	1567	1198	662	1083	759	1049				
	Tamazula	2374	2410	2211	1765	1680	1487	1358	1239	1164	1251	1029	935	811	606	1685	1316	781	1202	878	1168	1685	1316	781	1202	878	1168				
Centro	Atencigo	2922	2968	2722	2307	2218	2029	1905	1779	1712	4353	1576	1463	1363	1150	1981	1612	1077	1498	1174	1328	1981	1612	1077	1498	1174	1328				
	Calpam	3021	3087	2822	2407	2317	2128	2004	1878	1811	4453	1676	1562	1463	1250	2067	1698	1163	1584	1260	1417	2067	1698	1163	1584	1260	1417				
Sur	Casasno	2858	2923	2658	2243	2154	1965	1840	1715	1647	4289	1512	1399	1299	1086	1883	1514	979	1399	1076	1331	1883	1514	979	1399	1076	1331				
	Emiliano Zap	2878	2944	2679	2264	2174	1985	1861	1735	1668	4310	1533	1420	1320	1107	1909	1540	1005	1426	1102	1257	1909	1540	1005	1426	1102	1257				
Golfo	El Refugio	3114	3179	2924	2499	2410	2221	2096	1971	1903	4545	1768	1655	1555	1342	2115	1764	1232	1622	1318	1460	2115	1764	1232	1622	1318	1460				
	La Margarita	3873	3939	3674	3259	3169	2980	2856	2730	2663	5305	2528	2414	2315	2102	2875	2523	1991	2392	2077	2220	2875	2523	1991	2392	2077	2220				
Centro	Lopez Mateos	3210	3275	3010	2595	2506	2317	2192	2067	1999	4641	1864	1751	1651	1438	2274	1922	1328	1781	1414	1566	2274	1922	1328	1781	1414	1566				
	Azuamec	3733	3799	3534	3119	3029	2840	2716	2590	2523	5155	2388	2274	2174	1961	2735	2383	1851	2242	1937	2079	2735	2383	1851	2242	1937	2079				
Golfo	Bonito Jalisco	3471	3537	3272	2857	2767	2578	2454	2328	2261	4903	2126	2012	1912	1699	2473	2121	1589	1980	1675	1812	2473	2121	1589	1980	1675	1812				
	Constrancia	3114	3179	2914	2499	2410	2221	2096	1971	1903	4545	1768	1655	1555	1342	2115	1764	1232	1622	1318	1460	2115	1764	1232	1622	1318	1460				
Sur	Cuatololpan	3292	3357	3092	2677	2588	2399	2274	2149	2081	4723	1946	1833	1733	1520	2293	1942	1410	1800	1496	1625	2293	1942	1410	1800	1496	1625				
	El Carmen	3038	3104	2839	2424	2334	2145	2021	1895	1828	4470	1693	1579	1479	1267	1998	1688	1156	1547	1242	1392	1998	1688	1156	1547	1242	1392				
Golfo	El Higo	2965	3030	2765	2350	2261	2072	1947	1822	1754	4396	1619	1506	1406	1193	1754	1402	870	1261	956	973	1754	1402	870	1261	956	973				
	El Modelo	3156	3222	2957	2542	2452	2263	2139	2013	1946	4588	1811	1697	1597	1384	2136	1785	1253	1643	1339	1450	2136	1785	1253	1643	1339	1450				
Centro	El Porcero	3064	3129	2864	2449	2360	2171	2046	1921	1853	4495	1718	1605	1505	1292	2065	1714	1182	1572	1268	1422	2065	1714	1182	1572	1268	1422				
	La Gloria	3156	3222	2957	2542	2452	2263	2139	2013	1946	4588	1811	1697	1597	1384	2136	1785	1253	1643	1339	1450	2136	1785	1253	1643	1339	1450				
Golfo	La Provident	3091	3156	2891	2476	2387	2198	2073	1948	1880	4522	1745	1632	1532	1319	2092	1741	1209	1599	1295	1430	2092	1741	1209	1599	1295	1430				
	Mahuatlán	3092	3157	2892	2477	2388	2198	2073	1948	1880	4523	1746	1633	1533	1320	2072	1721	1188	1579	1275	1400	2072	1721	1188	1579	1275	1400				
Centro	Motoronigo	3103	3168	2903	2488	2399	2210	2085	1960	1892	4534	1757	1644	1544	1331	2104	1753	1221	1611	1307	1450	2104	1753	1221	1611	1307	1450				
	Progreso	2998	3063	2798	2383	2294	2105	1980	1855	1787	4429	1652	1539	1439	1226	1787	1435	903	1294	989	871	1787	1435	903	1294	989	871				
Golfo	San José de A	3278	3343	3078	2663	2574	2385	2260	2135	2067	4709	1932	1819	1719	1506	2279	1928	1396	1786	1482	1418	2279	1928	1396	1786	1482	1418				
	San Miguelito	3064	3129	3064	3129	2864	2449	2360	2171	2046	4191	1853	1741	1641	1427	1292	1023	2065	1714	1182	1572	1292	1023	2065	1714	1182	1572				
Centro	San Nicolás	3278	3343	3078	2663	2574	2385	2260	2135	2067	4709	1932	1819	1719	1506	2279	1928	1396	1786	1482	1418	2279	1928	1396	1786	1482	1418				
	San Pedro	3471	3537	3272	2857	2767	2578	2454	2328	2261	4903	2126	2012	1912	1699	2473	2121	1589	1980	1675	1833	2473	2121	1589	1980	1675	1833				
Golfo	Santa Rosalita	3153	3218	2953	2538	2449	2260	2134	2010	1942	4584	1807	1694	1594	1381	2154	1803	1271	1661	1357	1525	2154	1803	1271	1661	1357	1525				
	Tres Valles	3838	3904	3639	3224	3144	2945	2821	2695	2628	5270	2493	2379	2280	2067	2488	2067	1596	2347	2047	2185	2488	2067	1596	2347	2047	2185				
Sureste	La Joya	3838	3904	3639	3224	3144	2945	2821	2695	2628	5270	2493	2379	2280	2067	2488	2067	1596	2347	2047	2185	2488	2067	1596	2347	2047	2185				
	Pacite	4105	4276	4011	3596	3506	3317	3193	3067	3000	5642	2865	2751	2651	2438	2812	2860	2328	2719	2414	2557	2812	2860	2328	2719	2414	2557				

Anexo 3.b Matriz de distancias de ingenios a TADs (continuación)

	Nordeste (ML, Tem, SLP, Coa)										ZACATECA AGUASCALIENTE										Occidente (Zacatecas, Aguascalientes, Jalisco, Colima, Michoacán y Gto)									
	MONTECLOVINO	LARED	REYNOSA	SANTA CRUZ	SALTILLO	CADETETE	MATEHUA	CUADRA	VICTO	CUADRA	MA	CUADRA	VALLE	SAN	LUIS	ZACATECA	AGUASCALIENTE	ZAPOCAN	ZAMORA	TRAPUATO	CELAVIA	URUAPAN	COLIMA	MORELIA	EL CASTILLO					
991	1268	1274	1047	978	1096	737	872	850	839	561	527	412	417	191	356	488	538	467	380	471	229									
992	1270	1276	1049	979	1098	1219	1354	1332	1321	1042	733	850	856	630	795	892	976	906	819	910	668									
991	1268	1274	1047	978	1096	737	872	850	839	561	527	423	429	203	368	500	549	479	392	483	241									
602	627	437	412	471	471	304	112	31.1	135	311	483	475	498	653	651	503	548	721	848	679	645									
738	837	610	606	561	554	306	276	146	50	246	418	410	428	588	573	438	483	656	783	542	580									
630	655	465	440	409	409	301	132	4.4	99	308	480	472	495	650	636	500	545	718	845	604	642									
784	752	562	536	607	505	352	229	97	1.6	291	460	550	420	625	619	487	498	587	621	823	621									
724	746	567	540	546	512	291	231	99	4.4	318	488	584	501	663	647	514	526	730	851	615	649									
688	707	528	501	510	473	255	192	60	84	266	430	426	444	605	589	456	498	672	793	557	591									
1089	1087	1072	1072	792	921	610	739	721	703	416	414	293	299	72	239	239	337	417	349	234	352	110								
948	1053	1037	821	757	887	576	705	721	669	382	381	259	265	49	202	299	383	312	176	315	66									
1134	1232	1221	1008	944	1069	757	886	886	850	563	562	440	446	231	383	481	565	493	222	496	247									
1043	1137	1075	911	866	944	611	740	723	704	428	525	403	297	296	140	228	234	18	32	132	282									
1091	1189	1177	965	901	1025	713	842	825	806	519	518	396	402	187	339	437	521	449	176	453	203									
1061	1155	1092	929	884	990	629	758	740	722	446	543	421	315	404	268	246	252	133	589	150	390									
1076	1174	1161	949	889	1010	698	827	810	791	504	503	381	387	172	324	422	506	270	34.5	438	188									
1038	1132	1069	906	861	967	606	735	717	699	423	482	360	236	214	219	225	275	82	219	226	200									
943	1046	1033	822	758	882	570	699	682	663	376	383	253	259	32.5	199	297	378	310	214	313	70.7									
1062	1165	1153	941	877	1001	690	819	801	783	496	503	373	379	206	175	287	336	213	88.4	309	180									
1222	1315	1075	1090	1045	1151	789	918	741	669	607	789	681	575	757	621	509	456	604	897	489	743									
1131	1404	1131	1179	1133	1240	870	862	789	718	687	870	762	656	838	702	590	537	684	1024	570	825									
1124	1217	1032	992	947	1053	691	821	699	784	508	692	584	478	640	503	412	359	486	824	371	626									
1151	1244	1086	1116	924	1080	718	847	752	811	536	718	611	504	663	526	438	386	509	847	394	640									
1348	1444	1113	1223	1173	1272	914	878	769	684	737	928	820	713	896	759	647	595	742	1080	627	882									
2108	2204	1792	1983	1933	2032	1674	1557	1448	1363	1497	1687	1584	1478	1651	1524	1412	1359	1507	1845	1392	1646									
1382	1488	1077	1267	1217	1316	958	841	732	648	781	945	837	731	913	777	665	612	759	1098	645	899									
1444	1540	1129	1319	1269	1368	1010	893	784	700	833	1018	910	803	986	849	737	685	832	1170	717	972									
1793	2066	1641	1841	1795	1642	1540	1379	1307	1245	1357	1581	1455	1333	1500	1376	1266	1213	1363	1680	1254	1491									
1705	1799	1373	1573	1528	1375	1273	1112	1039	1090	1090	1319	1193	1071	1238	1114	1004	951	1101	1418	992	1229									
1349	1443	1065	1217	1172	1278	917	804	731	730	734	928	820	713	896	759	647	595	742	1080	627	882									
1519	1612	1186	1350	1341	1188	1086	925	853	852	903	1139	1014	891	1059	934	825	771	922	1239	813	1050									
1285	1379	1106	1153	1108	1214	853	982	772	700	670	886	760	638	805	681	571	518	668	985	559	796									
867	820	601	613	689	585	434	313	182	108	371	568	568	574	732	707	559	436	820	912	711	711									
1448	1166	930	960	1167	932	911	669	566	585	729	1004	857	734	923	798	668	614	786	1082	677	914									
1315	1409	1057	1183	1152	1244	883	796	723	722	700	911	786	663	831	706	597	543	694	1011	585	822									
1344	1162	926	956	1189	928	920	665	592	591	737	1004	857	734	923	798	668	614	786	1082	677	914									
1294	1202	945	975	1116	947	861	694	612	611	678	938	793	670	858	733	624	570	721	1038	612	849									
1334	1417	1062	1192	1146	1252	891	801	728	591	708	938	813	690	858	733	624	570	721	1038	612	849									
1343	1436	1071	1211	1166	1073	911	810	737	737	728	601	601	607	765	740	592	592	647	846	945	737									
764	783	543	576	636	548	548	184	184	149	413	601	601	607	765	740	592	592	647	846	945	737									
1329	1422	1034	1197	1152	1036	896	773	184	699	714	1125	1000	877	1045	920	811	757	908	1225	799	1036									
1444	1369	1112	1312	1267	1114	1012	851	779	778	829	1059	934	811	1045	920	811	757	908	1225	799	1036									
1320	1340	1059	1188	1142	1248	887	798	725	725	704	924	798	725	704	733	688	829	829	944	691	842									
1268	1397	1067	1172	1127	1233	871	816	734	733	688	911	786	663	831	706	597	543	694	1011	585	822									
1340	1413	1059	1188	1142	1248	887	798	725	725	704	924	798	725	704	733	688	829	829	944	691	842									
1311	1404	1077	1179	1130	1240	878	816	744	743	696	911	786	663	831	706	597	543	694	1011	585	822									
1488	1324	1066	1096	1310	1068	1055	805	733	732	872	1125	1000	877	1045	920	811	757	908	1225	799	1036									
1727	1820	1394	1595	1549	1394	1294	1133	1061	999	1111	1319	1193	1071	1238	1114	1004	951	1101	1418	992	1229									
1419	1512	1087	1287	1242	1089	986	826	753	752	804	1000	875	752	920	795	686	632	783	1100	674	921									
2073	2169	1757	1948	1898	1997	1639	1522	1413	1328	1462	1686	1561	1438	1605	1481	1371	1318	1469	1785	1359	1596									
2445	2541	2129	2320	2270	2369	2010	1894	1795	1700	1833	2058	1932	1810	1977	1852	1743	1689	1840	2157	1731	1968									

Anexo 3.c Matriz de distancias de ingenios a TADs (continuación)

		Centro (Morelos, Pue., Oro, Edo. MX, CMX, Hid. Tlaxc.)												Sur (Chiapas, Guerrero, Oaxaca)											
		QUAUTLA PUEBLA		TEHUACÁN*		QUERÉTARO SAN JUAN CUERNAVACAVILLA		ATZCAPOTZ PACHUCA		SARRACÁN		IGUALA*		ACAPULCO OAXACA		SALINA CRISTINA C TUVETLA		GUTAPACHUL TAPACHUL		POZA RICA		PENOITE			
702	460	832	859	981	561	721	786	667	742	755	742	742	742	861	1102	1198	1531	1531	1569	1875	1875	935	1002		
1141	898	1314	1341	1463	1043	1237	1268	1349	1224	1224	1224	1224	1224	1343	1583	1680	2013	2013	2051	2357	2357	1417	1483		
714	471	832	859	981	561	721	786	667	742	755	742	742	742	861	1102	1198	1531	1531	1569	1875	1875	935	1002		
942	927	711	663	751	496	698	794	691	695	552	706	709	709	877	1091	1040	1169	1169	1207	1513	1513	551	585		
877	862	749	757	877	430	633	729	626	629	650	641	644	644	807	1022	987	1117	1117	1117	1155	1460	1460	347	514	
939	924	711	663	751	493	634	791	688	692	553	703	703	703	865	1038	1017	1146	1146	1146	1184	1490	1490	394	551	
918	908	795	579	676	476	679	774	669	673	353	687	692	692	854	1068	932	1062	1062	1100	1405	1405	309	537		
946	935	734	734	716	504	706	801	696	701	508	714	720	720	903	1091	931	1151	1151	1199	1550	1550	349	577		
888	878	765	771	900	446	649	744	638	643	669	657	662	662	845	1033	1116	1174	1174	1223	1574	1574	449	607		
580	318	723	746	875	471	624	696	557	618	641	611	622	622	748	665	1047	1296	1296	1401	1752	1752	833	835		
500	260	686	709	838	401	587	659	520	581	606	574	585	585	711	948	1053	1302	1302	1408	1758	1758	796	797		
476	131	867	890	1019	618	768	840	701	762	788	755	766	766	892	1130	1234	1484	1484	1589	1939	1939	958	1025		
214	565	502	525	654	298	404	476	336	398	423	390	402	402	528	481	870	1119	1119	1119	1224	1575	1575	604	671	
499	179	823	846	975	539	724	796	657	719	744	711	723	723	848	1086	1191	1440	1440	1545	1896	1896	911	978		
407	277	537	543	673	317	421	493	354	416	441	408	420	420	546	544	889	1137	1137	1242	1593	1593	600	666		
313	303	808	831	960	524	709	781	642	704	729	696	708	708	833	674	1176	1425	1425	1530	1881	1881	902	950		
541	299	614	619	740	327	497	569	430	492	517	484	496	496	622	580	964	1213	1213	1318	1669	1669	682	749		
388	173	697	702	832	388	581	656	517	579	604	571	583	583	709	946	1051	1300	1300	1405	1756	1756	783	850		
685	982	677	112	229	422	196	139	224	194	224	180	180	180	191	354	444	694	694	799	1149	1149	589	220		
901	1115	281	171	51	511	317	342	357	315	313	309	288	288	405	559	220	469	469	710	904	904	446	216		
702	908	18.4	134	251	121	121	35.9	151	120	181	107	107	107	110	303	467	716	716	821	1172	1172	347	242		
592	931	97.8	182	299	352	145	40.3	174	143	226	130	130	130	144	262	515	764	764	869	1220	1220	400	290		
958	1164	330	220	173	561	367	391	406	364	362	358	345	345	454	616	412	677	677	799	1066	1066	359	254		
1733	1929	1095	985	937	1325	1132	1156	1171	1129	1117	1123	1110	1110	1219	1063	628	416	416	525	612	612	1087	982		
976	1182	348	238	190	578	385	424	424	382	380	376	363	363	471	634	430	480	480	529	879	879	363	257		
1048	1254	420	310	263	651	457	481	496	454	452	435	435	435	544	706	215	320	320	460	650	650	413	307		
1605	1785	943	833	785	1173	979	1004	1019	977	975	971	958	958	1066	1229	1025	677	677	848	1066	1066	935	829		
1343	1523	676	566	518	906	709	736	751	709	707	703	691	691	799	962	757	409	409	525	688	688	668	562		
958	1164	489	379	311	719	525	550	565	523	520	516	504	504	443	606	401	477	477	526	876	876	360	254		
1163	1344	329	379	331	719	525	550	565	523	520	516	504	504	612	775	571	292	292	341	692	692	481	375		
910	1090	256	146	98	486	317	316	311	289	287	283	271	271	379	542	337	500	500	548	899	899	420	164		
1062	1017	527	482	579	557	435	542	501	452	452	456	453	453	643	831	795	953	953	1002	1353	1353	213	380		
935	1116	286	176	128	516	319	346	361	378	346	313	301	301	409	572	367	472	472	521	872	872	352	194		
1028	1187	345	235	255	544	375	406	420	378	346	313	301	301	468	631	494	525	525	574	925	925	225	119		
955	1143	286	176	128	516	319	346	361	378	346	313	301	301	409	572	367	472	472	521	872	872	352	194		
1028	1187	345	235	255	544	375	406	420	378	346	313	301	301	468	631	494	525	525	574	925	925	225	119		
955	1143	286	176	128	516	319	346	361	378	346	313	301	301	409	572	367	472	472	521	872	872	352	194		
1028	1187	345	235	255	544	375	406	420	378	346	313	301	301	468	631	494	525	525	574	925	925	225	119		
955	1143	286	176	128	516	319	346	361	378	346	313	301	301	409	572	367	472	472	521	872	872	352	194		
1028	1187	345	235	255	544	375	406	420	378	346	313	301	301	468	631	494	525	525	574	925	925	225	119		
955	1143	286	176	128	516	319	346	361	378	346	313	301	301	409	572	367	472	472	521	872	872	352	194		
1028	1187	345	235	255	544	375	406	420	378	346	313	301	301	468	631	494	525	525	574	925	925	225	119		
955	1143	286	176	128	516	319	346	361	378	346	313	301	301	409	572	367	472	472	521	872	872	352	194		
1028	1187	345	235	255	544	375	406	420	378	346	313	301	301	468	631	494	525	525	574	925	925	225	119		
955	1143	286	176	128	516	319	346	361	378	346	313	301	301	409	572	367	472	472	521	872	872	352	194		
1028	1187	345	235	255	544	375	406	420	378	346	313	301	301	468	631	494	525	525	574	925	925	225	119		
955	1143	286	176	128	516	319	346	361	378	346	313	301	301	409	572	367	472	472	521	872	872	352	194		
1028	1187	345	235	255	544	375	406	420	378	346	313	301	301	468	631	494	525	525	574	925	925	225	119		
955	1143	286	176	128	516	319	346	361	378	346	313	301	301	409	572	367	472	472	521	872	872	352	194		
1028	1187	345	235	255	544	375	406	420	378	346	313	301	301	468	631	494	525	525	574	925	925	225	119		
955	1143	286	176	128	516	319	346	361	378	346	313	301	301	409	572	367	472	472	521	872	872	352	194		
1028	1187	345	235	255	544	375	406	420	378	346	313	301	301	468	631	494	525	525	574	925	925	225	119		
955	1143	286	176	128	516	319	346	361	378	346	313	301	301	409	572</										

Anexo 3.d Matriz de distancias de ingenios a TADs (continuación)

	Golfo (Ver. Tab)										Sureste (Yuc. Camp. Q.Roo)				
	XALAPA, ESCAMELA, YERACRUZ TIERRA BL MINATITLÚ WILLAHERR										PROGRESO CAMPECHE MÉRIDA				
1051	998	1135	1112	1308	1480	2052	1862	2020							
1533	1479	1617	1594	1790	1961	2534	2344	9580							
1051	998	1135	1112	1308	1480	2052	1862	2020							
770	634	728	926	1092	1688	1690	1500	1658							
555	896	597	691	889	1056	1638	1448	1606							
592	770	634	728	927	1093	1667	1477	1635							
578	655	558	721	919	1084	1583	1393	1551							
557	695	598	760	959	1124	1716	1514	1677							
642	795	689	790	989	1154	1739	1538	1701							
875	896	1025	1006	1204	1369	1930	1740	1899							
838	859	945	968	1167	1332	2052	1862	2020							
1074	1021	1159	1136	1332	1503	2075	1885	2044							
720	667	804	781	977	1148	1721	1531	1689							
1027	974	1112	1089	1285	1456	2028	1838	1997							
716	662	800	777	973	1144	1717	1527	1685							
997	964	1102	1079	1275	1446	2019	1829	1987							
798	745	882	859	1055	1227	1799	1609	1767							
900	846	984	941	1157	1328	1900	1710	1869							
886	833	971	948	1144	1315	1887	1697	1856							
260	250	367	360	558	723	1228	1038	1196							
261	169	290	270	469	634	1118	928	1086							
283	272	390	382	580	746	1298	1108	1266							
331	320	438	430	628	794	1348	1158	1316							
207	83.4	109	50.4	284	450	1057	867	1025							
935	848	937	765	543	526	1087	897	1055							
210	101	112	32.7	288	453	1020	830	989							
260	173	162	59.3	219	385	941	751	910							
783	696	685	612	391	220	590	389	552							
515	429	417	345	123	67	659	457	620							
207	72.7	109	55.3	285	450	1042	840	1003							
328	242	231	158	100	266	857	656	819							
141	5.1	129	109	308	473	1064	863	1026							
420	559	461	563	761	926	1518	1317	1479							
72.1	166	33.7	135	334	499	1090	889	1052							
199	38.6	101	82	280	445	1037	836	998							
80.7	147	45.6	147	345	511	1102	901	1064							
204	46.8	106	75.4	278	444	1035	834	997							
23.3	128	112	214	412	577	1169	968	1131							
213	66.5	115	61.5	291	456	1048	846	1009							
477	624	518	619	818	983	1574	1373	1536							
176	52.4	91.5	95.6	294	459	1051	849	1012							
254	168	156	84.2	168	333	925	724	886							
201	42.9	103	84.2	282	448	1039	838	1001							
210	112	92.4	281	456	362	1048	846	1009							
220	34.3	122	103	301	466	1058	857	1019							
208	211	111	180	209	374	966	764	927							
536	450	439	366	144	53.3	645	444	606							
229	142	131	28.1	214	379	970	769	932							
910	823	812	740	518	346	253	52	215							
1159	1073	1062	989	767	689	257	307	217							



Anexo 4.b Matriz de peajes de ingenios a tras (Continuación)

		Noreste (NL, Tam., SLP, Coa)															Occidente (Zacatecas, Aguascalteón, ZAPOTÁN, ZAMORA, Irapuato, CELEVA, URUAPAN, COLIMA, MORELIA, EL CASTILLO)																													
		MONCLOV, NUEVO LARÉ, REVINOSA, SANTA CA, SALTILLO, CADREYTT, MATEHUA, CIUDAD VICTO, CIUDAD MA, CIUDAD VALLE SAN LUIS															ZACATECA, AGUASCALTEÓN															ZAPOTÁN, ZAMORA, Irapuato, CELEVA, URUAPAN, COLIMA, MORELIA, EL CASTILLO														
6077	2832	2865	2338	6718	2372	2020	2259	2259	2668	1862	1791	1684	1661	504	1172	1172	1643	1563	1172	1270	1689	504																								
5199	6334	6367	5840	5840	5874	4042	4281	4281	4690	3884	3389	3700	3683	2526	3194	3194	3665	3194	3592	3711	2526																									
6077	2832	2865	2338	6718	2372	2020	2259	2259	2668	1862	1791	1684	1661	504	1172	1172	1643	1563	1172	1270	1689	504																								
34	528	0	0	0	0	0	0	0	0	0	239	564	896	1755	592	397	845	1400	2521	1117	1755																									
746	1240	165	746	746	780	428	165	165	165	428	428	753	1085	1944	781	586	1034	1589	2710	1306	746																									
34	528	0	0	0	0	0	0	0	0	0	239	564	896	1755	592	397	845	1400	2521	1117	1755																									
966	528	0	0	0	0	0	0	0	0	648	648	973	1395	2164	1101	806	1254	1809	2930	1526	2164																									
966	528	0	0	0	0	0	0	0	0	648	648	973	1395	2164	1101	806	1254	1809	2930	1526	2164																									
1834	2328	2361	1834	1834	1868	1516	1755	1755	2164	1358	1287	1180	1157	0	668	668	668	1139	668	766	1185	0																								
1834	2328	2361	1834	1834	1868	1516	1755	1755	2164	1358	1287	1180	1157	0	668	668	668	1139	668	766	1185	0																								
1834	2328	2361	1834	1834	1868	1516	1755	1755	2164	1358	1287	1180	1157	0	668	668	668	1139	668	766	1185	0																								
1755	2249	2282	1755	1755	1789	1437	1676	1676	2085	1279	2005	1898	1279	945	222	1279	1449	45	1711	328	945																									
1834	2328	2361	1834	1834	1868	1516	1755	1755	2164	1358	1287	1180	1157	0	668	668	668	1139	668	766	1185	0																								
1427	1921	1954	1427	1427	1461	1109	1348	1348	1757	1085	1677	1570	951	829	106	951	1121	293	1595	0	829																									
2600	3094	3127	2600	2600	2634	2282	2521	2521	2930	2124	2053	1946	1923	766	383	1434	1905	383	0	1951	766																									
671	1165	1198	671	671	705	353	592	592	1001	195	776	669	195	668	0	471	0	471	0	383	517	668																								
1834	2328	2361	1834	1834	1868	1516	1755	1755	2164	1358	1287	1180	1157	0	668	668	668	1139	668	766	1185	0																								
2217	2711	2744	2217	2217	2251	1899	2138	2138	2547	1741	1670	1563	1540	383	0	188	659	0	383	705	383																									
2419	2913	2932	2419	2419	2453	2101	2340	2340	2841	1943	3497	3390	3450	3450	2782	2771	2300	2548	4216	2285	3450																									
2980	3474	3530	2980	2980	3014	2662	2901	2901	3530	2504	4058	3951	3332	4011	3343	3332	2861	3109	3574	2826	4011																									
2240	2734	2767	2240	2240	2274	1922	2161	2161	2570	1764	3138	3111	2592	2808	2140	2592	2121	1906	3574	1538	2808																									
2115	2609	2642	2115	2115	2149	1797	2036	2036	2445	1639	3193	3086	2467	2723	2055	2467	1996	1821	3489	1538	2723																									
3776	4270	4347	3776	3776	3810	3458	3810	3810	4541	3300	4854	4747	4128	4807	4139	4128	3657	3905	5573	3622	4807																									
5887	6381	6448	5887	5887	5921	5569	6311	6311	7684	5411	6965	6858	6239	6918	6250	6239	5768	6016	7684	5733	6918																									
3984	4478	4488	3984	3984	4018	3666	4008	4008	4817	3508	4854	4747	4128	4807	4139	4128	3657	3905	5573	3622	4807																									
4119	4613	4633	4119	4119	4153	3801	4343	4343	5252	3643	5197	5090	3332	5150	4482	3332	2861	4248	5916	3965	5150																									
5263	5757	5824	5263	5263	5297	4945	5687	5687	6918	4787	6341	6234	5615	6294	5626	5615	5144	5392	7060	5109	6294																									
5128	5622	5652	5128	5128	5162	4810	5458	5458	6526	4652	6206	6099	5480	6159	5491	5480	5009	5257	6925	4974	6159																									
3776	4270	4347	3776	3776	3810	3458	3810	3810	4541	3300	4854	4747	4128	4807	4139	4128	3657	3905	5573	3622	4807																									
4405	4899	4966	4405	4405	4440	4087	4630	4630	5543	3929	5483	5376	4757	5436	4768	4757	4286	4534	6302	4251	5436																									
3698	4192	4260	3698	3698	3732	3380	3822	3822	4631	3222	4776	4669	4050	4729	4061	4050	3579	3827	5495	3544	4729																									
966	528	0	0	0	0	0	0	0	0	648	648	973	1395	2164	1101	806	1254	1809	2930	1526	2164																									
1397	1250	1283	1397	1397	1427	1079	1318	1318	1626	1374	4792	4680	4211	4745	4077	4211	3740	3843	5656	3560	4745																									
3776	4270	4347	3776	3776	3810	3458	3810	3810	4541	3300	4854	4747	4128	4807	4139	4128	3657	3905	5573	3622	4807																									
1397	1250	1283	1397	1397	1427	1079	1318	1318	1626	1374	4792	4680	4211	4745	4077	4211	3740	3843	5656	3560	4745																									
3776	4270	4347	3776	3776	3810	3458	3810	3810	4541	3300	4854	4747	4128	4807	4139	4128	3657	3905	5573	3622	4807																									
3293	3642	3722	3293	3293	3327	2880	3322	3322	4031	2672	4226	4128	3645	4129	3511	3645	3174	3277	5090	2994	4129																									
3776	4270	4347	3776	3776	3810	3458	3810	3810	4541	3300	4854	4747	4128	4807	4139	4128	3657	3905	5573	3622	4807																									
4405	4899	4966	4405	4405	4440	4087	4630	4630	5543	3929	5483	5376	4757	5436	4768	4757	4286	4534	6302	4251	5436																									
5128	5622	5652	5128	5128	5162	4810	5458	5458	6526	4652	6206	6099	5480	6159	5491	5480	5009	5257	6925	4974	6159																									
3984	4478	4488	3984	3984	4018	3666	4008	4008	4817	3508	4854	4747	4128	4807	4139	4128	3657	3905	5573	3622	4807																									
6023	6309	6347	6023	6023	6057	5497	6239	6239	7684	5417	6893	6786	6167	6846	6178	6167	5696	5944	7612	5661	6846																									
6023	6309	6347	6023	6023	6057	5497	6239	6239	7684	5417	6893	6786	6167	6846	6178	6167	5696	5944	7612	5661	6846																									

Anexo 4.c Matriz de peajes de ingenios a TADs (Continuación)

AZARO CUMANZANI	Centro (Ingenio, Pue. Oro, Edo. Mx, Comk, Hid, Tlax)										Sur (Chiapas, Guerrero, Oaxaca)											
	CUAUTLA PUEBLA	TEHUACAN	QUERETEMO SAN JUAN CUERNAVACA	TOLUCA	AZCAPOTZPACHUCA	BARRANCOXIL	GUAYAS	ACAPULCO OAXACA	SALINA CATALINA	TIXTLA	TETIACAPAN	TAPACHULA	POZA RICA	PEROTE								
2389	1853	3632	3954	1515	2091	3186	3120	2664	3351	3074	3351	3351	3748	4617	5276	6586	8608	7042	7422	7422	3385	4315
4411	3875	5654	5976	6537	4113	5208	5142	4886	5373	5096	5373	5373	5770	6639	7298	8608	8608	9064	9444	9444	5407	6337
2389	1853	3632	3954	1515	2091	3186	3120	2664	3351	3074	3351	3351	3748	4617	5276	6586	8608	7042	7422	7422	3385	4315
2440	3104	1868	1969	2530	397	1572	1929	873	2132	1661	2132	2132	1957	3282	3728	2349	2349	2805	2349	2349	3185	3185
2629	3293	2207	1843	1062	1761	2118	1926	1649	1926	1926	1926	1926	2146	3471	3728	2475	2475	2475	2475	2475	3111	3111
2440	3104	1868	1969	2530	397	1572	1929	873	2132	1661	2132	2132	1957	3282	3728	2349	2349	2805	2349	2349	3185	3185
2849	3513	2427	1678	2239	806	2146	2338	1282	2146	0	2146	1246	2366	3691	3437	2184	2184	2184	2184	2640	3020	3020
2849	3513	2427	1678	2239	806	2146	2338	1282	2146	0	2146	1246	2366	3691	3437	2184	2184	2184	2184	2640	3020	3020
2849	3513	2427	1678	2239	806	2146	2338	1282	2146	0	2146	1246	2366	3691	3437	2184	2184	2184	2184	2640	3020	3020
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082	6082	6082	6538	6918	6918
766	1349	3128	3450	4011	1587	2682	2616	2160	2847	2570	2847	2847	3244	4113	4772	6082	6082					



## Anexo 5. Cálculos complementarios al modelo de optimización

Esta serie de cálculos complementarios se realizó para estimar la capacidad de producción de hidrógeno de las plantas de electrólisis, con base en la cantidad de energía generada por la combustión del bagazo. En el presente sistema, la producción de hidrógeno comienza con la estimación de las toneladas de bagazo generado durante la Zafra, esto se muestra en la Ecuación 38.

*Ecuación 38 Producción de toneladas de Bagazo por Zafra*

$$tBagazo_i = tCaña_i * \%BagazoCaña_i$$

Para la operación del sistema de generación de energía eléctrica se debe considerar un porcentaje de tiempo perdido, valor que se utilizará para determinar las horas efectivas de operación en cada periodo (Ecuación 39).

*Ecuación 39 Horas efectivas de operación en el periodo Z*

$$hefect_z = (Días_z * 24) * (100\% - \%TiempoPerdido)$$

La demanda de toneladas de bagazo combustionada en la caldera es utilizada para estimar la producción de vapor por hora que es suministrado al turbogenerador que produce electricidad, aplicando la ecuación 40.

*Ecuación 40 Combustión de bagazo por hora en cada ingenio*

$$C_h Bagazo_i = \frac{tBagazo_i}{hefect_z}$$

Posteriormente se estimó el Potencial calorífico inferior del bagazo generado en cada ingenio empleando la ecuación 41, la cual está basada en la fórmula simplificada propuesta por (Debernardi De La Vequia, Ortiz Laurel, & Rosas Calleja, 2014).

*Ecuación 41 Estimación del PCI del bagazo*

$$PCI Bagazo_i = 17,799.3 - 20,305.98 * W_i$$

Se emplea la ecuación 42 para estimar la energía por hora contenida en el bagazo considerando la concentración de humedad.

*Ecuación 42 Energía por hora de bagazo*

$$EhBagazo = Chbagazo_i * (P.C.I.Bagazo_i * 1000)$$

El flujo de vapor por hora se determinó empleando la ecuación 43. Posteriormente se estima la producción de energía eléctrica que es capaz un turbogenerador por hora para cada ingenio, siendo esta distribuida entre la energía que es utilizada para el autoconsumo y la que es destinada para venta. La generación de energía eléctrica generada con bagazo se presenta en la ecuación 44.

*Ecuación 43 Flujo de vapor por hora*

$$tVhBagazo_i = \frac{EhBagazo_i \left( \frac{\%eficCaldera}{EntalíaVap} \right)}{1000}$$

*Ecuación 44 Generación de energía eléctrica en MW por hora con bagazo*

$$pMWhBagazo_i = \frac{tVhBagazoTotal_i - (\%Autoconsumo * tVhBagazo)}{CtVhBagazo}$$

La cantidad de energía eléctrica que no se consume en el ingenio y es vendida como excedente, considerada para la producción de hidrógeno, se determina utilizando la ecuación 45.

*Ecuación 45 Excedente de energía eléctrica en MW por hora*

$$ExMWhBagazo = \frac{tVhBagazoTotal - (\%Autoconsumo * tVhBagazo)}{CtVhBagazo}$$

### Anexo 6 a. Gráficos de tornado de impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de producción para cada región

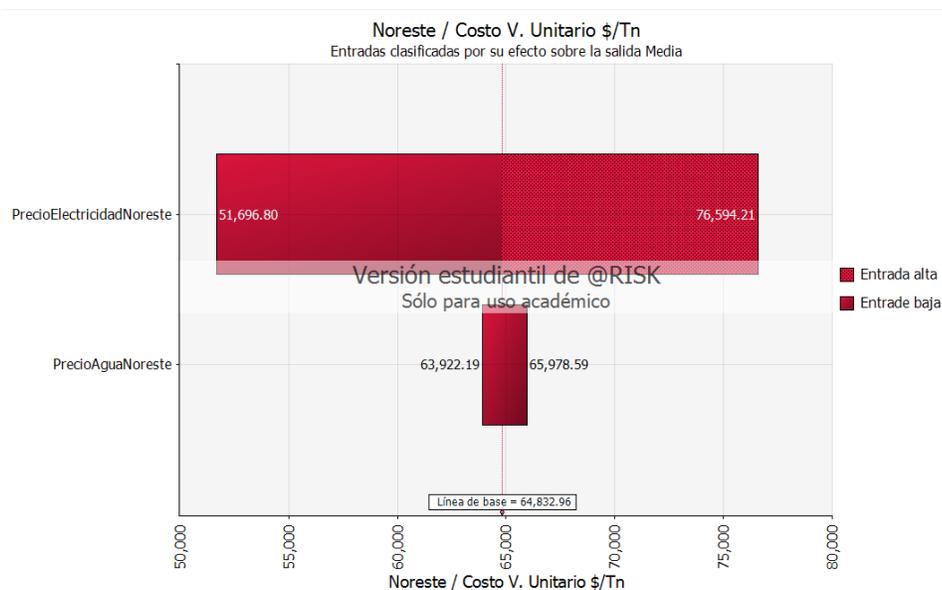


Figura 40 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Noreste

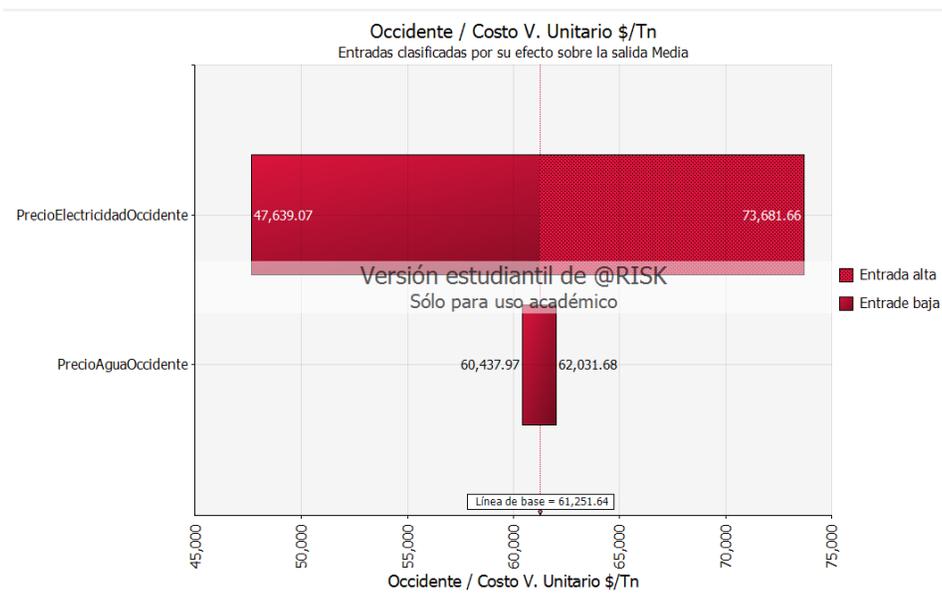


Figura 41 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Occidente

**Anexo 6 b. Gráficos de tornado de impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de producción para cada región (continuación)**

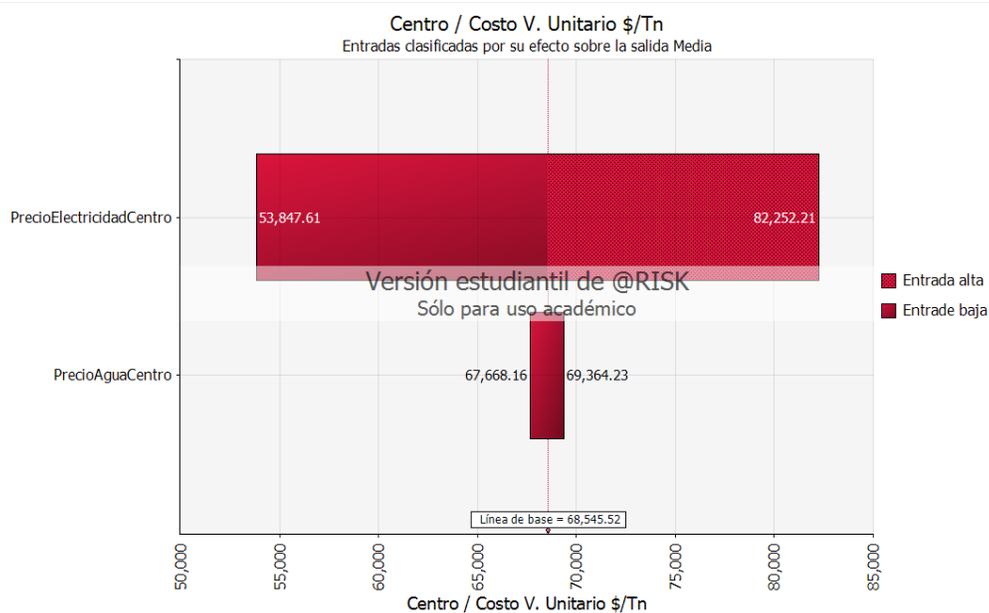


Figura 42 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Centro

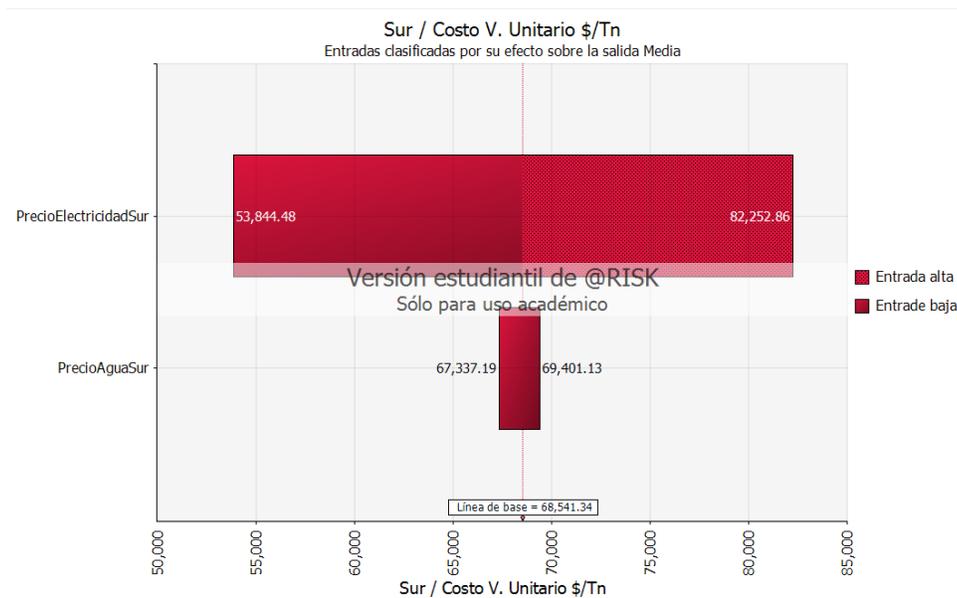


Figura 43 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Sur

**Anexo 6 c. Gráficos de tornado de impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de producción para cada región (continuación)**

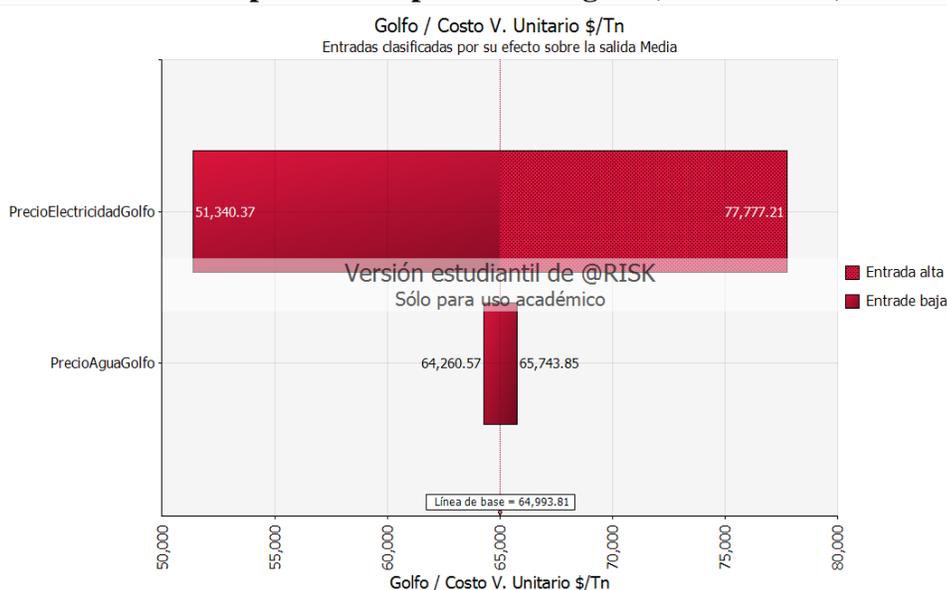


Figura 44 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Golfo

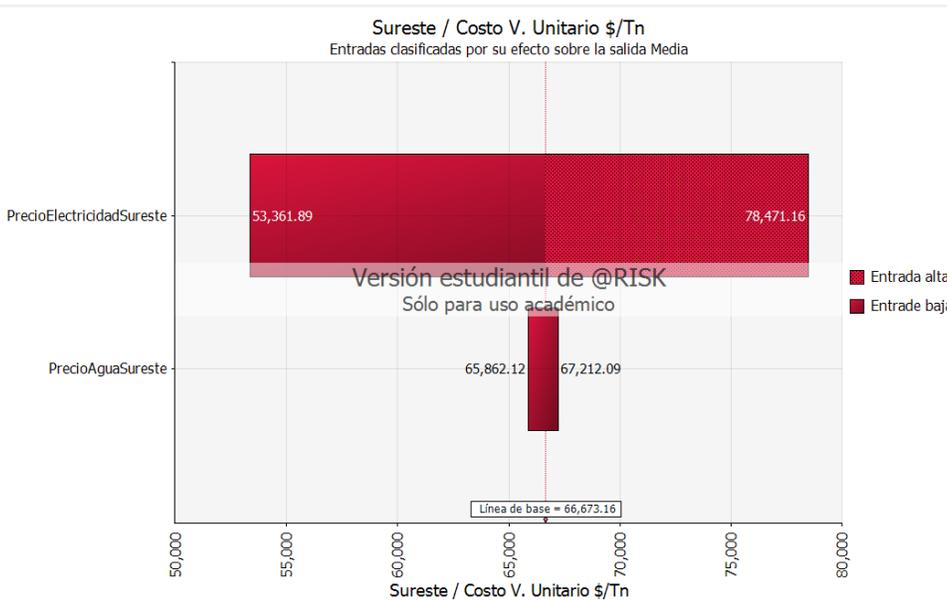


Figura 45 Gráfico de tornado del impacto de las variables de entrada sobre la salida media del costo variable de la región Noreste

## Anexo 7. Estimación del número óptimo de iteraciones para la simulación Monte Carlo en la evaluación económica

TAD	CIUDAD VALLES	SAN LUIS POTOSÍ	ZAPOPAN	ZAMORA	CIUDAD MAANTE
Varianza	1.33E+15	2.23E+16	5.29E+16	7.79E+16	1.30E+16
Media (V/PN)	\$860,761,580	\$4,315,047,855	\$2,859,858,964	\$4,254,244,895	\$1,355,763,745
Iteraciones	Error Beta Parámetro Estadístico t				
10	\$860,762 \$26,092,803	\$4,315,048 \$106,851,988	\$2,859,859 \$164,467,930	\$4,254,245 \$4,254,245	\$1,355,764 \$81,642,297
100	\$860,762 \$8,251,269	\$4,315,048 \$33,789,565	\$2,859,859 \$52,009,326	\$4,254,245 \$16,446,793	\$1,355,764 \$63,140,471
1000	\$860,762 \$2,609,280	\$4,315,048 \$10,685,199	\$2,859,859 \$3,378,957	\$4,254,245 \$5,200,933	\$1,355,764 \$6,314,047
10000	\$860,762 \$860,762	\$4,315,048 \$4,315,048	\$2,859,859 \$2,859,859	\$4,254,245 \$3,677,615	\$1,355,764 \$4,464,706
25000	\$860,762	\$4,315,048	\$2,859,859	\$4,254,245	\$1,355,764
30000	\$860,762	\$4,315,048	\$2,859,859	\$4,254,245	\$1,355,764
40000	\$860,762	\$4,315,048	\$2,859,859	\$4,254,245	\$1,355,764
50000	\$860,762	\$4,315,048	\$2,859,859	\$4,254,245	\$1,355,764
TAD	CIUDAD VALLES	SAN LUIS POTOSÍ	ZAPOPAN	ZAMORA	Irapuato
Varianza	1.73E+17	2.66E+16	3.98E+17	1.73E+17	2.64E+15
Media (V/PN)	\$6,272,819,398	\$1,942,345,558	\$7,908,416,877	\$5,340,708,679	\$569,710,848
Iteraciones	Error Beta Parámetro Estadístico t				
10	\$6,272,819 \$297,565,468	\$1,942,346 \$116,623,181	\$7,908,417 \$451,103,273	\$5,340,709 \$5,340,709	\$569,711 \$297,539,990
100	\$6,272,819 \$94,035,218	\$1,942,346 \$36,879,488	\$7,908,417 \$142,651,380	\$5,340,709 \$14,285,138	\$569,711 \$94,090,406
1000	\$6,272,819 \$29,736,547	\$1,942,346 \$11,662,318	\$7,908,417 \$45,110,327	\$5,340,709 \$5,340,709	\$569,711 \$29,753,989
10000	\$6,272,819 \$6,272,819	\$1,942,346 \$3,687,949	\$7,908,417 \$7,908,417	\$5,340,709 \$14,285,138	\$569,711 \$9,409,041
20000	\$6,272,819 \$6,272,819	\$1,942,346 \$2,607,774	\$7,908,417 \$7,908,417	\$5,340,709 \$10,086,976	\$569,711 \$6,653,196
25000	\$6,272,819 \$6,272,819	\$1,942,346 \$2,332,464	\$7,908,417 \$7,908,417	\$5,340,709 \$9,022,065	\$569,711 \$5,950,800
30000	\$6,272,819 \$6,272,819	\$1,942,346 \$2,129,238	\$7,908,417 \$7,908,417	\$5,340,709 \$8,235,981	\$569,711 \$5,432,312
40000	\$6,272,819 \$6,272,819	\$1,942,346 \$1,843,974	\$7,908,417 \$7,132,569	\$5,340,709 \$7,132,569	\$569,711 \$4,704,520
50000	\$6,272,819 \$6,272,819	\$1,942,346 \$1,942,346	\$7,908,417 \$7,908,417	\$5,340,709 \$5,340,709	\$569,711 \$569,711

**Anexo 7. Estimación del número óptimo de iteraciones para la simulación Monte Carlo en la evaluación económica (continuación)**

TAD	URUAPAN	TEHUACAN	CUERNAVACA	TOLUCA	AZCAPOTZALCO					
Varianza	1.07E+15	6.35E+16	2.18E+17	2.15E+15	3.77E+16					
Medida (VPN)	\$348,070,207	\$3,386,241,677	\$5,009,306,482	\$523,536,666	\$2,204,377,757					
Iteraciones	Error Beta	Parámetro Estadístico t	Error Beta	Parámetro Estadístico t	Error Beta	Parámetro Estadístico t				
10	\$348,070	\$23,373,320	\$3,386,242	\$180,262,237	\$5,009,306	\$334,120,580	\$523,537	\$33,143,577	\$2,204,378	\$138,852,067
100	\$348,070	\$7,391,293	\$3,386,242	\$57,003,925	\$5,009,306	\$105,658,204	\$523,537	\$10,480,919	\$2,204,378	\$43,908,879
1000	\$348,070	\$2,337,332	\$3,386,242	\$18,026,224	\$5,009,306	\$33,412,058	\$523,537	\$3,314,358	\$2,204,378	\$13,885,207
10000	\$348,070	\$739,129	\$3,386,242	\$5,700,392	\$5,009,306	\$10,565,820	\$523,537	\$1,048,092	\$2,204,378	\$4,390,888
20000	\$348,070	\$522,643	\$3,386,242	\$4,030,786	\$5,009,306	\$7,471,163	\$523,537	\$741,113	\$2,204,378	\$3,104,827
25000	\$348,070	\$467,466	\$3,386,242	\$3,605,245	\$5,009,306	\$6,682,412	\$523,537	\$662,872	\$2,204,378	\$2,777,041
30000	\$348,070	\$426,736	\$3,386,242	\$3,291,123	\$5,009,306	\$6,100,179	\$523,537	\$605,116	\$2,204,378	\$2,535,080
40000	\$348,070	\$369,565	\$3,386,242	\$5,009,306	\$5,282,910	\$523,537	\$524,046	\$2,204,378	\$2,204,378	\$2,195,444
50000	\$348,070	\$348,070	\$3,386,242	\$5,009,306	\$4,725,179	\$523,537	\$468,721	\$2,204,378		
TAD	AXTLA	OAYACA	TUXTLA GUTIERREZ	TAPACHULA	XALAPA					
Varianza	8.28E+16	1.40E+17	2.39E+16	2.34E+16	1.04E+17					
Medida (VPN)	\$3,654,067,840	\$5,633,533,653	\$1,890,596,050	\$1,678,535,512	\$3,665,085,995					
Iteraciones	Error Beta	Parámetro Estadístico t	Error Beta	Parámetro Estadístico t	Error Beta	Parámetro Estadístico t				
10	\$3,654,068	\$205,869,442	\$5,633,534	\$268,030,152	\$1,890,596	\$110,492,282	\$1,678,536	\$109,352,891	\$3,665,086	\$230,599,692
100	\$3,654,068	\$65,101,634	\$5,633,534	\$84,758,576	\$1,890,596	\$34,940,728	\$1,678,536	\$34,580,420	\$3,665,086	\$72,922,025
1000	\$3,654,068	\$20,586,944	\$5,633,534	\$26,803,015	\$1,890,596	\$11,049,228	\$1,678,536	\$10,935,289	\$3,665,086	\$23,059,669
10000	\$3,654,068	\$6,510,163	\$5,633,534	\$8,475,858	\$1,890,596	\$3,494,073	\$1,678,536	\$3,458,042	\$3,665,086	\$7,292,203
20000	\$3,654,068	\$4,603,381	\$5,633,534	\$5,993,336	\$1,890,596	\$2,470,683	\$1,678,536	\$2,445,205	\$3,665,086	\$5,156,666
25000	\$3,654,068	\$4,117,389	\$5,633,534	\$5,360,603	\$1,890,596	\$2,209,846	\$1,678,536	\$2,187,058	\$3,665,086	\$4,611,994
30000	\$3,654,068	\$3,758,645	\$5,633,534	\$1,890,596	\$1,890,596	\$2,017,304	\$1,678,536	\$1,996,502	\$3,665,086	\$4,210,155
40000	\$3,654,068	\$3,255,082	\$5,633,534	\$1,890,596	\$1,747,036	\$1,678,536	\$1,678,536	\$1,729,021	\$3,665,086	\$3,646,101
50000	\$3,654,068		\$5,633,534	\$1,890,596		\$1,678,536		\$1,546,483	\$3,665,086	

### Anexo 7. Estimación del número óptimo de iteraciones para la simulación Monte Carlo en la evaluación económica (continuación)

TAD	ESCAMELA 1.86E+17		TIERRA BLANCA 2.14E+17		MINATITLÁN 1.02E+16		VILLAHERMOSA 8.86E+15		MÉRIDA 8.34E+16		
Varianza	Media	Parámetro Estadístico t	Error Beta	Parámetro Estadístico t	Error Beta	Parámetro Estadístico t	Error Beta	Parámetro Estadístico t	Error Beta	Parámetro Estadístico t	
Iteraciones	10	\$4,991,137	\$308,868,266	\$3,382,956	\$330,595,849	\$1,030,384	\$72,406,586	\$1,067,695	\$67,314,315	\$3,286,882	\$206,623,552
100	\$4,991,137	\$97,672,722	\$5,382,956	\$104,543,587	\$1,030,384	\$22,896,973	\$1,067,695	\$21,286,655	\$3,286,882	\$65,340,104	
1000	\$4,991,137	\$30,886,827	\$5,382,956	\$33,059,585	\$1,030,384	\$7,240,659	\$1,067,695	\$6,731,431	\$3,286,882	\$20,662,555	
10000	\$4,991,137	\$9,767,272	\$5,382,956	\$10,454,359	\$1,030,384	\$2,289,697	\$1,067,695	\$2,128,666	\$3,286,882	\$6,534,010	
20000	\$4,991,137	\$6,906,504	\$5,382,956	\$7,392,348	\$1,030,384	\$1,619,060	\$1,067,695	\$1,505,194	\$3,286,882	\$4,620,243	
25000	\$4,991,137	\$6,177,365	\$5,382,956	\$6,611,917	\$1,030,384	\$1,448,132	\$1,067,695	\$1,346,286	\$3,286,882	\$4,132,471	
30000	\$4,991,137	\$5,639,137	\$5,382,956	\$6,035,827	\$1,030,384	\$1,321,957	\$1,067,695	\$1,228,986	\$3,286,882	\$3,772,413	
40000	\$4,991,137	\$4,883,636	\$5,382,956	\$5,227,179	\$1,030,384	\$1,144,849	\$1,067,695	\$1,064,333	\$3,286,882	\$3,267,005	
50000	\$4,991,137	\$4,991,137	\$5,382,956	\$5,382,956	\$1,030,384	\$1,023,984	\$1,067,695	\$1,023,984	\$3,286,882	\$3,286,882	