

Índice

ÍNDICE DE GRÁFICAS	IV
ÍNDICE DE FIGURAS	IV
ÍNDICE DE TABLAS	V
LISTA DE ACRÓNIMOS	VI
AGRADECIMIENTOS.....	VIII
RESUMEN	IX
INTRODUCCIÓN	XI
CAPÍTULO 1 “ANTECEDENTES DEL HIDROGENO”	1
1.1 Introducción	1
1.2 Breve historia del hidrógeno.....	1
1.3 Conclusiones	4
CAPÍTULO 2 “EL HIDRÓGENO EN MÉXICO”	6
2.1 Introducción	6
2.2 Situación actual del hidrógeno en México	6
2.3 Usos y aplicaciones del hidrógeno en la industria mexicana	7
2.4 Investigaciones y programas de hidrógeno de uso energético	11
2.5 Conclusiones	11

CAPÍTULO 3 “MODELOS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DEL HIDRÓGENO”	13
3.1 Introducción	13
3.2 Configuración del transporte y distribución de hidrógeno.....	13
3.3 Normativa.....	19
3.4 Conclusiones	20
CAPÍTULO 4 “MODELACIÓN DE UNA RED TIPO ÁRBOL PARA TRANSPORTAR HIDRÓGENO POR TUBERÍAS”	22
4.1 Introducción	22
4.2 Planteamiento general.....	22
4.3 Configuración de las líneas de tuberías	24
4.4 Variables a considerar	25
4.5 Función objetivo.....	25
4.6 Restricciones de desigualdad	28
4.7 Restricciones de igualdad.....	28
4.8 Límites de las variables	29
4.8.1 Diámetro	29
4.8.2 Presión de carga y descarga	34
4.8.3 Flujo.....	34
4.8.4 Longitud	34
4.9 Estrategia de solución	34
4.9.1 Forma del problema.....	34
4.9.2 Herramientas a utilizar para la solución del problema de programación no lineal mixto...	35
4.10 Conclusiones	37
CAPÍTULO 5 “SIMULACIÓN Y RESULTADOS”	38

5.1 Introducción	38
5.2 Simulación de transporte y distribución de hidrógeno.....	38
5.2.1 Configuración planteada	38
5.2.2 Cálculos realizados	39
5.2.3 Comparación del costo de transporte de hidrógeno, gas natural y electricidad.....	44
5.3 Tecnologías de producción de hidrógeno	45
5.4 Conclusiones	47
CAPÍTULO 6 “ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES”	49
6.1 Introducción	49
6.2 Análisis de los resultados obtenidos	49
6.3 Conclusiones	50
REFERENCIAS.....	53
ANEXO A “CONSTRUCCIÓN DE ECUACIONES PARA LA FUNCIÓN OBJETIVO”	55
ANEXO B “CONDICIONES NECESARIAS DE OPTIMALIAD Y SUFICIENCIA”	58
ANEXO C “MÉTODO DE RAMIFICACIÓN Y ACOTAMIENTO”	60
ANEXO D “RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN”	63
ANEXO E “FIGURAS DE REDES OPTIMIZADAS”	72
ANEXO E “METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL COSTO DE LA INFRAESTRUCTURA DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA”	81
ANEXO F “GLOSARIO”	82

Índice de gráficas

GRÁFICA 2.1 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO Y DE SU VALOR MONETARIO	7
GRÁFICA 2.2 COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL HIDRÓGENO POR LITRO.....	7
GRÁFICA 3.1 REFINERÍAS PRODUCTORAS DE H ₂ EN EUA [PORCENTAJE].....	18
GRÁFICA 4.1 COSTO DE LAS TUBERÍAS EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO	26
GRÁFICA 4.2 COSTO DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA	26
GRÁFICA 4.3 COMPARACIÓN DE LOS DIÁMETROS ÓPTIMOS PARA EL HIDRÓGENO Y EL GAS NATURAL EN FUNCIÓN DEL FLUJO	32
GRÁFICA 4.4 COMPARACIÓN DE LAS VELOCIDADES ÓPTIMAS PARA EL HIDRÓGENO Y EL GAS NATURAL EN FUNCIÓN DEL FLUJO	32
GRÁFICA 4.5 COMPARACIÓN DE LA CANTIDAD DE ENERGÍA QUE SE TRANSPORTA EN UN SISTEMA PARA HIDRÓGENO Y OTRO DE GAS NATURAL EN FUNCIÓN DEL FLUJO	33
GRÁFICA 5.1 COSTOS TOTAL DE SEGMENTOS DE TUBERÍA Y DE ESTACIONES DE COMPRESIÓN	40
GRÁFICA 5.2 COMPORTAMIENTO DE COSTO DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN.....	42
GRÁFICA 5.3 COSTO POR POTENCIA EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA.....	42
GRÁFICA 5.4 COMPORTAMIENTO DEL COSTO DE LOS SEGMENTOS DE TUBERÍA.....	43
GRÁFICA 5.5 COSTO POR MILLA DE LOS SEGMENTOS DE TUBERÍA EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA DE LA RED	43
GRÁFICA A1.1 ESTIMACIÓN DEL COSTO DE INSTALACIÓN DE TUBERÍAS	56
GRÁFICA A1.2 ESTIMACIÓN DEL COSTO DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN.....	57

Índice de figuras

FIGURA 2.1 PROCESO DE PRODUCCIÓN DE HIDROGENO EN UNA REFORMADORA	8
FIGURA 2.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN UNA PLANTA DE HIDRÓGENO.....	8
FIGURA 2.3 PROCESOS CONSUMIDORES DE HIDRÓGENO EN PEMEX REFINACIÓN.....	8
FIGURA 3.1 ESQUEMA DE MODELOS DE TRANSPORTE DE H ₂	14
FIGURA 3.2 RECORRIDO DEL SITIO DE PRODUCCIÓN AL CENTRO DE CONSUMO DEL H ₂	15
FIGURA 3.3 DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE TUBERÍAS.....	15
FIGURA 3.4 ESQUEMA DE LAS NORMAS QUE REGULAN LAS ACTIVIDADES DE H ₂	20
FIGURA 4.1 REPRESENTACIÓN DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN Y DE LOS SEGMENTOS DE TUBERÍA.....	22
FIGURA 4.2 COSTO DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN DE LOS COMPRESORES.....	23
FIGURA 4.3 CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA CON RAMIFICACIÓN DE ÁRBOL	24
FIGURA 4.4 SOLVERS Y TIPOS DE MODELOS QUE RESUELVE GAMS.....	36
FIGURA 5.1 RED GENERAL DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE HIDRÓGENO	39
FIGURA 5.2 REDES DE LONGITUDES DE 400 Y 650 MI DESPUÉS DE LA OPTIMIZACIÓN	41

Índice de tablas

TABLA 2.1 BALANCE DE LA PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE HIDRÓGENO EN LAS PLANTAS PERTENECIENTES AL SISTEMA DE REFINACIÓN DE PEMEX.....	9
TABLA 2.2 BALANCE DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE HIDRÓGENO EN PEMEX PETROQUÍMICA ...	9
TABLA 3.1 COMPARACIONES DE FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA CON ESCALAS DE PRODUCCIÓN	16
TABLA 3.2 TUBERÍAS DE H ₂ POR ESTADO DE EUA.....	17
TABLA 3.3 REFINERÍAS PRODUCTORAS DE H ₂ EN EUA [MILLONES DE PIES CÚBICOS]	17
TABLA 3.4 TUBERÍAS DE H ₂ POR PROPIETARIO	18
TABLA 3.5 TUBERÍAS DE H ₂ POR PAÍS DE UE	19
TABLA 3.6 TUBERÍAS DE H ₂ POR PROPIETARIO DE LA UE	19
TABLA 4.1 CLASIFICACIÓN DE FLUJO, DIÁMETRO, VELOCIDAD Y ENERGÍA TRANSPORTADA POR ESCALA DE TRANSPORTE DE HIDRÓGENO	33
TABLA 4.2 DESCRIPCIÓN DE GENERAL DE LOS SOLVERS DE GAMS PARA PROBLEMAS DE MINLP...	36
TABLA 5.1 RESUMEN DE LAS SIMULACIONES	39
TABLA 5.2 COMPARACIÓN DEL COSTO INICIAL Y OPTIMIZADO	40
TABLA 5.3 COMPARATIVA DE COSTOS DE INFRAESTRUCTURA PARA HIDRÓGENO, GAS NATURAL Y ELECTRICIDAD	45
TABLA 5.4 COSTO DE INVERSIÓN Y UNITARIO DE LA PRODUCCIÓN DE H ₂ EN PLANTAS GRANDES CENTRALIZADAS.....	46
TABLA 5.5 COSTOS DE INVERSIÓN Y UNITARIO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN PLANTAS MEDIANAS CENTRALIZADAS.....	47
TABLA 5.6 COSTOS DE INVERSIÓN Y UNITARIO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN ESCALA DE DISTRIBUCIÓN.....	47
TABLA A1.1 RESUMEN DEL COSTO TOTAL DE INSTALACIONES DE TUBERÍAS	55
TABLA A1.2 RESUMEN DEL COSTO TOTAL DE LAS INSTALACIONES DE LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN.....	56
TABLA A6.1 CÁLCULO DEL COSTO UNITARIO POR ESCALA DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD	81

Lista de acrónimos

°C	Grados centígrados
² H	Deuterio
³ H	Tritium
A	Tecnología actual
ASE	Assisted Steam Electrolysis
Bio	Biomasa
C	Carbón
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Bióxido de carbono
CR	Conectado a la red
D _j	Diámetro del segmento <i>j</i>
EC	Estaciones de compresión
ECE	United Nations Economic Commission for Europe
EIGA	Asociación Europea de Gases Industriales
ELE	Red eléctrica
F	Tecnología del posible futuro
FC	Función de costos
ft/s	Pies por segundo
FV	Función de costos
GAMS	General Algebraic Modeling System
GN	Gas Natural
H ₂	Hidrógeno
H ₂ S	Sulfuro de hidrógeno
HDS	Hidrodeshidrosulfuradora
HDT	Hidrogenación
H-Oil	Hidrodeshidrogenación
HP	Caballos de fuerza
ISO	International Organization for Standardization
J	Joules
<i>k</i>	Relación de calores específicos
Kg	Kilogramos
Kg/cm ²	Kilogramos por centímetro cuadrado
Kg/día de H ₂	Kilogramos por día de hidrógeno
Km	Kilómetros
lb/s	Libras por segundo
L _j	Longitud del segmento <i>j</i>
Ln	Línea de tubería <i>n</i>

LR	Longitud de red
m^3	Metros cúbicos
mi	Millas
MINLP	Mixed Integer Non Linear Programs
MMUSD	Miles de millones de dólares
MPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MUSD	Millones de dólares
MWh/s	Kilowatts hora por segundo
MX	Pesos mexicanos
N	Nuclear
NCMH	Metros cúbicos por hora
NH_3	Amoniaco
O_2	Oxígeno
Pd_i	Presión de descarga del compresor i
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PJ	Petajoules
PNL	Problema de programación no lineal
Ps_i	Presión de succión del compresor i
Q_i	Flujo en el compresor i
R'	Constante del gas hidrógeno
R^2	Coefficiente de correlación
SCFH	Pies cúbicos por hora
Sec	Secuestro de CO_2
Sn	Segmentos de tubería
T_1	Temperatura de succión del gas
Ton/a	Toneladas al año
Ton/d	Toneladas al día
UE	Unión Europea
UEA	Estados Unidos de América
UN	United Nations
WI	Turbinas eólicas de diseño actual
WT	Turbinas eólicas de diseño futuro
z	Factor de compresibilidad

Agradecimientos

Para la elaboración de la tesis conté con el apoyo profesional y la motivación de familiares y amigos.

A mi esposa Tania y mis hijas, Maya y Tamara por su amor, comprensión, paciencia y convicción del camino tomado.

A mis padres y hermanos por su apoyo incondicional.

A mi familia política.

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo que recibí durante los estudios de Maestría.

Al Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica en el tema de *Producción de hidrógeno a partir de calor producido por reactores nucleares de alta temperatura* (PAPIIT IN106310) del cual esta tesis forma parte de sus actividades.

A los miembros del jurado por sus comentarios.

Manifiesto mi profundo agradecimiento a la Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez por su amistad, orientación y paciencia para la elaboración de este trabajo y durante los estudios de Maestría.

A todos por todo gracias.

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivos principales determinar el costo de inversión en infraestructura para transportar hidrógeno (H_2) por ductos y recolectar información de los costos asociados (costo de inversión y costo unitario de producción) en las plantas de producción de H_2 .

Para estipular el costo de inversión de la infraestructura (costo de ductos y de estaciones de compresión) para transportar H_2 , se planteó una red tipo árbol la cual se sometió a un proceso de minimización de costos, esto para diferentes longitudes de red con el propósito de encontrar comportamientos generales y relaciones entre las variables utilizadas.

La información de los costos de inversión de las plantas de producción de H_2 y sus costos unitarios de producción, se utilizaron para deducir las oportunidades de producción y transporte de hidrógeno en el plano actual y en una prospectiva a futuro.

Se incluye un breve recorrido de la situación del elemento en México, considerando los actores que lo producen, consumen, y principales aplicaciones; así como la infraestructura que existe para transportar H_2 en Estados Unidos de América y la Unión Europea, los propietarios, y los principales actores en producción.

Como resultado de los procesos de minimización y de simulación se concluye que es posible determinar en función de la distancia mediante ecuaciones lineales los conceptos de costos por: potencia (USD/HP); millas de tubería (USD/mi); y costo total de infraestructura (USD). Se encontró que las tres ecuaciones asociadas tienen la similitud de comportarse mejor en longitudes de red mayores a 650 millas (mi). Ver las Gráficas 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6.

El costo total de la infraestructura en función de la distancia total de red presenta un comportamiento lineal, de ese modo el costo crece de 7.43 mil millones de dólares (MMUSD) para una red de 400 mi (con 850 mi como longitud total) a 69.6 MMUSD en una red de 5,000 mi (con 23,721 mi de longitud total). Se muestra en la Tabla 5.1.

La información registrada para la producción de H_2 (considerando los costos actuales y las perspectivas a futuro) está dividida en dos conceptos: costos de inversión en plantas y el unitario de producción.

El costo de inversión en las plantas con tecnología presente (**Actual**), en las tres escalas de producción¹ el menor costo lo presentan las plantas de gas natural (GN-A), sin embargo, se estima para el largo plazo (**Futuro**) la inversión mínima sea para las plantas de gas natural (GN-F) y la red eléctrica (ELE-F) con producción en el sitio de consumo (por medio de electrólisis).

Para el costo unitario de producción, en tecnologías actuales y futuras, se presentan las plantas de carbón (C-A), las de gas natural (GN-A) y las plantas de gas natural con asistente de electrólisis de vapor (GNASE) como las opciones de menor costo. Los detalles se observan en las Tablas 5.4, 5.5 y 5.6.

¹ Se definen tres escalas de producción las grandes plantas centralizadas (producción de 1,200,000 Kg/día de H_2), las medianas plantas centralizadas (producción de 24,000 Kg/día de H_2) y la escala de distribución (480 Kg Kg/día de H_2). Ver capítulo 3

De acuerdo con información al 2010 de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, en México hay instaladas 36 plantas para la generación del hidrogeno (H_2), con una capacidad de 16,797 Toneladas por año (Ton/a)². La producción y consumo de H_2 se ubica principalmente en PEMEX³ Refinación y PEMEX Petroquímica, a través de sus plantas reformadoras de H_2 . El balance de las subsidiarias es de 1,540 Toneladas por día (Ton/d) de producción y 1,190 Ton/d para consumo por lo que la diferencia es positiva en 349 Ton/d; las Tablas 2.1 y 2.2 lo muestran.

En el ámbito internacional, Estados Unidos cuenta con 1,213 mi de ductos de H_2 ; la Unión Europea con 1,001 mi de ductos de H_2 .

Los principales propietarios de ductos son Air Liquid, Air Products y Praxair. Las compañías con mayor capacidad de producción en Estados Unidos son: Chevron y Valero. Ver las Tablas 3.2, 3.3 y 3.4.

En la Unión Europea, los países con la mayor cantidad de ductos de H_2 son Bélgica, Alemania y Francia. Los principales propietarios de los ductos son Air Liquid, Linde y Air Products. Los detalles se aprecian en las Tablas 3.5 y 3.6.

² CONUEE <http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_2080_hidrogeno?page=6> [citado en 22 de septiembre de 2010]

³ Bazúa Rueda E. (2003). *“Producción y consumo de hidrógeno en Petróleos Mexicanos”*. Presentación de la Sociedad Mexicana del Hidrógeno: *Potencial de hidrógeno en el desarrollo energético nacional*. México

Introducción

México es un país privilegiado en materia energética, cuenta con recursos fósiles, hídricos, biomasa, eólicos, geotermia, mareomotriz y solares. Cada uno de estos tiene sus características definidas. Los recursos renovables se encuentran en una fase de introducción en el mercado nacional y tienen una participación limitada. Los recursos fósiles tienen un peso específico histórico (con sentido nacionalista⁴) muy importante y estructural en el país. México es uno de los principales productores y exportadores de crudo en el mundo⁵. Los ingresos petroleros representan un porcentaje significativo en las finanzas públicas del país (oscila entre 34 y 40 % de cada peso presupuestal).

La producción⁶ de energía primaria está concentrada en gran medida en los hidrocarburos, los cuales representan el 89% del total producido o 9,358.16 petajoules (PJ), compuesto por petróleo crudo (62%), gas natural (26%) y condensados (0.87%).

El 35% de la oferta de energía primaria nacional se importó (de los 9,358.16 PJ). El resto se dirigió a los centros de transformación: 52.7% a refinerías y 33.22% a las plantas de gas y fraccionadoras.

En 2008 la producción de energía secundaria en los centros de transformación alcanzó 5,584.81 PJ, la mayor cantidad de energía secundaria se produjo en las refinerías (51.32%), en las plantas de gas y fraccionadoras (32.49%) y en la producción de electricidad (15.20%). Estos centros son importantes para la actividad económica del país, ahí se producen principalmente gasolinas, diesel, combustóleo, querosenos, etc. Y por lo tanto tiene un consumo energético importante. Sin embargo, estos productos no alcanzan a cubrir su demanda por lo que es necesario importarlos.

Por ello México es altamente dependiente de las importaciones de gasolinas, en su conjunto representan cerca del 70% de las compras externas totales de energía secundaria.

El consumo nacional de energía para 2008 fue de 8,478.5 PJ y su estructura es la siguiente: 2,776.3 PJ consumo del sector energético (con 1766.3 PJ en transformación, 831 PJ en consumo propio y 178.9 PJ en pérdidas); 600.9 PJ recirculaciones y transferencias; y 5,101.2 PJ consumo final (4,814.9 PJ de consumo final energético y 286.3 PJ para el consumo final no energético).

El consumo final de energía en 2008 fue 3.5% mayor que en 2007, debido principalmente al aumento de consumo en el sector transporte⁷, el cual creció 15% en el consumo de gasolinas y 11.1% en diesel.

La distribución del consumo final total de energía por sector y por tipo de energético se muestra a continuación: transporte (50%), industrial (28%), residencial-comercial y público (19%) y agropecuario (3%).

Los energéticos de mayor uso en orden descendente son: gasolinas (33.38%), diesel (16.86%), electricidad (13.77%), gas seco (9.77%), gas licuado (9.32%) y leña (5.11%).

⁴ Lorenzo Meyer (2009). *“Las raíces del nacionalismo petrolero en México”*. 3a Ed. Editorial Océano

⁵ International Energy Agency (2009). *“Key World Energy Statistics”*

⁶ Secretaría de energía (2009). *“Balance nacional de energía 2008”*

⁷ Ibid., Pag 30.

En sector transporte, los subsectores de mayor consumo son: auto-transporte (91.83%), aéreo (5.38%), marítimo (1.63%), ferroviario (1%) y eléctrico (0.16%).

Los energéticos de mayor consumo son: gasolina (66.22%), diesel (26.34%), querosenos (5.34%), gas licuado (1.68%), combustóleo (0.24%), electricidad (0.16%) y gas seco (0.02%).

De lo anterior es claro que el sector transporte es el mayor consumidor de energía y que el principal energético es la gasolina, se consume principalmente en el subsector auto-transporte y está conformado por todo el parque vehicular, compuesto por: automóviles y motocicletas particulares y públicos, así como camiones de transporte y carga.

En cuanto al suministro de gasolinas y de gas natural, pensar en la seguridad energética cuando los principales combustibles utilizados tienen un alto contenido importado, coloca al país en una situación de vulnerabilidad creciente. La volatilidad de los precios internacionales afecta en gran medida las cadenas de producción y suministro de la economía nacional.

Tomando en cuenta el crecimiento poblacional y económico del país, así como el contexto internacional, es de vital importancia utilizar los recursos naturales propios de manera racional y sustentable, y diversificar la mezcla de energéticos primarios y secundarios, en donde la minimización de costos contemple aspectos como las externalidades, el desmantelamiento, emisiones y residuos.

En las redes de transmisión de energía donde de manera natural cada vez tendrán que recorrer mayor distancia y transportar volúmenes crecientes de energía a menor costo. Esto entendiendo la relación estrecha entre las variables de crecimiento poblacional, desarrollo económico-consumo de energía-emisiones y residuos generados.

Dada las inquietudes anteriores, cada vez será más difícil extraer energéticos, y los procesos para hacerlo (obtener combustibles) necesitarán más energía, por lo que son inevitables los problemas de extracción y comercialización de combustibles y materias primas, por ello el uso eficiente de la energía y su disponibilidad económicamente viable son los parámetros decisivos para el futuro.

El futuro necesita de fuentes de energía permanentes, como la nuclear y las renovables. Aunque la peculiaridad de éstas, radica en que sus plantas de generación de electricidad, requieren de grandes superficies (caso de la energía solar), cuantiosos volúmenes de agua y deben estar alejados de los centros de consumo (caso de la energía nuclear).

En el caso de la energía nuclear, el costo de generación de electricidad es menor comparativamente con otras tecnología, y se abarata más cuando aumenta su producción, empero, al estar alejadas de los centros de consumo se recurre a líneas de transmisión eléctricas de mayor distancia, lo cual conlleva a mayores pérdidas y costos de transporte de energía, por lo que es importante que en la planeación de mediano y largo plazos se contemplen, los combustibles que cumplan aspectos como: disponibilidad; que sea amigable con el medio ambiente; y la infraestructura necesaria para lograrlo.

En la gama de posibilidades el hidrógeno (H_2) es un candidato que cumple las características, tomando en cuenta las virtudes generales que brinda el elemento como su poder calorífico (aumento en la eficiencia térmica) y la ausencia de moléculas de carbón, nitrógeno y azufre, entre otros (los residuos de su combustión son vapor de agua) y que es el elemento más abundante del universo.

El presente trabajo tiene por objetivo calcular el costo del transporte del H₂ por tuberías, proponiendo el diseño optimizado de una red de transporte y distribución; conocer el contexto actual del H₂ en México, la infraestructura internacional; y analizar los costos de producción de H₂ por diferentes tecnologías y sus estimados a futuro.

Para alcanzar el objetivo se utilizaron artículos y reportes publicados por organismos especializados, tesis de distintas instituciones educativas y páginas web de sitios oficiales.

El capítulo uno presenta de manera breve los antecedentes históricos del H₂.

En el capítulo dos se incluyó la producción, consumo, aplicaciones y principales corrientes de investigación del H₂ en México.

El capítulo tres muestra las escalas de transporte y distribución en función de la producción de H₂; la infraestructura existente en Europa y Estados Unidos, los propietarios y las capacidades de producción; y un esbozo de la normatividad internacional que envuelve al H₂.

El capítulo cuatro describe el proceso para construir un problema de programación no lineal para minimizar el costo de inversión en una red de transporte y distribución de H₂, el método de solución y las herramientas para resolverlo.

El capítulo cinco presenta la simulación de la red de transporte con diferentes longitudes de red, sus resultados y la información recolectada de las tecnologías de producción de H₂ y sus costos.

El capítulo seis expone el análisis de los resultados obtenidos, inferencias de la información recolectada con la obtenida en la simulación, y las conclusiones.

Capítulo 1 “Antecedentes del hidrogeno”

1.1 Introducción

Se presenta un recorrido de aproximadamente 400 años de la historia del hidrógeno (H_2), donde el hombre como autor, pasa por los procesos de: describir al elemento; caracterizarlo⁸; aprender a producirlo; y desarrollar aplicaciones útiles para él en su contexto histórico.

1.2 Breve historia del hidrógeno⁹

La historia documentada del H_2 comienza con Jan Baptista van Helmont (1577-1644), quien propuso por primera vez desechar los elementos básicos de Aristóteles (agua, aire, tierra y fuego). Descubrió que el aire no es un elemento y que existe otro “aire” con propiedades diferentes. Lo llamó con la palabra griega “Chaos” que significa “espacio vacío”, de acuerdo con el holandés es “gas”.

Paracelus (1493-1541) reportó que había notado que se producía un gas cuando se disuelve acero en “espíritu de vitrolo¹⁰”.

Turquet De Mayerne (1573-1655) notó que el gas es inflamable. Pese a esos indicios el H_2 fue identificado y separado hasta la segunda mitad del siglo dieciocho.

Robert Boyle (1627-1691) produjo lo que llamó “aire ficticio” al diluir acero en ácido sulfúrico, mostró que el “aire ficticio” se quemaba solamente con la presencia de aire y que una parte del aire desaparecía durante la reacción. También notificó que los productos de combustión son más pesados que los materiales de inicio. También desechó los elementos de Aristóteles, pero sus descubrimientos no fueron reconocidos.

Georg Ernst Stahl (1659-1734) publicó en 1697 la “Teoría de flogisto¹¹”. Flogisto proviene del griego flogiston, que significa quemar. En esta teoría todos los materiales inflamables contienen flogisto, una sustancia hipotética, que se libera durante la combustión. Y un material es más inflamable y se quema más violentamente mientras contenga más flogisto. Eso permitía describir muchas reacciones químicas. El plomo, por ejemplo, compuesto de óxido de plomo, libera el flogisto durante la combustión dejando atrás al óxido de plomo. Después de las observaciones de Boyle se sabía que la masa de una sustancia se incrementa durante la combustión, es decir, el óxido de plomo es mayor que la masa del plomo, una masa negativa se le atribuía al flogisto.

Scot Joseph Black en 1756 observó a los gases como una forma del elemento aire, después lo llamó gas, como hoy en día se sabe del dióxido de carbón que al reaccionar con el magnesio se forma el carbonato de magnesio.

⁸ Descubrir sus propiedades físico-químicas, sobre todo el contenido energético.

⁹ A. Züttel, A. Brgschulte, y L. Schlapbach (2008), “*Hydrogen as a future energy carrier*”. (Pag. 7-12). Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co

¹⁰ Vitrolo (del latín vitrum, vidrio) es el nombre antiguo para algunos sulfatos metálicos, debido a que son semejantes a los vidrios colorados, por lo tanto, espíritu de vitrolo es el gas que se emite al reaccionar con algunas sustancias, es sinónimo de ácido sulfúrico o tetraoxosulfato (VI) de hidrógeno.

¹¹ Se define en química como una sustancia hipotética que se forma en la presencia de materiales combustibles y que se genera durante su combustión.

Henry Cavendish (1731-1810) probó que existen diferentes tipos de aire, entre ellos el denominado “aire inflamable”. También experimentó que algunos metales, cuando se disuelven en ácido, producen varios tipos de éste gas. Pensaba que los metales eran una fuente de aire inflamable. Eso era erróneo, no obstante, estaba en concordancia con la teoría de flogisto. En 1766 publicó valores precisos para peso específico y densidad de algunos metales. Durante los 1770’s elaboró ensayos con descargas eléctricas con agua, produciendo mezclas de oxígeno-hidrógeno.

Los descubrimientos de Cavendish estimularon la búsqueda de nuevos gases y el científico suizo Carl Wilhelm Scheele y el científico inglés Joseph Priestley de manera independiente encontraron que es un componente del aire, y lo llamaron “aire de fuego”. En 1781 Cavendish quemó su aire inflamable con el aire fuego y obtuvo agua.

El 5 de junio de 1783 los hermanos Montgolfier hicieron una demostración pública de un globo de aire caliente y en septiembre de ese año lo hicieron volar cargando una balsa con un pato y un gallo para demostrar que era posible sobrevivir en el cielo.

El maestro de ciencias, Pilatre de Rozier y el oficial de infantería, Marquis d’Arlandes, se convirtieron en los primeros humanos en viajar, en un globo de aire caliente, volaron 5 Km sobre París.

Jacques Alexandre César Charles (1746-1823) se percató que el H_2 es más ligero que el aire. Construyó el primer globo de papel con 25 m^3 de gas H_2 y, el 27 de agosto de 1783, el globo ascendió a una altura cercana a los 914 m. El H_2 fue producido por una reacción de acero con ácido sulfúrico. Una vez saliendo de París, fue destruido por campesinos aterrorizados. El 1 de diciembre de 1783, Jacques Alexandre y Aine Roberts ascendieron a una altura de 549 m en el reconstruido globo “La Charliere”. Charles es conocido por sus formulaciones de 1787 con las leyes básicas de los gases, ahora conocida como la ley de Charles.

Antoine Lavoisier (1743-1794) confirma los experimentos de Cavendish, realiza una teoría anti flogisto en donde resalta que las propiedades de la materia no pueden verse como elementos, pero que las reacciones químicas producen sustancias con propiedades específicas. El flogisto es la energía (calor) liberada durante la combustión. En 1787 presentó un postulado que formuló con un grupo de químicos de la academia de ciencias de París, donde sobresale que aire-fuego podría llamarse “oxígeno” por la palabra griega “oxis” de amargo y “genes” de génesis. Lavoisier asumió que el oxígeno era la razón de la acidez.

Para el aire inflamable “hydrogene” fue propuesta, basada en la palabra griega “hydor” que significa formador de agua. Dado que una de las propiedades del H_2 como combustible es la inflamabilidad y la energía que libera durante la combustión, Lavoisier y Pierre Laplace midieron el calor de combustión del H_2 en los años 1783 y 1784 utilizando un calorímetro de hielo, tardaron alrededor de 11.5 hrs., para que el hielo se fundiera con una energía de 9.7×10^7 J por Kg de H_2 , era un valor mucho más elevado que el de otras sustancias, por esta razón el resultado no fue publicado hasta 1793. Lavoisier-Laplace no estaban tan lejos del valor correcto 1.20×10^8 J por Kg de H_2 .

Nicholson y Carlisle en 1800 rompieron la molécula de agua en oxígeno e H_2 al hacer pasar una corriente eléctrica a través de ella. El agua fue la primera sustancia en ser electrolizada. Para estos años el uso del H_2 se limitaba al agua gas (una mezcla de H_2 y monóxido de carbono) para

iluminación y como aditivo para el gas de ciudad (como mezcla de metano, monóxido de carbono e H_2) para calefacción. Estos gases fueron desplazados por gas natural a mediados del siglo veinte.

Johann Wolfgang Döbereiner en 1823 inventó el primer encendedor de bolsillo o encendedor de cigarrillos. El encendedor de platino de Döbereiner fue el primer dispositivo que producía masa de H_2 y tuvo ventas de más de veinte mil piezas. El H_2 se producía por una reacción química de ácido sulfúrico y zinc, el vapor producido subía a una esponja de platino y reaccionaba espontáneamente con el oxígeno formando agua en la superficie de metal. Subsecuentemente, se creaba el calor de ignición, además del H_2 en fase gas y flama emergentes. Esta reacción, también llamada combustión de catálisis o catálisis en superficies metálicas es uno de los más importantes efectos físicos de las interacciones de H_2 -metal.

Sir William Grove (1811-1896) construyó en 1839 una batería “voltáica de gas”, fue el precursor de las celdas de combustibles modernas. Basó los experimentos en el hecho de que si enviaba una corriente eléctrica a través del agua, ésta se rompe en sus componentes, oxígeno e H_2 .

También permitió que la reacción sucediera en sentido inverso, combinando H_2 y oxígeno para formar agua y electricidad. El término “celda de combustible” fue acuñado en 1889 por Ludwig Mond y Charles Langer quienes construyeron el primer dispositivo práctico que utilizaba aire y gas de carbón industrial. El desarrollo de las celdas de combustible como fuente de potencia era difícil, en 1866 el primer dinamoeléctrico fue demostrado con eficiencia para convertir cualquier tipo de energía mecánica en eléctrica. Pese a ello, las pérdidas de las celdas de combustible eran importantes como generadores eléctricos y no se desarrollaron hasta la mitad del siglo veinte.

Gustav Kirchhoff y Robert Bunsen analizaron en 1861 el espectro emitido por el sol y encontraron que el H_2 era el mayor constituyente del sol.

W.H. Wollaston y T. Graham poco después de que se descubriera el metal paladio, reportaron que ese metal absorbe grandes cantidades de H_2 formando hidruros de metal.

James Dewar en 1898 con enfriamiento regenerativo fue el primero en licuar el H_2 . Utilizando nitrógeno líquido para pre-enfriar el gas H_2 y con presión de 180 atmósferas, lo expandía en un recipiente térmico, también enfriado con nitrógeno líquido.

El químico alemán Fritz Haber descubrió un proceso de catálisis que permitía la síntesis del amoníaco (NH_3) de los elementos H_2 y nitrógeno. Recibió un premio nobel por ese descubrimiento. Aunque también tuvo gran controversia ya que él también descubrió el gas de guerra ($COCl_2$, gas mostaza), con el que se mataron a miles de soldados en la primera guerra mundial.

Carl Bosch escaló la síntesis de Haber de la producción de laboratorio a la industrial. Al término de la guerra los países industrializados introdujeron la síntesis de amoníaco con lo que el consumo de H_2 creció rápidamente.

En 1929 Bonhoeffer y P. Harteck prepararon con éxito la primera molécula para- H_2 simple y puro. En 1931 Urey, Brickwedde y Murphy investigaron el espectro visible del átomo de H_2 con las series de Balmer y descubrieron el isótopo deuterio (2H), del hidrógeno.

Para 1935 Oliphant, Harteck y Rutherford sintetizaron al “hidrógeno superpesado”, 3H llamado tritium.

El 1 de marzo de 1954 los Estados Unidos estallaron la primera bomba de H_2 en Bikini Atoll de las islas Marshall, contaminando con ceniza radioactiva a un barco pesquero japonés y unas villas cercanas. La bomba fue 1000 veces más potente que la de Hiroshima. El pesquero japonés, "Lucky Dragon", estaba dentro de los 130 Km de la zona de prueba. Los 23 tripulantes se vieron severamente afectados por la radiación, además 260 personas quedaron expuestas a la radiación la explosión fue mucho más fuerte de lo que esperaban.

Ya para ese entonces el H_2 era utilizado en la industria petroquímica con frecuencia. Históricamente, empezó la producción de agua de gas (una mezcla de CO y H_2), lo cual impactó en el proceso Lurgi, desarrollado en Alemania a finales de los años 30's. Lurgi era la base de la industria de metalurgia alemana fundada el 5 de febrero de 1897. Ese proceso permitía la conversión del carbón en metano, también podían ser sintetizados otros combustibles de hidrocarburos como la gasolina. Este proceso fue operado en gran escala en Alemania durante la segunda guerra mundial pero ahora no es económicamente viable con los combustibles de hidrocarburos obtenidos del petróleo. Las condiciones modernas del crudo de petróleo para obtener los productos finales deseados (como la gasolina) utilizan procesos y tecnologías similares.

En 1955 Justin describe el uso del H_2 como energético de carga media. En 1969 se incluye en el concepto de energía del H_2 sus aspectos favorables y lo contienen en los sistemas de energía no convencionales desarrollados por Bockris, Gregory, Marchetti, Veziroglu y otros.

1.3 Conclusiones

Dadas las características específicas de H_2 como su densidad (más ligero que el aire) y contenido energético (calor liberado en la combustión) es que el hombre detectó la existencia de elemento en la segunda mitad del siglo dieciocho.

Una de las manifestaciones de elemento H_2 fue encontrada en su producción (sin saberlo), es decir, antiguamente a los sulfatos metálicos se les agregaba ácido sulfúrico, reacción que liberaba un gas (H_2) al que denominaban espíritu vitriolo (Paracelus), tiempo después con reacciones similares lo llamaron aire ficticio (Boyle), dado que parecía aire pero no lo era debido a la inflamabilidad que presenta, razón por la cual lo llamaron aire inflamable (Cavendish). Posteriormente se descubrió que al hacer pasar una corriente eléctrica en agua, ésta se rompe en sus elementos (primero con Cavendish y después con el trabajo conjunto de Nicholson y Carlisle).

El elemento ha tenido diversas aplicaciones, una de las primeras fue la iluminación (en mezcla con monóxido de carbono) y como aditivo en el gas de ciudad utilizado para calefacción en el año 1800. Se desarrolló en 1823 un encendedor de bolsillo, este fue el primer dispositivo en producir una masa de H_2 . Posteriormente en 1839 se desarrolló la primera batería voltaica de gas, hecho importante porque el dispositivo es la base de las celdas de combustible modernas.

La producción de H_2 aumenta notablemente al ser utilizado para la producción de amoníaco por medio de un proceso de catálisis desarrollado por el premio nobel Fritz Haber.

También se han presentado aplicaciones militares, en la primera guerra mundial con el gas mostaza y, como ya se dijo en el año 1954 con la bomba de H_2 (Estados Unidos la hizo estallar en las islas Marshall).

En la segunda guerra mundial el elemento fue uno de los componentes de la matriz energética de Alemania, se utilizaba para producir metano (por medio del procesos Lurgi) incluso para sintetizar combustibles de hidrocarburos como las gasolinas.

Capítulo 2 “El hidrógeno en México”

2.1 Introducción

Se presenta la situación de México en materia de hidrógeno (H₂): producción; consumo; los usos y aplicaciones en la industria nacional; y la tendencia de investigación.

2.2 Situación actual del hidrógeno en México

¹²En México hay instaladas 36 plantas para la generación del H₂, se cuenta con una capacidad de 16,797 toneladas por año (Ton/a)¹³.

Veinticinco de ellas operan con Gas Natural (GN), la producción por planta estándar promedio es de 20,000 pies cúbicos por hora (SCFH¹⁴), o 536 metros cúbicos por hora (NCMH¹⁵). Las plantas a su máxima capacidad de diseño consumirían 87,871, 696 m³ de gas natural al año.

Seis plantas operan con propano al 97%, la producción estándar promedio es de 15,000 SCFH (o 400 NCMH). Cinco operan por vía de electrólisis y su producción estándar promedio es de 1,866 SCFH, (50 NCMH).

Las plantas que generan H₂ vía reformación catalítica de hidrocarburos, entregan un H₂ producto, típicamente a 14.7 Kg/cm² y a 28 °C, en estado gaseoso. La pureza típica de diseño es de 99.99% en volumen. Las impurezas son básicamente CO, CO₂ y H₂O.

Las plantas que generan H₂ vía electrólisis, entregan un H₂ producto, típicamente a 2 Kg/cm² y a 28 °C, en estado gaseoso. La pureza es típicamente de 99.99% en volumen, las impurezas son básicamente O₂ y H₂O.

Dentro de las entidades federativas del país con mayor capacidad instalada para generación de hidrógeno, están: Veracruz, Estado de México, Jalisco, Nuevo León y Coahuila.

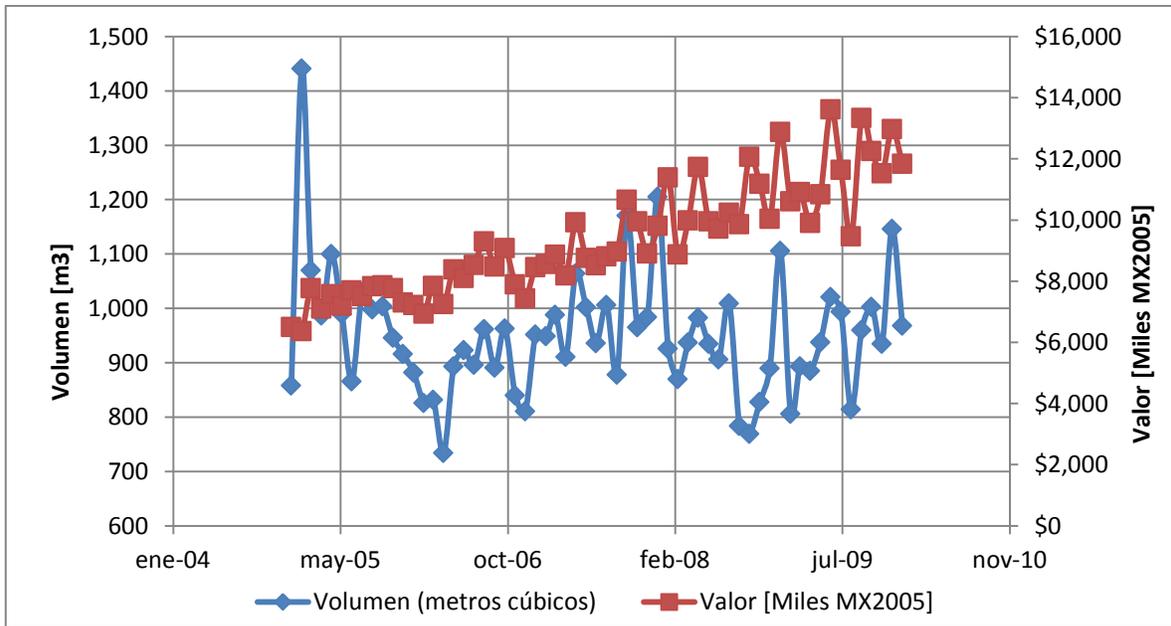
La Gráfica 2.1 muestra el comportamiento de la producción de hidrógeno en México en el periodo 2005-2010 y los relaciona con su valor monetario, se observa que el elemento H₂ ha ganado valor y la tendencia es a que se abra cada vez más la brecha.

¹² De acuerdo con información al 2010 de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE).

¹³ CONUEE, Op. cit.

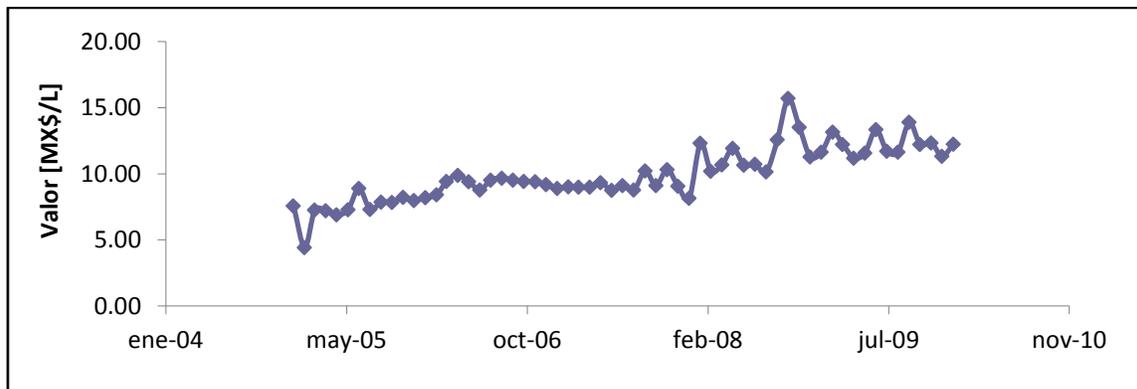
¹⁴ Standar Cubic Feet per Hour.

¹⁵ Normal Cubic Meter per Hour.



Gráfica 2.1 Comportamiento histórico de la producción de hidrógeno y de su valor monetario

La Gráfica 2.2 muestra la evolución del precio del hidrógeno por metro cúbico en el periodo 2005-2010, se observa que su valor con respecto a enero de 2005 ha crecido 166% para el mismo mes de 2010 e incluso tuvo un gran pico de crecimiento en octubre de 2008.



Gráfica 2.2 Comportamiento del precio del hidrógeno por litro

2.3 Usos y aplicaciones del hidrógeno en la industria mexicana

PEMEX¹⁶ Refinación y PEMEX Petroquímica son las subsidiarias que producen y consumen hidrógeno. Son los principales usuarios del elemento.

Para el caso de PEMEX Refinación, la producción de H₂ proviene de las plantas reformadoras de hidrógeno.

¹⁶ Bazúa. Op. cit.

En las plantas reformadoras el proceso consiste en ingresar hidrocarburos nafténicos para obtener como productos al H_2 y aromáticos. La Figura 2.1 muestra los reactivos y productos en las plantas reformadoras.



Figura 2.1 Proceso de producción de hidrógeno en una reformadora

Las plantas de hidrógeno utilizan el método de reformado de gas natural, es decir, ingresa como reactivos el gas natural y el vapor de agua, teniendo como productos H_2 , monóxido de carbono y bióxido de carbono. La Figura 2.2 ilustra los reactivos y el producto en la planta de hidrógeno.

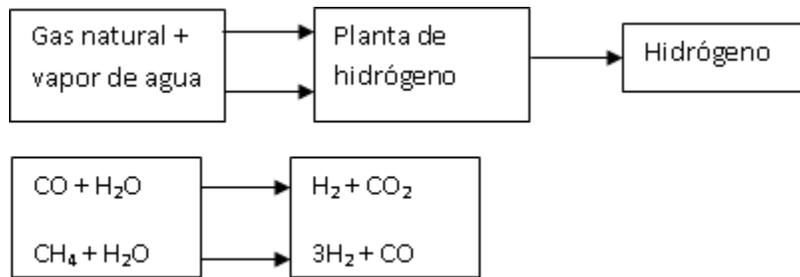


Figura 2.2 Proceso de producción de hidrógeno en una planta de hidrógeno

Los consumos de hidrógeno están enfocados a tres tipos de procesos; hidrodesulfuradoras (HDS), hidrogenación (HDT) e hidrodesintegración (H-Oil). A continuación la Figura 2.3 ejemplifica la función general de cada uno de los procesos.

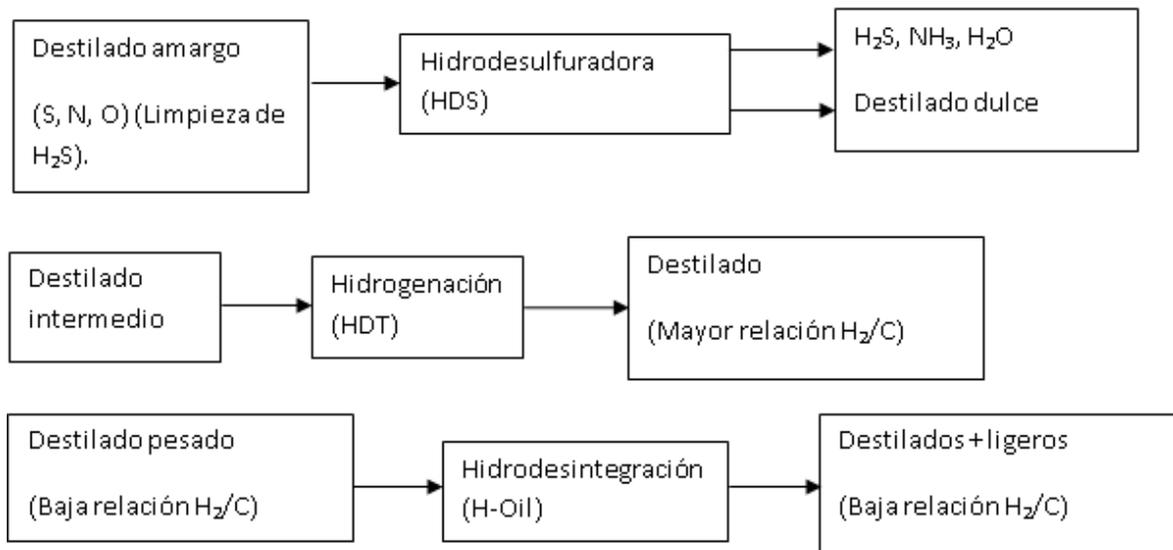


Figura 2.3 Procesos consumidores de hidrógeno en PEMEX Refinación

PEMEX Refinación cuenta con seis plantas de hidrógeno y reformadoras ubicadas en Minatitlán, Cd. Madero, Cadereyta, Salamanca, Tula y Salina Cruz.

Las Tablas 2.1 y 2.2 muestran la producción y el consumo de cada una de ellas. Cabe destacar que el balance de Producción-Consumo es positivo para todas las refinerías.

Tabla 2.1 Balance de la producción y consumo de hidrógeno en las plantas pertenecientes al sistema de refinación de PEMEX

Refinería	Plantas de hidrógeno			Planta reformadoras			Total	
	[Ton/d]							
	Base	Reconfiguración	Total	Base	Reconfiguración	Total		
Minatitlan	-	122.12	122.12	100.52	-	100.52	222.64	
Cd. Madero	25.44	106.86	132.30	53.83	26.97	80.80	213.10	
Cadereyta	-	152.65	152.65	53.94	70.22	124.16	276.81	
Salamanca	25.44	-	25.44	45.44	60.55	105.99	131.43	
Tula Hgo.	208.62	-	208.62	175.01	-	175.01	383.64	
Salina Cruz	-	178.09	178.09	134.79	-	134.79	312.88	
Total	259.51	559.72	819.22	563.53	157.74	721.27	1,540.49	

Continuación de Tabla 2.1

Refinería	Producción	Consumo	Balance
	[Ton/d]		
Minatitlan	222.64	160.28	62.36
Cd. Madero	213.10	155.19	57.91
Cadereyta	276.81	170.46	106.35
Salamanca	131.43	122.12	9.31
Tula Hgo.	383.64	325.65	57.98
Salina Cruz	312.88	256.96	55.92
Total	1,540.49	1,190.67	349.82

Por otro lado, se tiene a PEMEX Petroquímica, en donde el hidrógeno que se genera es debido a la producción de gasolina ligera, dentro del proceso generado en las reformadoras.

El consumo de H₂ ocurre en el proceso de hidrodesulfuración, para la producción de gasolina dulce o de bajo contenido de azufre y en la producción de amoniaco.

Tabla 2.2 Balance de producción y consumo de hidrógeno en PEMEX Petroquímica

Producción [Ton /d]	Consumo [Ton /d]	Balance [Ton /d]
312.93	33.07	279.86

La hidrogenación de aceites¹⁷ comestibles es una de las aplicaciones más importantes y desarrolladas del hidrógeno. Tiene como objetivos principales la obtención de grasas plásticas a partir de un aceite líquido, es decir, aumenta el punto de fusión del producto final y, de obtener grasas con mayor capacidad de conservación, esto es aumentar la estabilidad oxidativa del producto final, eliminando los ácidos linolénicos. Existen dos tipo de hidrogenación, completa (las grasas totalmente hidrogenadas están formadas únicamente por ácidos grasos saturados por lo que no contienen grasa trans), y parcial (el producto final contiene grandes cantidades de ácidos

¹⁷ Wikipedia <[http://es.wikipedia.org/wiki/Hidrogenaci%C3%B3n_\(aceites\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Hidrogenaci%C3%B3n_(aceites))> [citado en 22 de septiembre de 2010]

grasos trans). Y para que las grasas producidas sean de consumo humano tienen que cumplir los requisitos de no contener níquel (utilizado como catalizador en el proceso), y que la grasa originaria fuese de una grasa alimentaria¹⁸.

En la producción de vidrio por flotación¹⁹, se utiliza el hidrógeno en una parte del proceso. Para la elaboración del vidrio se utilizan varios tipos de sílice que al ser fundidos se hacen pasar por un canal que contiene estaño fundido, para evitar que este se oxide debe contener una atmósfera protectora de hidrógeno y nitrógeno. Y conforme el vidrio es transportado por el canal se va enfriando, pero el uso de hidrógeno tiene más aplicaciones en la producción del vidrio por flotación, una de ellas es para remover arsénico y el mercurio como sulfuro por medio de una precipitación de sulfuro de hidrógeno.

La producción de peróxido²⁰ de H₂ es una de las aplicaciones importantes, este proceso consta de una etapa de hidrogenación en la que los derivados de la antraquinona²¹ contenidos en una disolución de trabajo que se hidrogena en un catalizador. La hidrogenación se lleva a cabo en presencia de oxígeno molecular en una cantidad de 0.02 mol por mol de H₂, estas cantidades están por debajo de los niveles de explosión.

Este producto tiene muchas aplicaciones industriales (blanqueo de pulpa de papel, algodón, telas, quesos, pollos, carnes, huesos, y en la producción de amoníaco); en la industria aeroespacial (como combustible de cohetes); en la restauración de objetos de arte; tiene un uso médico (como antiséptico); y sus usos domésticos (limpieza y quitamanchas, decoloración de cabello, en acuarios de peces tropicales para eliminar la cyanobacteria).

El ácido tereftálico se utiliza principalmente para la producción de poliéster (es utilizado industria de fibras) y PET junto con el etilenglicol. En su producción contiene una etapa de hidrogenación.

En la producción de acero inoxidable y galvánico se utiliza el H₂ para formar una atmósfera reductora compuesta por nitrógeno e hidrógeno.

El H₂ tiene una gran variedad de aplicaciones en distintas áreas productivas de la sociedad, también en la industria energética ya sea para la producción de gases de síntesis, en tratamientos de carbón para la formación de productos líquidos y gaseosos, entre otros.

Cabe destacar que las investigaciones están enfocadas principalmente a la producción del elemento H₂, sus aplicaciones y a su uso extensivo en las actividades cotidianas de la sociedad.

¹⁸ <<http://www.elergonomista.com/alimentos/aceitehidrogenado.htm>> [citado en 22 de septiembre de 2010]

¹⁹ Comisión nacional del medio ambiente-Región metropolitana <http://www.sinia.cl/1292/articles-37620_pdf_vidrio.pdf> [citado en 22 de septiembre de 2010]

²⁰ Patentados <<http://patentados.com/invento/procedimiento-para-la-produccion-de-peroxido-de-hidrogeno.html>> [citado en 22 de septiembre de 2010]

²¹ Sus sinónimos en la industria y el comercio son 9,10-antraceno diona, antradiona, antraceno-9,10-quinona, entre otros. Es un polvo cristalino amarillento o de un color que varía del gris claro al gris verdusco. También es insoluble en agua y alcohol, pero se disuelve fácilmente en nitrobenzono y anilina. Químicamente es bastante estable en condiciones normales.

2.4 Investigaciones y programas de hidrógeno de uso energético

El H₂ cada vez adquiere más interés entre las universidades, investigadores y empresarios, sus aplicaciones e impactos ambientales prometen grandes ventajas para el futuro.

Los esfuerzos se han concentrado en determinar las tecnologías y procesos para su producción, el tipo de aplicaciones a las que estaría enfocado como combustible, ya sea aprovechando su contenido energético por su potencial químico en forma de calor o de electricidad (en celdas de combustibles, baterías, supercapacitores y para la creación de nuevos materiales) y en la forma en que se transportaría al elemento (ya sea por hidruros de metal, tanques de alta presión o tuberías).

El consumo excesivo de los energéticos fósiles y sus impactos ambientales asociados, así como su dependencia sobre todo en la generación de energía eléctrica y en la producción de gasolinas, convergen al común acuerdo de la sociedad en general, pero sobre todo de los ingenieros y científicos, a que parte de la solución global es iniciar una diversificación de energéticos enfocada a reemplazar a largo plazo el sistema de energéticos fósiles, y en ello el H₂ podría cumplir un papel importante²².

En la Ciudad de México se inició un programa denominado “Proyecto MILAGRO 2006 (Megacity Initiative: Local and Global Research Observations)” y consistía en probar un autobús que utilizaba al H₂ por medio de celdas de combustible, éste daba servicio a pasajeros en una ruta específica en la zona metropolitana de la ciudad.

El sector transporte es una de las principales áreas para la introducción del H₂, ya que éste tiene el mayor consumo de energía fósil (en uso final de la energía), por lo tanto también tiene las mayores emisiones de gases de efecto invernadero. Se están realizando diversos estudios para que México enfoque sus esfuerzos a este sector, los trabajos de la Economía del Hidrógeno²³ hacen énfasis en la necesidad de analizar la infraestructura que se necesitaría, así como el tamaño de la demanda y el impacto de sus instalaciones y aplicaciones.

2.5 Conclusiones

En México la mayor producción de H₂ proviene del GN con el proceso de reformado, en el periodo de tiempo de enero del 2005 a enero 2010 el valor de elemento con respecto al volumen de producción presenta una tendencia ascendente.

El principal jugador es PEMEX por medio de sus paraestatales: PEMEX Refinación, produce H₂ en plantas reformadoras (se produce al elemento junto con productos aromáticos) y en plantas de H₂, el consumo se presenta en los procesos HDS, HDT y H-Oil, el balance de producción menos consumo es positivo (349.82 Ton/d); y PEMEX Petroquímica, la obtención de H₂ es debido a la producción de gasolina ligera, el consumo se tiene en el proceso de hidrodesulfuración (fabricar gasolina dulce) y en la manufactura de amoniaco, el balance de producción-consumo es positivo (279.86 Ton/d).

²² P.J. Sebastian (2004), “*The opportunity for a suitable hydrogen program in Mexico*”, International Journal of Hydrogen Energy

²³ Ramirez Salgado Joel, Estrada Martínez Arquímedes (2004), “*Roadmap towards a suitable hydrogen economy in México*”, Journal of Power Sources

Se utiliza al H₂ como insumo en diversos procesos y productos: hidrogenación de aceites comestibles; producción de vidrio por flotación; peróxido; ácido tereftálico; y acero inoxidable.

Las tendencias generales de investigación para el elemento son: procesos de producción; aplicaciones y usos; métodos de transmisión y distribución; impactos ambientales; ventajas y desventajas de su uso extendido. Éstas convergen en que el sector transporte es de mayor potencial de introducción del H₂.

Capítulo 3 “Modelos de transporte y distribución del hidrógeno”

3.1 Introducción

El presente capítulo muestra los modelos de transmisión de hidrógeno (H_2) y, características de cada uno de ellos. La infraestructura existente en Estados Unidos y la Unión Europea para transportar al elemento por ductos en estado gaseoso así como los principales actores involucrados. Y se ejemplifica un es esquema general de la normatividad que envuelve los aspectos del H_2 .

3.2 Configuración del transporte y distribución de hidrógeno

Para que el H_2 como combustible pueda ser competitivo con respecto a las gasolinas, gas natural, gas LP y electricidad, es necesario que su costo por unidad de energía sea cercano o igual a los demás.

La cadena de producción-consumo del elemento tiene un costo adicional, debido a sus propiedades físicas y termodinámicas, las cuales afectan directamente a sus sistemas de seguridad y distribución del sitio de producción al centro de consumo.

El H_2 puede ser transportado en estado gaseoso de manera comprimida; en estado líquido (criogenia); y absorbido por hidruros de metal e incluso por un precursor químico (como litio, sodio, etc).

Para su transporte y distribución se plantean tres modelos que dependen de la cantidad producida y de la distancia a los centros de consumo: plantas grandes centralizadas, plantas medianas para mercados regionales y la distribución a ubicaciones específicas (por ejemplo instalaciones de llenado para vehículos).

La producción en plantas centralizadas (grandes o medianas) requiere considerar para el transporte y distribución técnicas de almacenamiento intermedio y estaciones de bombeo. Mientras que para la manufactura distribuida sólo se considera a las instalaciones de almacenaje en ubicaciones específicas.

Se caracterizan los modelos de transporte y distribución en función del tamaño de la producción del H_2 , se muestra a continuación:

Las plantas grandes centralizadas son aquellas que tienen una capacidad de producción de 1,200,000 Kg/día de H_2 , operan con un factor de carga del 90%, en promedio producen 1,080,000 Kg/día de H_2 . Se estima que el modelo de distribución más adecuado es por tuberías y/o por tanques que lo transporten como gas comprimido. Se estima que para vehículos²⁴ (compactos), tiene capacidad para alimentar a 2,000,000 de vehículos al día²⁵.

Las plantas medianas centralizadas son las que tienen una producción de 24,000 Kg/día de H_2 , con un factor de carga de 90% y producen 21,600 Kg/día de H_2 . Su distribución más viable es por

²⁴ Estiman que los vehículos funcionan a base de celdas de combustibles, sus necesidades energéticas se consideran en 1.85 Kg/día de H_2 .

²⁵ Michael P. Ramage, Rakesh Agrawal, et al (2004), “*The hydrogen economy: opportunities, costs, barriers, and R&D needs*”. Washintong DC

medio de camiones que lo transporten en estado líquido (criogenia). Esta escala de producción podría abastecer a 40,000 vehículos.

La distribución a ubicaciones específicas se estima que podría transportar 480 Kg/día de H₂ y estimando que la instalación opera con un factor de carga de 90%, tendrían 432 Kg/día de H₂, con lo que alimentarían a 800 vehículos.

La Figura 3.1 ilustra el transporte de H₂ en sus tres métodos.

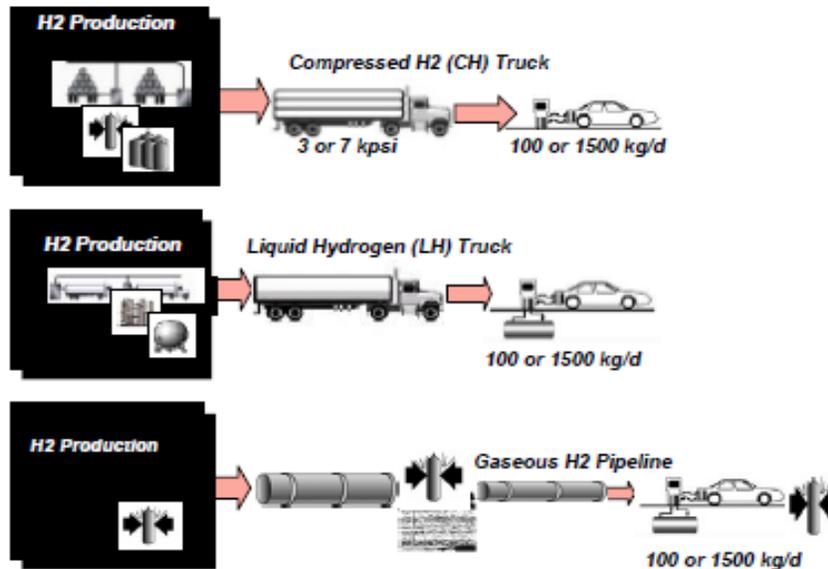


Figura 3.1 Esquema de modelos de transporte de H₂²⁶

Para una producción centralizada la Figura 3.2 ejemplifica el recorrido del sitio de producción al centro de consumo.

²⁶ Mintz Marianne, Elgowainy Amgad. Gillette Jerry (2008), "H2A Delivery scenario analysis model version 2.0, User's manual". U.S. Department of energy. Pag 6

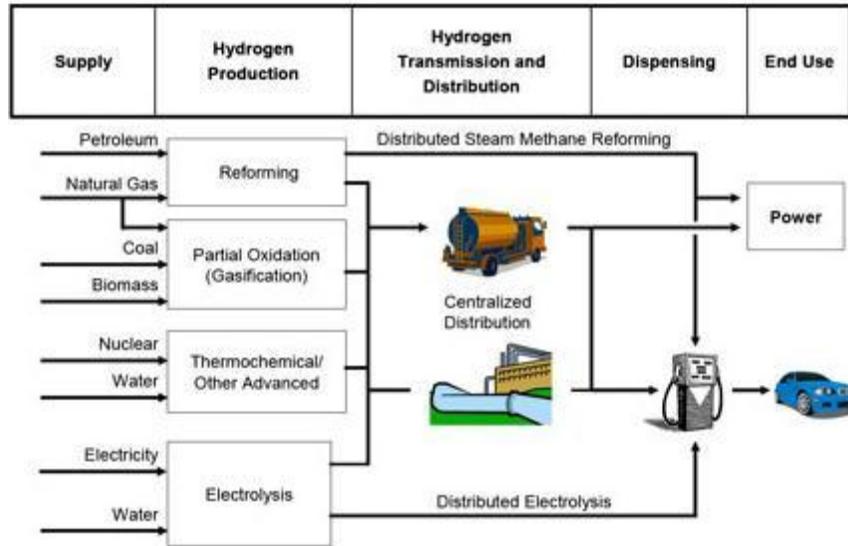


Figura 3.2 Recorrido del sitio de producción al centro de consumo del H₂²⁷

Se observa que son cuatro pasos intermedios entre la producción y el consumo, al ser producido pasa a un compresor de H₂ donde lo lleva a la presión adecuada (entre 150 y 3,000 PSI) para su transporte por tuberías, después llega a una estación de compresión donde son llenados los camiones para transportarlos a los centros de consumo.

El concepto de transporte y distribución se observa en la Figura 3.3, la cual muestra cómo se transporta al H₂ por medio de una (o varias) tubería que alimenta a un mercado regional en donde la distribución a ubicaciones específicas se hace por medio de tuberías de menor diámetro y/o camiones. Y el sistema de distribución inicia en las fronteras del mercado regional.

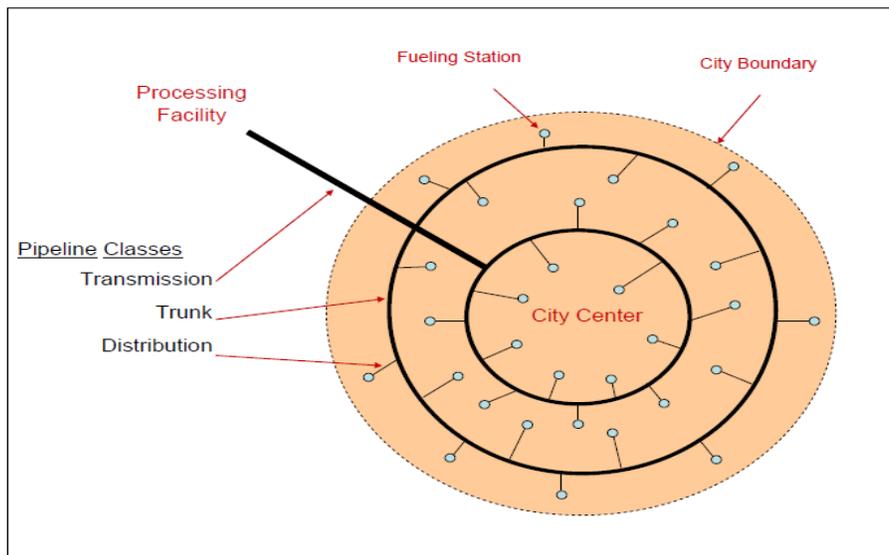


Figura 3.3 Diagrama simplificado de tuberías²⁸

²⁷ DOE (2007), "Delivery components model version 1.1: User's manual". 02P_H2A

Los principales factores que afectan el costo de despachar al H₂ son: su procedencia (de qué fuente de energía primaria proviene); el tamaño de la instalación y los requerimientos para transportarlo hasta el consumidor (por ejemplo para presurizar al H₂ hasta los 3, 000 PSI se necesitan de 4% a 8% del contenido energético, y para licuarlo es necesario de 30% a 40% de su contenido energético); la tecnología que se utilizaría (si existe o hay que desarrollarla para el futuro); y las emisiones emitidas en toda la cadena de producción y/o si se contempla el secuestro de CO₂.

La Tabla 3.1 compara la escala de producción con las fuentes de energía y el método de producción, se observa en las plantas grandes centralizadas al gas natural (con reformado), carbón (gasificación) y nuclear (rompimiento térmico del agua); las plantas medianas centralizadas aplican gas natural (reformado) y biomasa (gasificación o conversión directa); y en la distribución se cuenta con gas natural (reformado), fotovoltaico (electrólisis), eólicos (electrólisis) y electricidad de la red (electrólisis).

Tabla 3.1 Comparaciones de fuentes de energía primaria con escalas de producción

Escala de producción	Gas natural	Carbón	Energía nuclear	Biomasa	Fotovoltaica	Eólica	Electricidad de red
Plantas grandes centralizadas	Reformado de vapor	Gasificación	Rompimiento térmico de la molécula del agua				
Plantas medianas centralizadas	Reformado de vapor			Gasificación o conversión directa			Electrólisis del agua
Distribución	Reformado de vapor				Electrólisis del agua	Electrólisis del agua	Electrólisis del agua

Las zonas del planeta que han invertido más en infraestructura para el transporte de H₂ son Estados Unidos de América (EUA) con 1,213 millas (mi) de tuberías y la Unión Europea (UE) con 1,001 mi²⁹.

El detalle de los estados con infraestructura en EUA se aprecia en la Tabla 3.2, Texas cuenta con la mayor longitud de ductos (843 millas), seguido por Louisiana con 230 millas. Cabe destacar que son los que tienen la mayor actividad petrolera y de refinación, es decir, la producción de H₂ depende hasta ahora de las actividades petroleras.

²⁸ Ibid.

²⁹ DOE (2008), "The Impact of Increased Use of Hydrogen on Petroleum Consumption and Carbon Dioxide Emission". Energy Information Administration

Tabla 3.2 Tuberías de H₂ por Estado de EUA³⁰

Estado	Millas
Alabama	31
California	13
Delaware	1
Indiana	15
Louisiana	290
Michigan	7
New York	1
Ohio	2
Texas	848
Virginia Oeste	7
Total	1213

El grueso de la producción de H₂ se ubica en las refinerías, la Tabla 3.3 tiene el detalle de las empresas que en sus refinerías producen H₂ en MSCFD, teniendo a Chevron como la principal productora con 491 MSCFD, seguida por Valero con 445 MSCFD.

Tabla 3.3 Refinerías productoras de H₂ en EUA [Millones de pies cúbicos]³¹

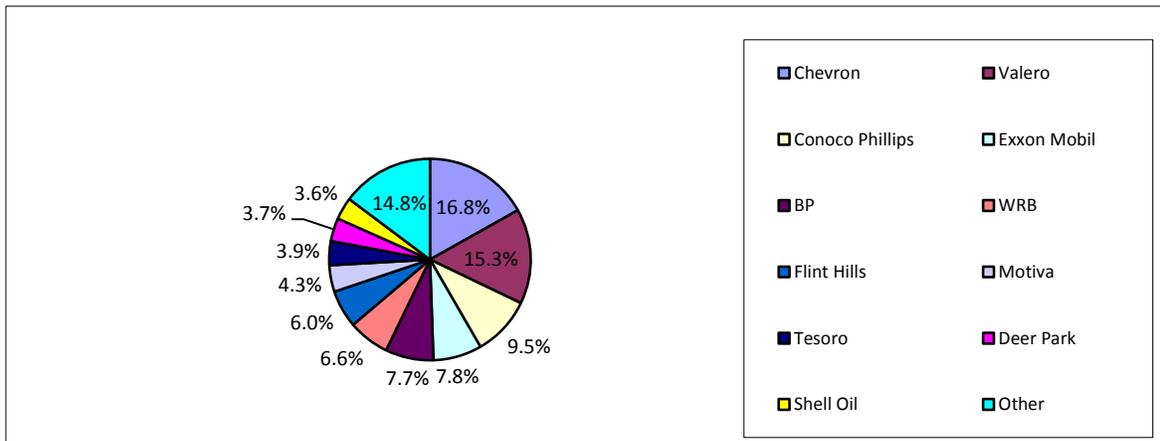
Compañía	Capacidad de producción de H ₂
Chevron	491
Valero	445
Conoco Phillips	278
Exxon Mobil	227
BP	225
WRB	193
Flint Hills	176
Motiva	124
Tesoro	113
Deer Park	108
Shell Oil	104
Otros	430
Total	2914

³⁰ Ibid.

³¹ EIA

<http://www.eia.doe.gov/oil_gas/petroleum/data_publications/refinery_capacity_data/refcapacity.html>
[citado en 2 de diciembre de 2010]

La Gráfica 3.1 tiene los porcentajes de participación en la producción de H₂ en refinerías para EUA, el 56% de la producción lo tienen cuatro empresas; Chevron, Valero, Conoco Phillips y Exxon Mobil.



Gráfica 3.1 Refinerías productoras de H₂ en EUA [porcentaje]³²

La Tabla 3.4 muestra a las organizaciones que instalaron y que son dueñas de los ductos, las principales empresas son Air Products con 340 millas, seguido por Praxair con 310 millas. Hay que notar que el 70% de la propiedad de los ductos de H₂ son empresas privadas lo cual es un detalle a considerar ya que la infraestructura de líneas de tuberías tienen características de monopolio natural, por lo general este tipo de mercado los atiende el Estado a menos de que se tenga un acuerdo sobre el concepto de competencia con libre acceso.

Tabla 3.4 Tuberías de H₂ por propietario

Propietario	Millas
Air Liquide ³³	258
Air Products ³⁴	340
Praxair ³⁵	310
Otros ³⁶	305
Total	1213

En la Unión Europea (UE) el país con la mayor longitud de tuberías de H₂ es Bélgica con 381 mi, seguido por Alemania con 242 mi. Para más detalle ver la Tabla 3.5.

³² EIA <<http://www.eia.doe.gov>> [citado en 2 de diciembre de 2010]

³³ Air Liquide <<http://www.axane.net/gb/products/h2/h2.html>> [citado en 2 de diciembre de 2010]

³⁴ L.H. Remp (2005). "Hydrogen Pipeline Working Group Workshop". DOE

³⁵ Praxair

<<http://www.praxair.com/praxair.nsf/AllContent/E51F676D35B2ADF6852574B80055CE02?OpenDocument>> [citado en 2 de diciembre de 2010]

³⁶ Calculado por diferencia.

Tabla 3.5 Tuberías de H₂ por país de UE³⁷

País	Millas
Bélgica	381
Francia	188
Alemania	242
Italia	5
Holanda	147
Suecia	11
Suiza	1
Inglaterra	25
Total	1,001

Los propietarios de los ductos para transportar al H₂ se aprecian en la Tabla 3.6, Air Liquide es la organización dueña de 840 mi siendo la principal, seguida por Linde (BOC) con 115 mi.

Cabe destacar que la empresa Air Liquide es dueña de 1,098 mi de tuberías de H₂ entre EUA y UE.

Tabla 3.6 Tuberías de H₂ por propietario de la UE³⁸

Propietario	Millas
Air Liquide	840
Air Products	35
Linde (BOC)	115
Otros	11
Total	1,001

3.3 Normativa³⁹

La normatividad del H₂ consiste en un conjunto de directivas que se ejecutan en las escalas local, nacional e internacional. En la escala supranacional se aplican las normas ISO y las directivas de la UE, las UN/ECE.

³⁷ J. Perrin (2007). "European Hydrogen Infrastructure Atlas". European Hydrogen Association

³⁸ .P. Schmidt (2007). "Taking the Fast Lane to Hydrogen Infrastructure Development". European Hydrogen Association

³⁹ J.E.A. Reinders, I. Heidebrink, C.G.M. Hermse and J.B. de Wit.(2008). "Report assessment of hydrogen safety and security and hydrogen regulations". Pag 37-40. European Hydrogen Association

Estas normas a través de sus códigos regulan las actividades que rodean al H₂, éstas van desde su producción hasta sus aplicaciones, haciendo énfasis en las tecnologías que se tienen para su transporte y almacenamiento (esto en cuanto a los materiales y condiciones de operación).

La Figura 3.4 muestra el esquema general de las normas que regulan las actividades de H₂, así como las jerarquías entre ellas (las normas ISO y las UN/ECE). Se puede observar que las principales áreas son las de tecnologías del H₂, éstas son: producción, contenedores (cilíndricos para gas y los criogénicos), las instalaciones y los equipos de transporte y almacenamiento del elemento. Las de vehículos, si estos son eléctricos, híbridos, o de combustión de H₂, si lo llevan consigo en estado gaseoso o líquido y sus condiciones de seguridad, y normas relacionadas con sistemas eléctricos, con las condiciones y aplicaciones de las celdas de combustible, así como las cuestiones ambientales.

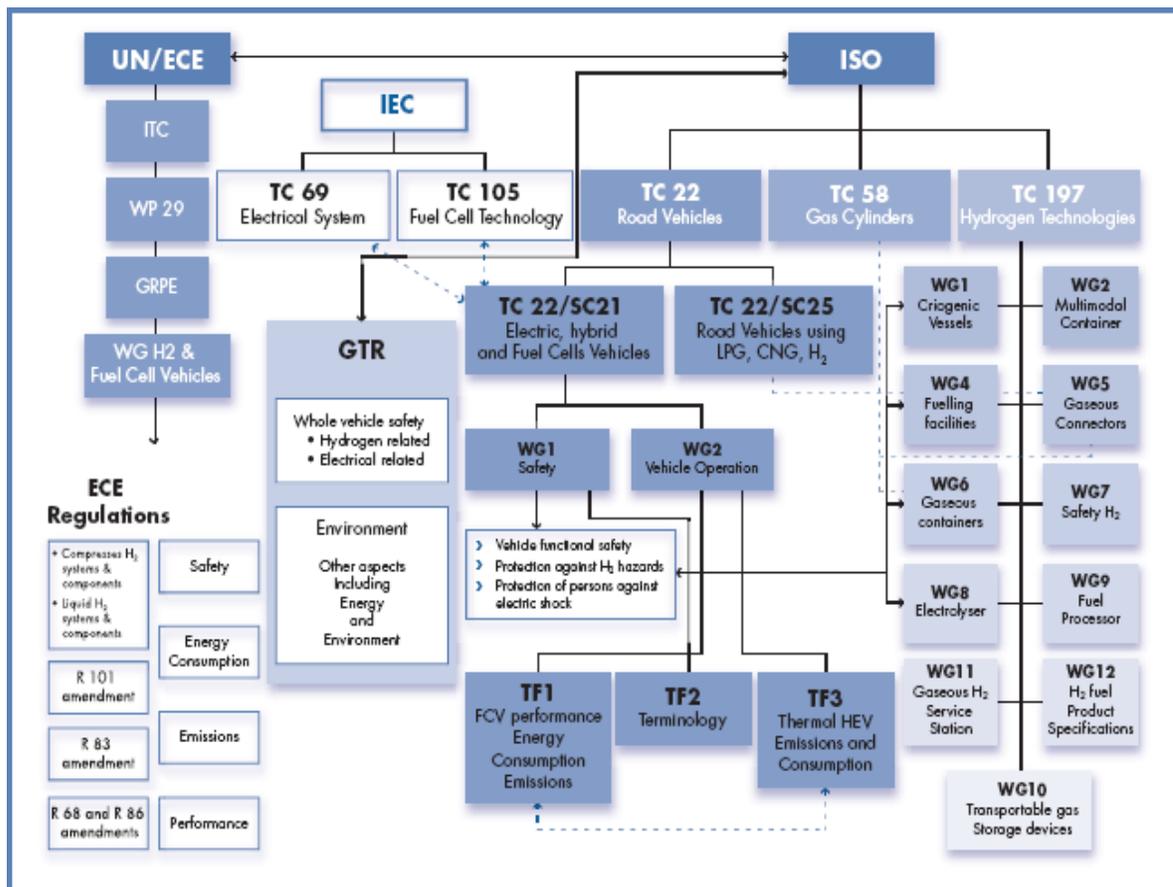


Figura 3.4 Esquema de las normas que regulan las actividades de H₂⁴⁰

3.4 Conclusiones

Se mostró que el H₂ como combustible tiene un costo adicional, debido a sus características físico-químicas, cuestión que también afecta a su transporte. Los principales factores que afectan su costo son: la procedencia; el tamaño de las instalaciones; y el método de transmisión.

⁴⁰ Ibid.

Se plantean tres modelos de transporte en función de la cantidad de producción: plantas grandes centralizadas (1,200,000 Kg/día); plantas medianas centralizadas (24,000 Kg/día), y distribución (480 Kg/día).

La infraestructura (ductos para transportar H₂ por ductos) existente en EUA cuenta con 1,213 mi, los principales dueños (los que tienen la mayor longitud instalada en operación) de los ductos son: Air Products (340 mi), Praxair (310 mi), y Air Liquid (258 mi). Todos tienen la característica de estar cerca de las actividades petroleras. El 56% de la producción la controlan cuatro refinerías y empresas: Chevron, Valero, Conoco Phillips y Exxon Mobil.

En la UE cuentan con 1,001 mi de ductos para transportar H₂, el Estado con la mayor longitud de ductos es Bélgica (381 mi) seguido por Alemania (242 mi). Las principales empresas dueñas de los ductos son Air Liquid (840 mi) y Linde (115 mi).

Cabe destacar que la empresa Air Liquid instaló y es propietaria de 1,098 mi de ductos siendo el principal actor en el transporte de H₂ por ductos entre EUA y la UE.

La normatividad que rodea al H₂ consiste en un conjunto de directivas que se ejecutan en las escalas local, nacional e internacional. En la escala supranacional se aplican las normas ISO y las directivas de la UE, las UN/ECE. Donde a través de sus códigos regulan las actividades del H₂, éstas van desde su producción hasta sus aplicaciones, haciendo énfasis en las tecnologías que se tienen para su transporte y almacenamiento (esto en cuanto a los materiales y condiciones de operación).

Capítulo 4 “Modelación de una red tipo árbol para transportar hidrógeno por tuberías”

4.1 Introducción

Se desarrolla un modelo de transporte de hidrógeno (H_2) por tuberías propuesto para una red tipo árbol, éste se plantea como un problema de minimización de costos de inversión, para ello se construye una función de costos compuesta de los conceptos: segmentos de tubería y estaciones de compresión. Esto en función de las características físicas específicas de cada uno de los conceptos considerados, y tomando en cuenta los límites establecidos para cada variable.

4.2 Planteamiento general

Un sistema de transmisión-recolección de gas consiste en: las fuentes del gas; los arcos compuestos por segmentos de tuberías; las estaciones de compresión, considerados como nodos (su representación se muestra en la Figura 4.1).

El diseño o expansión de un sistema de transmisión de gas involucra gastos de inversión, así como gastos continuos de operación y mantenimiento. Muchos factores tienen que ser considerados, algunos son:

- El número máximo de estaciones de compresión que puedan requerirse en un tiempo determinado.
- Las localizaciones óptimas de las estaciones de compresión.
- El inicio de la construcción de las estaciones.
- La solución óptima para la expansión de las estaciones de compresión.
- El diámetro óptimo en cada arco de la red.
- El mínimo grosor recomendado de las tuberías.
- Los diámetros, grosores, longitudes de las tuberías en paralelo con cada bucle de tubería en cada arco de la red.
- Tiempo de construcción.
- Las presiones de operación de los compresores y del gas en las tuberías.

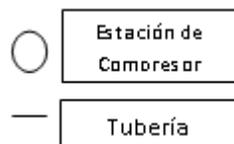


Figura 4.1 Representación de las estaciones de compresión y de los segmentos de tubería

Para simplificar el problema se ignorarán algunos parámetros. Se supone que la tubería de gas se diseña de manera tal que se pre especifica la cantidad de gas por unidad de tiempo del punto A hacia otros puntos. Los estados de inicio (presión, temperatura y composición) en A y los estados finales del gas son conocidos. Entonces se determinarán:

- El número de estaciones de compresión.

- La longitud de los segmentos de tubería entre las estaciones de compresión.
- El diámetro de los segmentos de tubería.
- Las presiones de succión y descarga de cada estación.

El criterio para el diseño será el mínimo costo⁴¹ total. Es pertinente resaltar que el problema considerado no soluciona: el número de estaciones de compresión, es decir, la red se diseña con número específico de estaciones, las cuales entran en un proceso de minimización, por lo que puede ser menor el número de estaciones a utilizar con el diseño optimizado; tampoco la localización de las ramas del árbol; ni el límite de la configuración del sistema. Por ello el diseño del problema tiene que ser resuelto con programación no lineal entera.

Hay que distinguir entre dos problemas relacionados. Uno es si el costo de inversión de los compresores es una función lineal de los caballos de fuerza (como se observa en la curva de la pendiente2 de la Figura 4.2), la línea de transmisión puede ser resuelta como un problema de programación no lineal. Por otro lado, si los costos de inversión son una función lineal de los caballos de fuerza con solución del desembolso de inversión para cero caballos de fuerza (tal y como se muestra en la curva de la pendiente1 de la Figura 4.2), una condición que más bien refleja la realidad, entonces el diseño del problema se vuelve más difícil y debe ser resuelto por el algoritmo de ramificación y acotamiento combinado con un algoritmo de programación no lineal. La razón del porqué el método de ramificación y acotamiento, es evitar el primer caso, ya que es el mejor después de examinar la función objetivo completa. Entonces se separa el problema de la línea de transmisión en cinco partes:

- La configuración de las líneas de tuberías.
- Las variables.
- La función objetivo.
- Las restricciones de desigualdad.
- Las restricciones de igualdad.

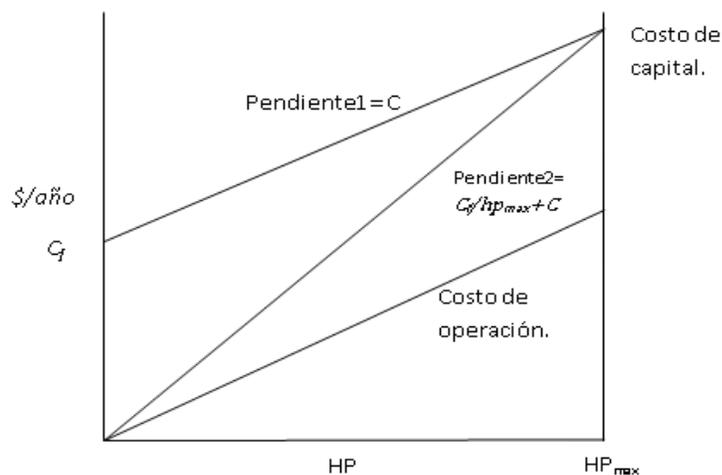


Figura 4.2 Costo de inversión y de operación de los compresores

⁴¹ El costo total incluye el costo de equipos y materiales, mano de obra, derechos de vía, operación y mantenimiento.

4.3 Configuración de las líneas de tuberías

Para construir un sistema de transmisión-recolección de gas se tiene que conocer la geografía por donde pasará el sistema, de esta manera se trazarán las rutas de los segmentos de tubería y se propondrán las estaciones de compresión (esto en función de la cantidad de gas que se tenga que transportar).

De manera general se puede adoptar una simbología para proveer la información relevante en las estaciones de compresión, los segmentos de tubería y las presiones de succión y de descarga, esto es:

- n total de estaciones de compresión.
- n presión de succión (la presión inicial es conocida).
- 2n presión de descarga.
- 2n segmentos de tubería.
- n+1 líneas de tuberías.

La Figura 4.3 muestra una configuración con ramificación tipo árbol de un sistema de estaciones de compresión y segmentos de tubería para una *longitud de red*⁴² dada.

Cada estación de compresión se representa con un nodo y cada segmento de tubería con un arco. De cada estación de compresión nacen dos segmentos de tubería. La presión aumenta en cada compresor y decrece a lo largo del segmento de tubería.

La transmisión del sistema se supone horizontal.

Dada la configuración de líneas de tuberías, cada nodo y cada arco son etiquetados por separado.

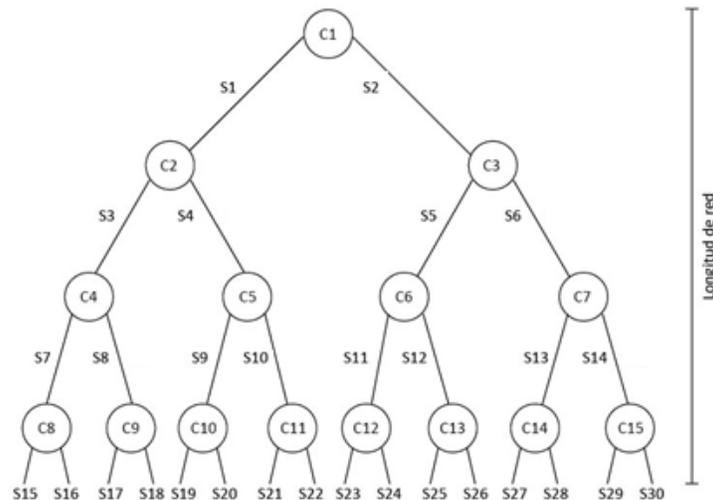


Figura 4.3 Configuración de un sistema con ramificación de árbol

⁴² Se define la *longitud de red* como la distancia que recorre el flujo del gas hidrógeno desde la estación de compresión uno hasta su destino final, ésta distancia se reproduce para cada línea de tubería, por ejemplo, la línea de tubería uno está compuesta por los segmentos uno, tres, siete y quince ($L1 = S1 + S3 + S7 + S15$), la suma de estos segmentos conforman la *longitud de red*, de la misma manera se hace para las 15 líneas de tuberías restantes.

4.4 Variables a considerar

Cada segmento de tubería tiene asociado cinco variables:

- El flujo Q.
- La presión de entrada o de succión, pd.
- La presión de salida o de descarga, ps.
- Diámetro de tubería, D.
- La longitud del segmento de tubería, L.

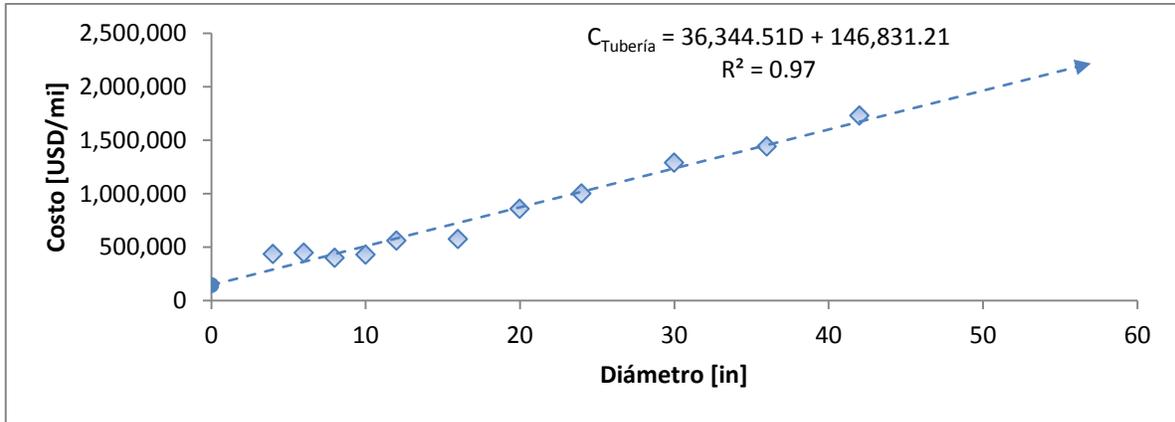
La razón de flujo se fija para la estación de compresión uno y cada estación está asumiendo un consumo de gas para su operación de la mitad de uno por ciento del gas transmitido.

4.5 Función objetivo

Se propone un problema de minimización de costos, la función objetivo es la suma de los costos asociados con la inversión, mantenimiento y operación de las estaciones de compresión y de cada segmento de tubería.

Para encontrar una función de costos asociados a los segmentos de tubería, se utilizó un estudio⁴³ que relaciona las instalaciones de gas natural, a las de hidrógeno (H₂) en estado gaseoso. En ese estudio se recolectaron 893 instalaciones (que van desde 1992 hasta el 2003) de tuberías de gas natural, publicadas por la Oil and Gas Journal y se ordenaron los datos de cada año de instalación en función del diámetro de tubería, de la longitud de instalación, y de los costos asociados (de materiales, de mano de obra, misceláneos y derechos de vía). Después en todas las instalaciones se dividió el costo total entre la longitud de la instalación, de tal modo que se tiene un arreglo en donde el costo está expresado en dólares por milla, y se llevan los costos a dólares de un solo año (2005). De ahí se grafican los puntos obtenidos y se determina la función que mejor explique su comportamiento, esto utilizando la paquetería de Excel, encontrando el coeficiente de correlación (R²) más cercano a uno (el Anexo A "Construcción de ecuaciones para la función objetivo" muestra el detalle del procedimiento en la construcción de las ecuaciones). La Gráfica 4.1 lo ejemplifica a continuación.

⁴³ Parker Nathan (2005). "Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs" Technical Report No. UCD-ITS-RR-04-3. Institute of Transportation Studies, University of California, Davis



La Gráfica 4.1 tiene la función de costos de las tuberías la cual es:

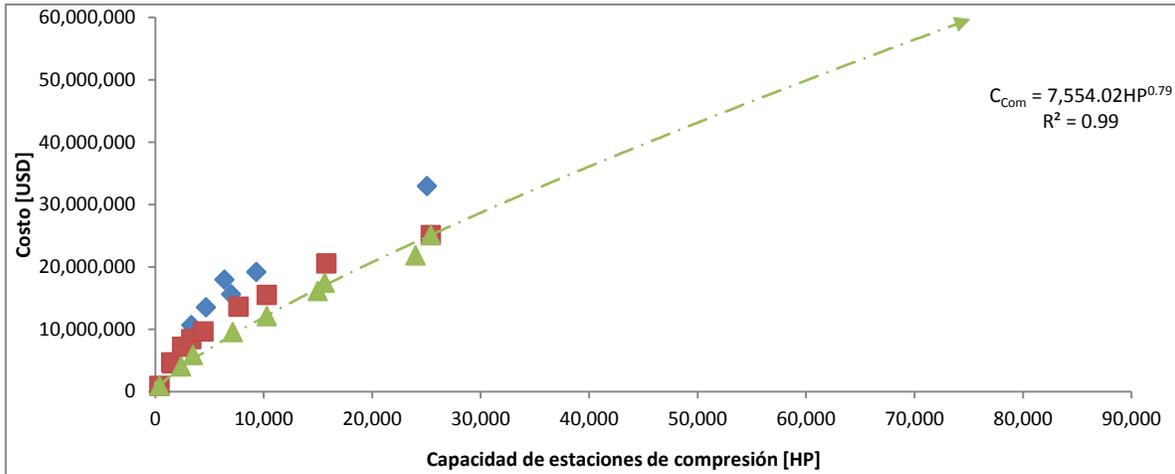
$$C_{Tub} = (36,344.51 + 146,831.21)L_j \dots (1)$$

Donde:

D_j es el diámetro de la tubería del segmento j .

L_j es la longitud del segmento de tubería j .

De igual forma se hace para los compresores, sólo que para ellos se organiza la información de tal modo que la función de costos este en función de la potencia o de la capacidad, la Gráfica 4.2 lo modela.



⁴⁴ Elaboración propia con datos del "Technical Report No. UCD-ITS-RR-04-3".

⁴⁵ Ibid.

Se tiene que la función de costos de los compresores es:

$$C_{Comp} = 7,554.02 W_i^{0.79} b_i \dots (2)$$

Donde:

W_i = es la potencia en HP del compresor i en HP.

b_i = es la variable de decisión del compresor i toma valores de 0 o 1.

Y para cada compresor se asume que es adiabático con una temperatura igual a la de los alrededores. Se considera que la temperatura del gas al salir de un compresor alcanza la temperatura ambiente en su viaje a través del segmento de tubería hasta el siguiente compresor.

El problema es propuesto desde una perspectiva de minimización de costos, la función objetivo es la suma de los costos de las estaciones, donde los costos de inversión, los anuales de operación y mantenimiento están incluidos en la ecuación, más la suma del costo de inversión de cada segmento de tubería.

El trabajo del compresor i es:

$$W_i = \frac{Q_i R' k T_1}{k-1} \left[\left(\frac{p_{d_i}}{p_{s_i}} \right)^{\frac{z(k-1)}{k}} - 1 \right] \quad (3)$$

Donde:

R' = es la constante del gas hidrógeno

$k = \frac{c_p}{c_v}$ es la relación de calores específicos, para las condiciones del gas en la succión (se asume que es 1.404).

z = es el factor de compresibilidad (se toma como constante, con el valor de 1.27).

p_{d_i} = es la presión de salida o de descarga i , en psi.

p_{s_i} = es la presión de entrada o de succión i , en psi.

T_1 = temperatura de succión en °R (se consideran 520°R).

Q_i = flujo del compresor i , en MPCD.

W_i = Trabajo de la estación de compresión i en HP.

Entonces la función objetivo será:

$$f = \sum_{i=1}^n C_{Comp} i W_i b_i + \sum_{j=1}^m C_{Tub} j L_j \dots (4)$$

Donde

n = número de compresores en el sistema.

m = número de segmentos de tubería en el sistema (igual a $2n$).

$C_{Comp\ i}$ = costo de la estación de compresión i en \$/hp año.

$C_{Tub\ j}$ = costo de la tubería j en \$/mi año.

W_i = es la capacidad de la estación de compresión i en HP.

b_i = es la variable de decisión (binaria) del compresor i, toma valores de 0 o 1.

Sustituyendo las ecuaciones (1), (2) y (3) en (4) se tiene la función de costo de una red de tuberías en función del flujo, presión de succión y descarga, del diámetro y la longitud de cada segmento de tubería y de cada estación de compresión.

$$fC = \sum_{i=1}^n \left(7,554.02 \left[\frac{Q_i R' k T_1}{k-1} \left[\left(\frac{p_{d_i}}{p_{s_i}} \right)^{\frac{z(k-1)}{k}} - 1 \right] b_i \right]^{0.79} \right) + \sum_{j=1}^m (36,344.51 D_j + 146,831.21) L_j$$

... (5)

4.6 Restricciones de desigualdad

La operación de cada compresor es restringida de tal manera que la presión de descarga es mayor o igual a la presión de succión.

$$\frac{p_{d_i}}{p_{s_i}} \leq 1, i = 1, 2, \dots, n \dots (6)$$

Y la razón de compresión no puede excederse de algunas especificaciones del límite máximo K

$$\frac{p_{d_i}}{p_{s_i}} \leq K_i, i = 1, 2, \dots, n \dots (7)$$

Además, las fronteras superior e inferior se definen con cada una de las cuatro variables

$$p_{d_i}^{mín} \leq p_{d_i} \leq p_{d_i}^{máx} \dots (8)$$

$$p_{s_i}^{mín} \leq p_{s_i} \leq p_{s_i}^{máx} \dots (9)$$

$$L_j^{mín} \leq L_j \leq L_j^{máx} \dots (10)$$

$$D_j^{mín} \leq D_j \leq D_j^{máx} \dots (11)$$

4.7 Restricciones de igualdad

Estas restricciones se construyen en función del tipo de red que se considere, se suman los segmentos que correspondan a cada línea de tubería⁴⁶ o rama. La nomenclatura que se muestra es la de una red de 30 segmentos de tubería que forman 16 líneas de tubería.

⁴⁶ Una línea de tubería se conforma por un conjunto de segmentos de tubería, donde transportan al gas del centro de producción al de consumo.

$$\begin{array}{ll}
S1 + S3 + S7 + S16 = L1 & S2 + S5 + S11 + S24 = L9 \\
S1 + S3 + S8 + S17 = L2 & S2 + S5 + S12 + S25 = L10 \\
S1 + S3 + S8 + S18 = L3 & S2 + S5 + S12 + S26 = L11 \\
S1 + S4 + S9 + S19 = L4 & S2 + S6 + S13 + S27 = L12 \\
S1 + S4 + S9 + S20 = L5 & S2 + S6 + S13 + S28 = L13 \\
S1 + S4 + S10 + S21 = L6 & S2 + S6 + S14 + S29 = L14 \\
S1 + S4 + S10 + S22 = L7 & S2 + S6 + S14 + S30 = L15 \\
S2 + S5 + S11 + S23 = L8 & S2 + S6 + S14 + S31 = L16 \\
& \dots (12)
\end{array}$$

Donde L_n representa la distancia de la línea de tubería. Para la ecuación del flujo, se utiliza la relación de Weymouth⁴⁷, aplicada para cada segmento de tubería:

$$Q_i = 871 D_j^{\frac{8}{3}} \left[\frac{p_{d_i}^2 - p_{s_i}^2}{L_j} \right]^{\frac{1}{2}} \dots (13)$$

Donde

Q_i = flujo en la estación de compresión i .

p_{d_i} = es la presión de descarga i en la entrada del segmento.

p_{s_i} = presión de succión i a la salida del segmento.

Para abordar el problema se toman las raíces cuadradas de la ecuación (13) y se tiene:

$$(871)^2 D_j^{\frac{16}{3}} (p_{d_i}^2 - p_{s_i}^2) - L_j Q_i^2 = 0 \dots (14)$$

La variable binaria b_i se utilizará como variable entera de decisión. Ésta decidirá si una estación de compresión entra o no, por lo que sólo podrá tomar valores de 0 o 1.

$$b_i = (0,1)$$

4.8 Límites de las variables

4.8.1 Diámetro

El diámetro óptimo de la tubería se determinará⁴⁸ en función del flujo que tendrá que pasar por la tubería, del costo de la energía para transportar al H_2 (costo de operación) y del costo de inversión de la tubería.

⁴⁷ Edgar Thomas F, Himmelblau David M, Lasdon Leon S (2001). "Optimization of chemical processes". Ed. 2ª. Editorial Advisory Board. Pag. 455-456

Para esto se construirá una función analítica, se determinará el diámetro óptimo y adicional a esto se obtendrá la velocidad óptima a la que el flujo debe transportarse. La base de la función es considerar un fluido newtoniano con densidad ρ y viscosidad μ . En desarrollo de la fórmula los cargos para bombear al fluido son ignorados, resultan ser menores en comparación con los costos de operación de bombeo. El flujo másico m del fluido y la distancia L de la tubería se asume que son conocidas como lo son la densidad ρ y viscosidad μ . Las variables desconocidas son el diámetro D , la caída de presión Δp , la velocidad del fluido v , los valores óptimos de las tres variables se determinarán minimizando el costo total anualizado.

El costo total anualizado es la suma de los costos de inversión y de los costos de operación para el bombeo. C_{inv} son los cargos de inversión anualizados de la tubería y C_{op} son los cargos anualizados de operación. Entonces se propone:

$$C_{inv} = C_1 D^n L \dots (15)$$

$$C_{op} = \frac{C_0 m \Delta p}{\rho \eta} \dots (16)$$

Donde n = al exponente de correlación de costo (se asume que es 1.3^{49}).

η = eficiencia de bombeo.

C_0 y C_1 = coeficientes de costo.

C_1 incluye los cargos de capitalización de la tubería por unidad de longitud, y C_0 corresponde a los costos de energía (\$/KWh) junto con la caída de presión. La función objetivo es:

$$C = C_{inv} + C_{op} = C_1 D^n L + \frac{C_0 m \Delta p}{\rho \eta} \dots (17)$$

Notar que la ecuación (17) tiene dos ecuaciones: D y Δp . Y son relacionadas a través de las correlaciones de flujo como sigue:

$$\Delta p = \frac{2f \rho v^2 L}{D} \dots (18)$$

Donde f es el factor de fricción. Adicionalmente se tiene dos variables sin especificar en la ecuación (18), llamadas v y f . Las variables m y f se relacionan con v como sigue:

$$m = \left(\frac{\rho \pi D^2}{4} \right) v \dots (19)$$

$$f = 0.046 Re^{-0.2} = \frac{0.046 \mu^{0.2}}{D^{0.2} v^{0.2} \rho^{0.2}} \dots (20)$$

La ecuación (19) es la definición de flujo másico. La ecuación es la correlación del factor de fricción con flujo turbulento.

⁴⁸ Ibid.

⁴⁹ Ibid.

En este punto se tienen cuatro variables: D , v , Δp , y f , se introducen tres ecuaciones de igualdad (ecuaciones 18, 19, y 20) dejando un grado de libertad. Para facilitar la optimización del problema se eliminan tres de las cuatro variables (Δp , v , y f) de la función objetivo utilizando tres restricciones de igualdad, dejando D como variable independiente.

Por sustitución directa se tiene:

$$C = C_1 D^{1.3} L + 0.142 \frac{C_0}{\eta} m^{2.8} \mu^{0.2} \rho^{-2} D^{-4.8} L \dots (21)$$

Aquí, la constante C_0 tiene las unidades $\{(\$/\text{año})/[(\text{lb})(\text{ft}^2/\text{s}^3)]\}$. Ahora se diferencia C con respecto a D y el resultado se iguala a cero.

$$\frac{dC}{dD} = 0 = 1.3 C_1 D^{0.3} L + 0.682 \frac{C_0}{\eta g_c} m^{2.8} \mu^{0.2} \rho^{-2} D^{-5.8} L \dots (22)$$

Y resolviendo para D^{opt} :

$$D^{\text{opt}} = 0.9 \left(\frac{C_0}{C_1 \eta g_c} \right)^{0.164} m^{0.459} \mu^{0.033} \rho^{-0.328} \dots (23)$$

Notar que L no aparece en el resultado.

La ecuación (23) permite hacer un análisis rápido del diámetro óptimo de sus propiedades físicas. De los exponentes de la ecuación (23), la densidad y el flujo másico son muy importantes para determinar D^{opt} , y los factores de costo son menos importantes. El doble en m repercute en un cambio del diámetro óptimo en un factor de 1.4, y el doble de la densidad conlleva un cambio en un factor de 1.25. La viscosidad no es tan relevante. Para varios fluidos viscosos, diámetros grandes resultan bajas velocidades, mientras que para gases con diámetros pequeños resultan velocidades grandes.

Para determinar la velocidad óptima se parte de la siguiente ecuación:

$$v = \frac{4m}{\pi \rho D^2} \dots (24)$$

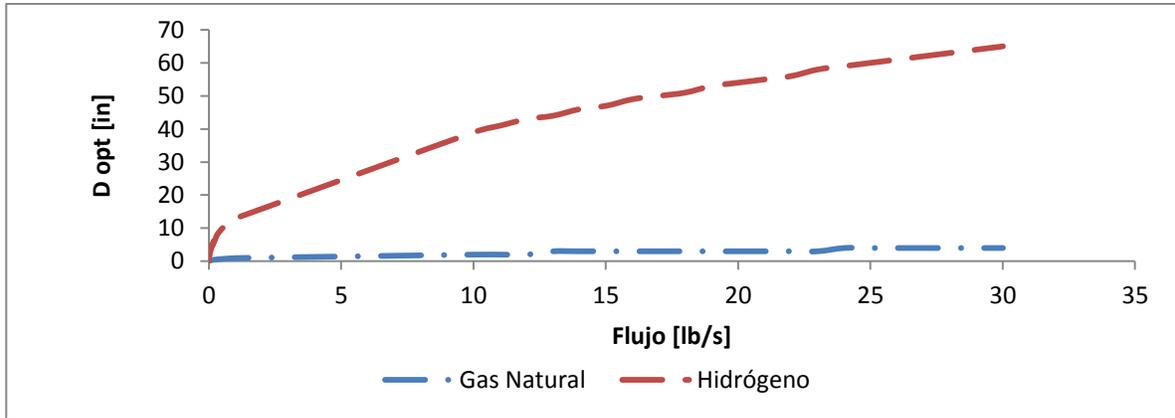
Entonces sustituyendo la ecuación (23) en (24) se tiene:

$$v^{\text{opt}} = C_2 m^{0.082} \mu^{-0.066} \rho^{-0.344} \dots (25)$$

Donde C_2 es una constante de ajuste. Notar que tanto el diámetro como la velocidad óptimas son función de m , ρ , y μ . En general las velocidades óptimas para los líquidos se encuentran en el orden de los 3 a 8 ft/s y para los gases están en el orden de los 30 a 60 ft/s, y por último la variable que introduce la mayor influencia es μ .

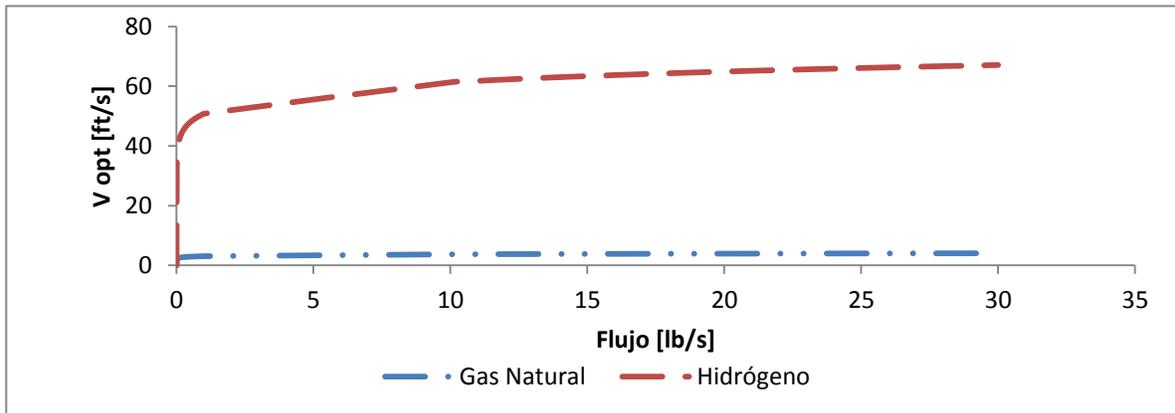
Se desarrolló el modelo para el H_2 en estado gaseoso y para el gas natural y se construyeron las siguientes Gráficas 4.3, 4.4 y 4.5 con el fin de determinar qué valores utilizar y para tener una comparación con un combustible que está más desarrollado que el H_2 .

En la Gráfica 4.3 se observa cómo crece con mayor rapidez el diámetro del H_2 en comparación con lo que necesitaría el gas natural, en promedio necesita tuberías con un diámetro 14.5 veces mayor que el gas natural.



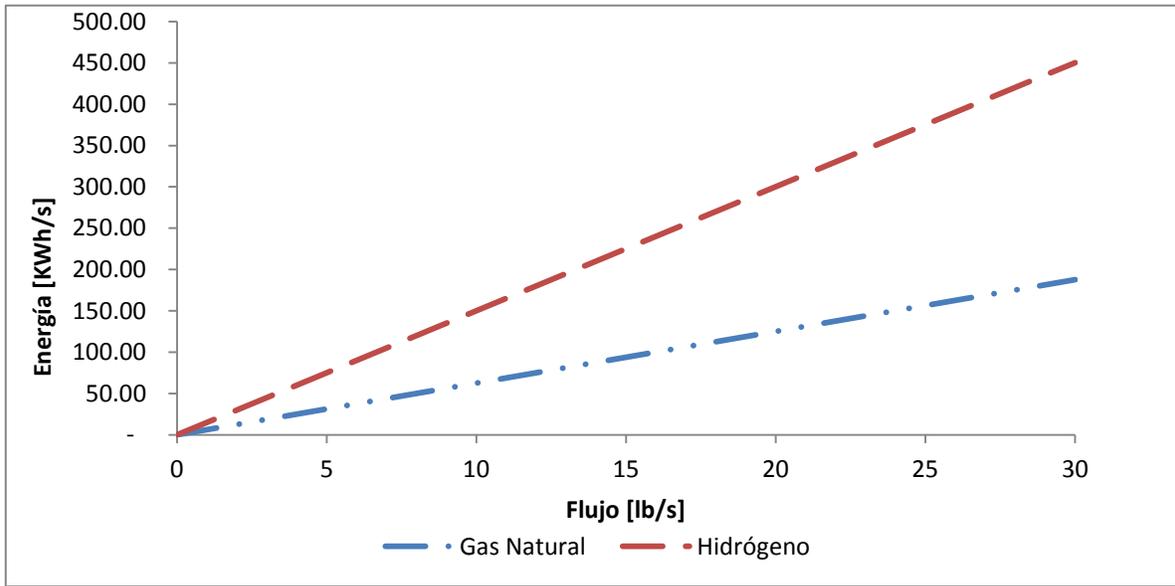
Gráfica 4.3 Comparación de los diámetros óptimos para el hidrógeno y el gas natural en función del flujo

En cuanto a las velocidades que se necesitan, la Gráfica 4.4 muestra cómo el H_2 crece rápidamente con un comportamiento logarítmico y en comparación con el gas natural es mucho mayor, que para estos flujos (0 – 30 lb/s) es prácticamente constante, en otras palabras, en promedio la velocidad óptima del hidrógeno es 16.6 veces mayor a la del gas natural.



Gráfica 4.4 Comparación de las velocidades óptimas para el hidrógeno y el gas natural en función del flujo

La energía que transporta un sistema de tuberías es mayor para el hidrógeno (ver Gráfica 4.5), que para el gas natural, presentan un comportamiento lineal y en promedio se transfieren 2.4 veces más energía de hidrógeno que de gas natural.



Gráfica 4.5 Comparación de la cantidad de energía que se transporta en un sistema para hidrógeno y otro de gas natural en función del flujo

Lo anterior y tomando en cuenta la clasificación de los modelos de transporte de H₂ se muestra la siguiente Tabla 4.1 para resumir los resultados:

Tabla 4.1 Clasificación de flujo, diámetro, velocidad y energía transportada por escala de transporte de hidrógeno

Tipo de transporte	Flujo [lb/s]	Diámetro óptimo [in]	Velocidad óptima [ft/s]	Cantidad de Energía transportada [KWh/s]
Distribución	0.12	0 - 5	0 - 43	0 - 1.80
Producción centralizada de plantas medianas	0.56	5 - 10	43 - 49	1.80 - 9.15
Producción centralizada	27.78	10 - 65	49 - 67	10.66 - 450.38

En el acotamiento de la variable diámetro se tendrá que hacer la diferenciación de qué valores puede tomar, dependiendo de la escala de transporte que se esté tratando.

4.8.2 Presión de carga y descarga

De acuerdo con la Asociación Europea de Gases Industriales (EIGA⁵⁰) con tuberías metálicas y para transportar hidrógeno puro y en mezcla con otras sustancias, las presiones que se deben de mantener en un sistema de transmisión y distribución de H₂ son de 150 psi (1MPa) a 3000 psi (21MPa).

También hay que considerar que en las presiones siempre debe ser mayor la presión de descarga que la de succión. Y la razón de compresión K se define como mayor o igual a uno y menor o igual a dos.

4.8.3 Flujo

Dado que el flujo será una variable a la que se aplicará un proceso interactivo, sólo hay que tener cuidado en que esté dentro de los parámetros de la escala de transporte de hidrógeno, es decir, los redactados en la Tabla 4.1.

4.8.4 Longitud

La longitud es una variable en la que la única restricción es de no negatividad.

4.9 Estrategia de solución

4.9.1 Forma del problema

Se ha mencionado que se tienen dos opciones para atacar al problema (propuestos en la Figura 4.2): una en que el costo de inversión de los compresores son una función lineal de los caballos de fuerza La línea de transmisión puede ser resuelta como un problema de programación no lineal (opción 1). El otro es si los costos de inversión son una función lineal de los caballos de fuerza con solución del desembolso de capital para cero caballos de fuerza (opción 2), caso en el que se resuelve con programación no lineal en conjunto con el método de ramificación y acotamiento, además se integran variables binarias a los compresores para comenzar en un lugar o no.

La construcción de la función objetivo se hizo relacionando las estaciones de compresión, con la energía necesaria con su costo asociado. Los segmentos de tubería se relacionaron con la distancia y el diámetro necesarios, con su costo asociado. Tomando en cuenta los modelos de transporte (escalas) se definió el flujo másico para cada una y en función de esos flujos se realizó un análisis para determinar los diámetros óptimos que le correspondería a cada escala, y para las presiones se consideró lo recomendado por la asociación europea de gases industriales para el transporte de hidrogeno por tuberías. De tal forma que el problema general a resolver es:

⁵⁰ European Industrial Gases Association, EIGA (2009). "Hydrogen transportation pipelines, Globlally Harmonised Document". IGC Doc 121/04/E. Pag 1

$$\text{Mínimizar } FC = \sum_{i=1}^n \left(7,554.02 \left[\frac{Q_i R' k T_1}{k-1} \left[\left(\frac{p_{d_i}}{p_{s_i}} \right)^{\frac{z(k-1)}{k}} - 1 \right] \right] b_i \right)^{0.79}$$

$$+ \sum_{j=1}^m (36,344.51 D_j + 146,831.21) L_j$$

Sujeta a:

$$(871)^2 D_j^{\frac{16}{3}} (p_{d,i}^2 - p_{s,i}^2) - L_j Q_j^2 = 0$$

$$Q_i \leq 0.12 \left[\frac{lb}{s} \right]; \text{ en Dist.}$$

$$0.12 < Q_i \leq 0.56 \left[\frac{lb}{s} \right]; \text{ en PCPM}$$

$$0.56 < Q_i \leq 27.78 \left[\frac{lb}{s} \right]; \text{ en PCPG}$$

$$D_j \leq 5 [in]; \text{ en Dist.}$$

$$5 < D_j \leq 10 [in]; \text{ en PCPM}$$

$$D \leq 65 [in]; \text{ en PCPG}$$

$$1 \leq \frac{p_{d_i}}{p_{s_i}} \leq 2$$

$$150 \leq p_{d_i} \leq 3000 [psi]$$

$$150 \leq p_{s_i} \leq 300 [psi]$$

$$b_i = (0,1)$$

$$S1 + S3 + S7 + S16 = L1$$

$$S2 + S5 + S11 + S24 = L9$$

$$S1 + S3 + S8 + S17 = L2$$

$$S2 + S5 + S12 + S25 = L10$$

$$S1 + S3 + S8 + S18 = L3$$

$$S2 + S5 + S12 + S26 = L11$$

$$S1 + S4 + S9 + S19 = L4$$

$$S2 + S6 + S13 + S27 = L12$$

$$S1 + S4 + S9 + S20 = L5$$

$$S2 + S6 + S13 + S28 = L13$$

$$S1 + S4 + S10 + S21 = L6$$

$$S2 + S6 + S14 + S29 = L14$$

$$S1 + S4 + S10 + S22 = L7$$

$$S2 + S6 + S14 + S30 = L15$$

$$S2 + S5 + S11 + S23 = L8$$

$$S2 + S6 + S14 + S31 = L16$$

Cabe mencionar que las restricciones cambian dependiendo de qué escala de transporte de H₂ se considere y del tipo de red de tuberías que se proponga, en este caso se expresa la configuración para una red de árbol con 15 nodos.

4.9.2 Herramientas a utilizar para la solución del problema de programación no lineal mixto

Una opción es utilizar Excel, en él se utiliza el solver, ahí se puede ingresar un problema general de programación lineal o no lineal, que junto con la herramienta de administración de escenarios se puede manejar de manera ordenada la información generada en cada ramificación del problema.

El solver de Excel utiliza un algoritmo de ramificación y acotamiento (B&B⁵¹ por sus siglas en inglés) para resolver los problemas de minimización no lineal. Utiliza el mismo método para resolver los problemas de minimización lineal. La diferencia radica en que para resolver éstos, los subproblemas en los nodos del árbol de B&B son variables continuas de programación no lineal (NPL). El código que utiliza Excel para resolver los problemas no lineales (NPL) es el de gradiente reducido mejorado (GRG2 por sus siglas en inglés), este código utiliza el algoritmo GRG⁵².

Para solucionar los NPLS's Excel⁵³ tiene la capacidad de resolver problemas con 200 variables y 100 restricciones en la paquetería normal, el complemento Premium Solver Platform puede resolver problemas de 500 variables con 250 restricciones.

Otra opción es utilizar el software GAMS (General Algebraic Modeling System), el cual está enfocado a resolver problemas de programación lineal y no lineal con sus diferentes variaciones, es fácil de plantear los problemas y, además cuenta con una librería amplia para resolver problemas específicos, aunado a esto el software utiliza todas la librerías que tenga para un problema en específico y despliega el mejor resultado que haya surgido.

Para el problema que se planteó (problema de programación no lineal entero mixto) GAMS tiene una clasificación específica (ver Figura 4.4), de los problemas de MINLP (Mixed Integer Non Linear

⁵¹ Branch and bound

⁵²El algoritmo *Generalized Reduced Gradient (GRG)* fue desarrollado en los 60's por Jean Abadie y ha sido refinado por otros. Este algoritmo tiene un caso especial, el GRG2, el cual se encarga en específico de resolver los problemas de programación no lineal. Éste es el más ampliamente distribuido para la optimización no lineal.

Los pasos generales a seguir son:

- 1) Se calcula el gradiente de $f(x)$ en el punto x_c , dando $\nabla f(x_c)$.
- 2) Si el punto x_c es lo suficientemente pequeño para comenzar óptimo, parar.
- 3) Buscar la dirección d_c utilizando el gradiente $\nabla f(x_c)$ y tal vez otra información como una dirección previa.
- 4) Determinar qué tan lejos se mueve a través de la dirección buscada d_c , empezando a través del punto x_c . Esa distancia α_c es más a menudo una aproximación del valor de α que minimiza la función objetivo $f(x_c + \alpha d_c)$ y es utilizada para determinar el siguiente punto $x_n = (x_c + \alpha_c d_c)$.
- 5) Reemplazar el punto x_c por el siguiente punto x_n y regresar al paso 1.

⁵³ FrontlineSolvers <<http://www.solver.com/solver-tools-for-excel-users.htm>> [citado en 3 de enero de 2011]

Programs) y utiliza los solvers ALPHA ECP, BARON, COIN-OR, DICOPT, KNITRO, LINDOGLOBLA, LOGMIP, OQNLP y SBB, para resolverlos.

	LP/MIP	MIQCP	NLP	MINLP	CNS	MCP	MPEC	Stoch	Global
ALPHA ECP		✓		✓					
BARON	✓	✓	✓	✓					✓
BDMLP	✓								
COIN-OR	✓		✓	✓					✓
CONOPT			✓		✓				
CPLEX (p)	✓	✓							
DECIS								✓	
DICOPT		✓		✓					
GUROBI (p)	✓								
KNITRO			✓	✓					
LGO			✓						✓
LINDOGLOBAL	✓	✓	✓	✓					✓
LOGMIP	✓			✓					
MILES						✓			
MINOS			✓						
MOSEK (p)	✓	✓	✓						
MSNLP			✓						✓
NLPEC							✓		
OQNLP			✓	✓					✓
PATH			✓		✓	✓			
SBB		✓		✓					
SCIP	✓	✓							
SNOPT			✓						
XA (p)	✓								
XPRESS (p)	✓	✓							

Figura 4.4 Solvers y tipos de modelos que resuelve GAMS.

En la Tabla 4.2 se muestran las características generales de cada solver.

Tabla 4.2 Descripción de general de los solvers de GAMS para problemas de MINLP

Solvers utilizados por GAMS para problemas de MINLP	Descripción general
AlphaECP	Solver para MINLP basados en el método de corte de plano extendido (ECP, de sus siglas en inglés)
BARON	Método de ramificación y optimización del navegador reducido y probado para soluciones globales.
COIN-OR	Solver de código abierto del proyecto Computational Infrastructure - Operations Research, COIN-OR.
DICOPT	Marco para la solución de modelos MINLP, de la Universidad Carnegie Mellon.
KNITRO	Solver para problemas NLP a gran escala de Ziena Optimization Inc.
LINDOGLOBAL	Solver para soluciones globales probadas por Lindo Systems, Inc.
LOGMIP	Fue diseñado para problemas LMIP generales de disyuntiva de PIB.
OQNLP	Método Multi-Start para optimización global de Optimal Methods Inc.
SBB	Algoritmo de ramificación y acotamiento de ARKI para resolver modelos de MINLP.

La versión gratuita del software sólo puede resolver problemas que no se excedan de 200 variables.

Se escoge como software GAMS para encontrar las primeras aproximaciones del problema planteado, después con Excel se comprueba la solución que proporciona GAMS y se verifica (con su solver) si se puede obtener una mejor solución y con la función Buscar Objetivo se termina de ajustar en todas las restricciones.

4.10 Conclusiones

Se determina que el problema a minimizar es del tipo no lineal entero mixto, que el número máximo de estaciones de compresión a resolver es 15. La paquetería para resolverlo es GAMS como primera aproximación, después con Excel se busca una mejor solución.

Capítulo 5 “Simulación y resultados”

5.1 Introducción

Se realiza una simulación del transporte y distribución del hidrógeno (H_2) para obtener el menor costo de inversión en la infraestructura necesaria, esto para distintas longitudes de red (propuesta tipo árbol), con la finalidad de encontrar comportamientos generales y relaciones entre las variables utilizadas.

El costo de inversión obtenido para la red de H_2 se compara con redes de gas natural (GN) y electricidad, en equivalentes de: distancia, repartición de red, energía transmitida, y flujo de energía.

Se muestra información de los costos de inversión en plantas para distintas tecnologías, en dos escenarios: tecnologías del presente y la estimación del futuro (representando el largo plazo como 50 años), y el costo unitario de producción.

5.2 Simulación de transporte y distribución de hidrógeno

Para obtener un comportamiento general del costo total en función de la distancia se realiza la simulación para longitudes de red (LR) de 400, 650, 900, 1150, 1400, 1650, 2000, 3000, 4000 y 5000 millas.

Las simulaciones se plantean en el software GAMS para tener una primera aproximación, después en Excel para terminar de definir la solución óptima local.

Todos los datos obtenidos son para una red planteada en la que el parámetro que diferencia a cada red es la distancia.

5.2.1 Configuración planteada

La configuración tipo de árbol se plantea con 15 estaciones de compresión y 30 segmentos de tubería, la Figura 5.1 muestra la configuración,

Se define la LR como aquella distancia en línea recta conformada por la primera estación de compresión y los últimos segmentos de tubería.

Se considera que una línea de tubería es la trayectoria que sigue el flujo de H_2 desde la estación de compresión uno hasta el último segmento de tubería, de este modo existen 16 líneas de tubería y todas ellas tienen la misma distancia total.

Notar que la restricción para la longitud de cada segmento en su límite inferior es mayor o igual a cero, esto implica que pueden desaparecer segmentos de tubería e incluso líneas completas.

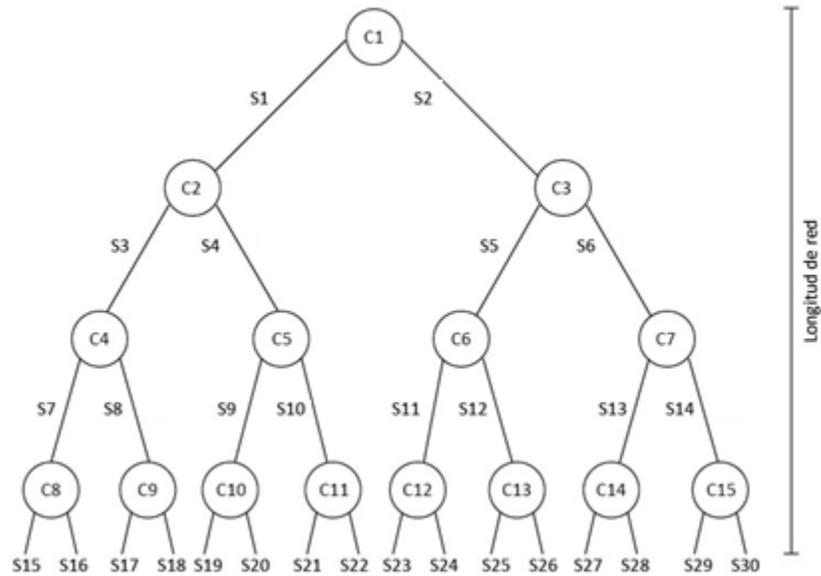


Figura 5.1 Red general de transporte y distribución de hidrógeno

5.2.2 Cálculos realizados

El resumen de los resultados de las simulaciones en sus diferentes distancias se muestra en la Tabla 5.1, (el detalle de todos los resultados obtenidos en la simulación se pueden apreciar en el Anexo D “Resultado de simulaciones”).

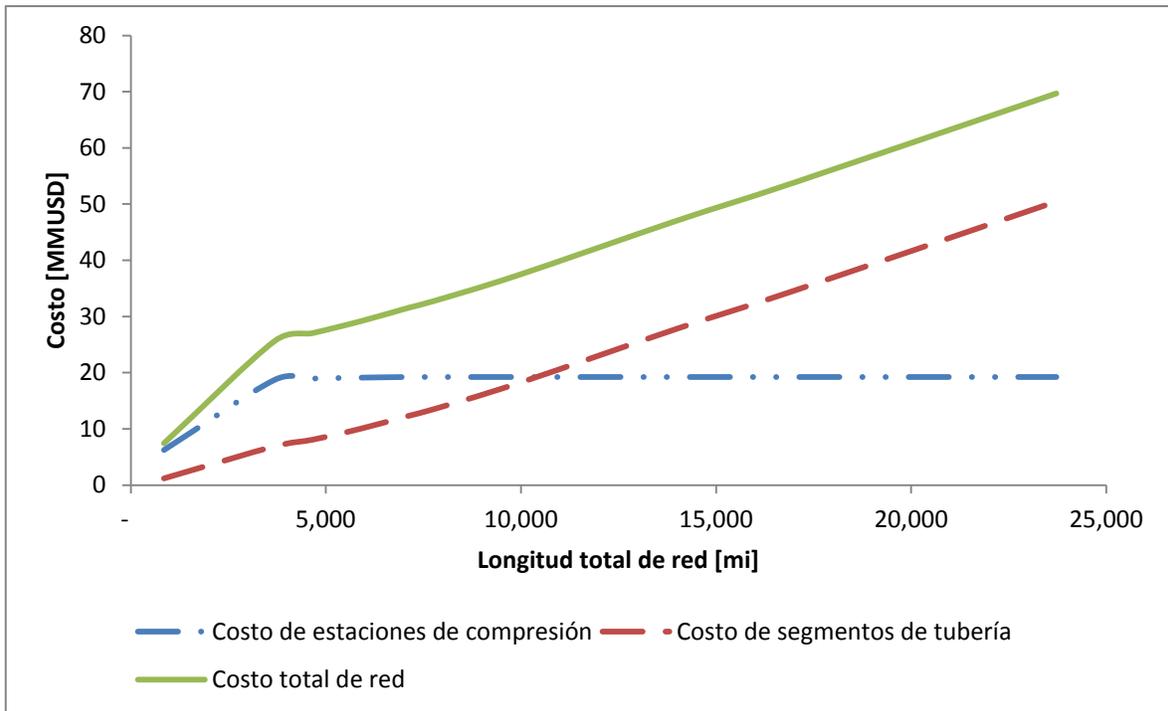
El número total de estaciones de compresión planteados originalmente (15 estaciones de compresión) resultó excesivo. Para LR de 1,400 a 5,000 mi se cubren las necesidades con seis estaciones de compresión.

Tabla 5.1 Resumen de las simulaciones

Longitud de red [mi]	Logitud total de red [mi]	Número de estaciones de compresión	Costos de estaciones de compresión [MMUSD]	Costos de segmentos de tuberías [MMUSD]	Costo Total [MMUSD]
400	850	1	6.24	1.19	7.44
650	3,688	1	18.73	6.91	25.64
900	4,659	2	18.96	8.08	27.04
1150	5,923	3	19.13	10.09	29.21
1400	7,123	6	19.23	12.33	31.56
1650	7,721	6	19.23	13.43	32.66
2000	9,900	6	19.23	18.06	37.29
3000	14,000	6	19.23	0.00	47.06
4000	17,000	6	19.23	34.59	53.82
5000	23,721	6	19.23	50.46	69.69

De la Gráfica 5.1 se observa que longitudes totales de 850 a 4,459 mi (LR de 400 a 900 mi), el concepto de estaciones de compresión tiene mayor peso en costo, después comienza a disminuir,

en longitudes de 5,923 a 9,900 mi (LR de 1,150 a 2,000 mi), el costo de las estaciones de compresión se estabiliza. El costo de los segmentos de tubería crece hasta ser el concepto de mayor peso, de 14,000 a 23,721 mi (LR de 3,000 a 5,000 mi).



Gráfica 5.1 Costos total de segmentos de tubería y de estaciones de compresión

El costo inicial de la red inicia con todas las estaciones de compresión activas y en su máxima relación de compresión, todos los segmentos de tubería comienzan con las longitudes y diámetros máximos.

La diferencia entre el costo inicial y el optimizado cambia de 684.71 MMUSD para 400 mi de LR, a 758.98 MMUSD para la de 5,000 mi, la comparación se observa en la Tabla 5.2 entre el costo inicial de la red y el costo optimizado.

Tabla 5.2 Comparación del costo inicial y optimizado

Costo inicial [MMUSD]	Costo optimizado [MMUSD]
692.15	7.44
699.57	25.64
706.99	27.04
714.40	29.21
721.82	31.56
729.24	32.66
739.63	37.29
769.31	47.06
828.67	53.82
828.67	69.69

Ver la Figura 5.2 para el resultado de la optimización en las redes con LR de 400 y 650 mi. El resultado del proceso de minimización se compara con la Figura 5.1, que es la red general antes de optimizar (para más detalle se tienen los Anexos D “Resultados de simulaciones” y E “Figuras de redes optimizadas”, en ellos se tiene los resultados de todas las LR).

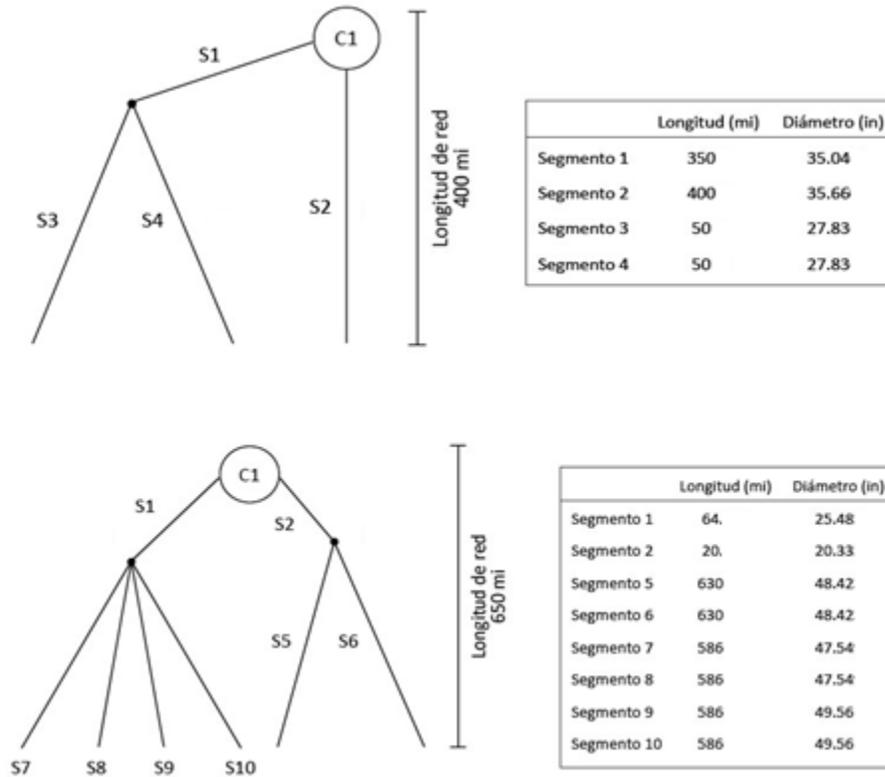
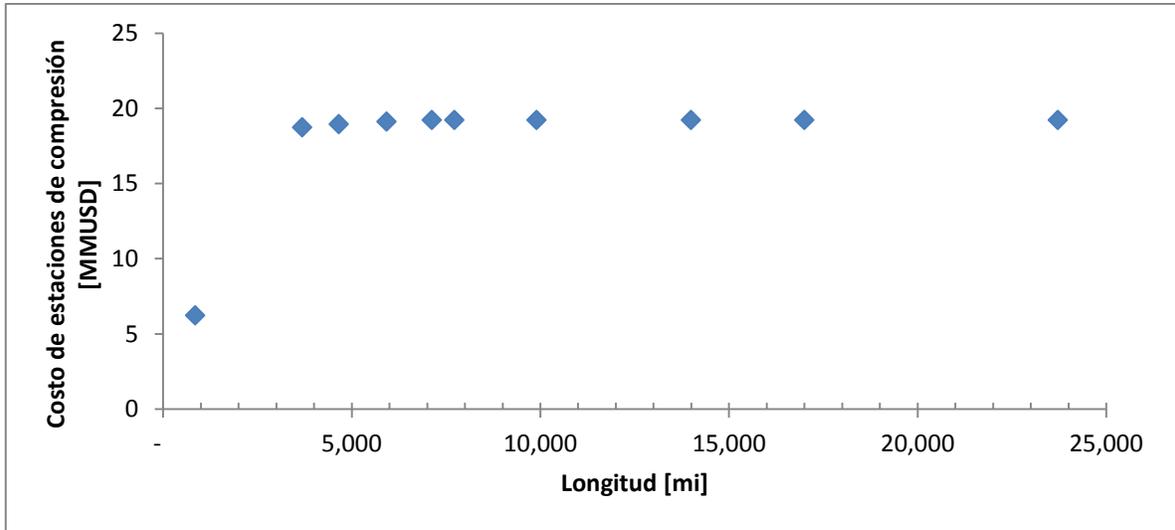


Figura 5.2 Redes de longitudes de 400 y 650 mi después de la optimización

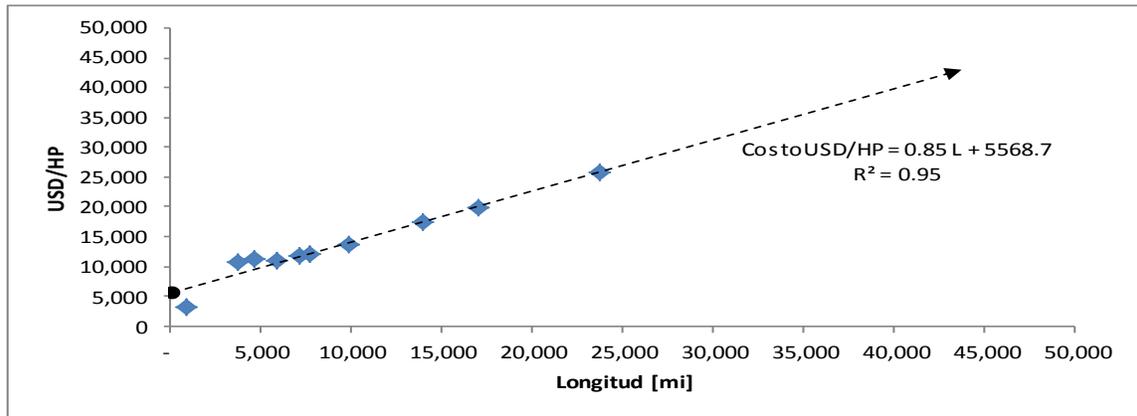
En el comportamiento del costo de las estaciones de compresión con respecto a la distancia total de red mostrada en la Gráfica 5.2, se observa que la LR de 400 mi (850 mi en total) a 650 mi (3,688 mi) crece rápidamente el costo de las estaciones de compresión, mientras que en las distancias de 1,400 mi (7,123 mi) a 5,000 mi (23,721 mi) se mantiene prácticamente constante.

Este concepto no es posible aproximarle al asociarle una ecuación, debido a que las estaciones de compresión no son función de la distancia total de la red, éste depende de la cantidad de flujo y de la diferencia de presiones que necesite generar.



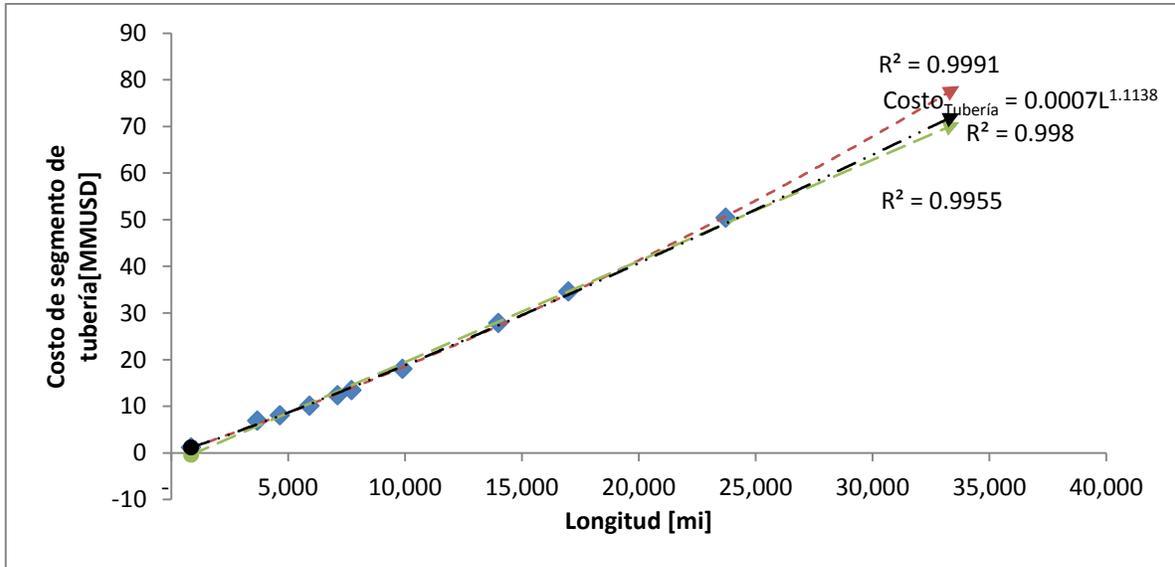
Gráfica 5.2 Comportamiento de costo de las estaciones de compresión

Empero se puede aproximar el costo por potencia de las estaciones de compresión en función de la distancia de acuerdo con la Gráfica 5.3, este concepto presenta un comportamiento lineal, sin embargo, tiene la limitante de asignar el costo de 5,568.7 USD/HP a la longitud cero. Para distancias de 3,688 mi (LR 650 mi) la ecuación es acertada.



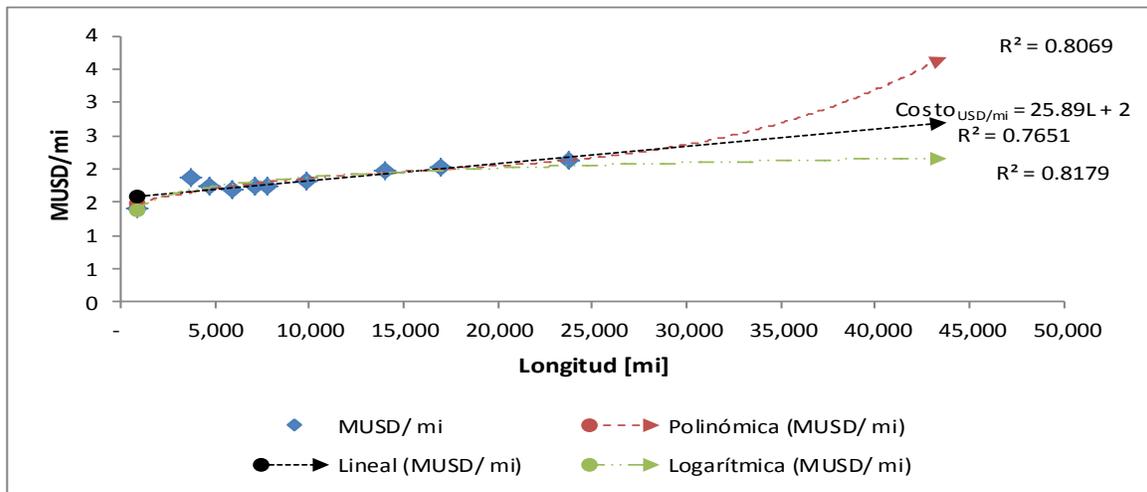
Gráfica 5.3 Costo por potencia en función de la distancia

El costo de los segmentos de tubería se aproxima en función de la distancia total de red. Se utilizaron tres líneas de tendencia para compararlas con los datos reales; una con un polinomio de segundo grado (aunque tiene el mejor índice de correlación, el resultado crece rápidamente); otra con una ecuación lineal (que muestra el escenario bajo); y con una ecuación de potencia representando el escenario medio. Se ejemplifica en la Grafica 5.4.



Gráfica 5.4 Comportamiento del costo de los segmentos de tubería

Para acercar el costo de los segmentos por milla de tubería en función de la distancia, se modela mediante una ecuación lineal (es el escenario medio del análisis mostrado en la Gráfica 5.5).

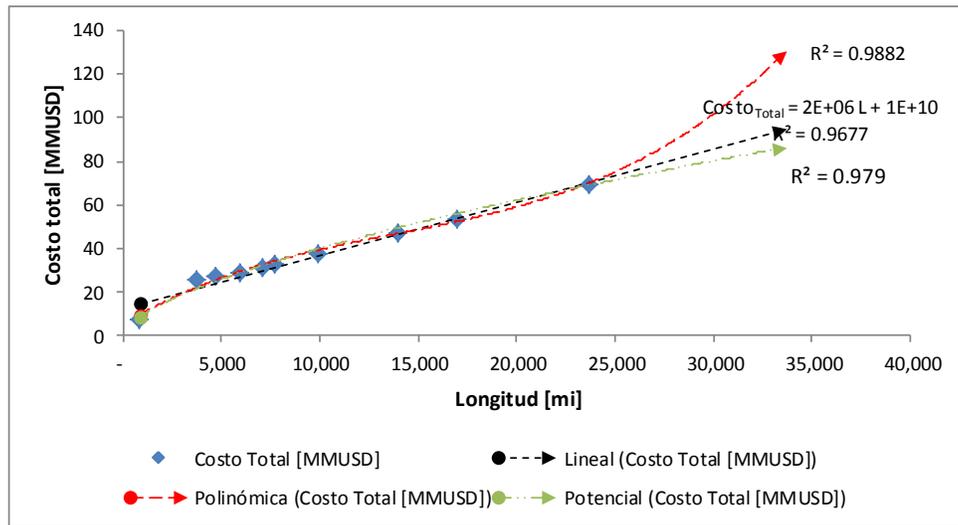


Gráfica 5.5 Costo por milla de los segmentos de tubería en función de la distancia de la red

El costo total de la infraestructura en función de la distancia total de red se aproxima de acuerdo con la ecuación lineal mostrada en la Gráfica 5.5, de ese modo el costo crece de 7.43 MMUSD para una LR de 400 mi (850 mi como longitud total) a 69.64 MMUSD para una LR de 5,000 mi (23,721 mi de longitud total).

Para determinar la ecuación lineal se elaboraron tres líneas de tendencia que los describieran mejor dentro de tres escenarios: alto; medio; y bajo. Aunque el escenario medio presenta el menor índice de correlación, resulta que al desarrollarlo produce datos con mayor proporcionalidad, es decir, no crecen ni decrecen rápidamente.

El modelo tiene la misma limitante que los representados en las Gráficas 5.3 y 5.5, al ser lineal le asocia un costo para las cero millas, empero de LR de 650 mi en adelante los representa mejor.



Gráfica 5.6 Costo total de la infraestructura para transportar y distribuir hidrógeno

5.2.3 Comparación del costo de transporte de hidrógeno, gas natural y electricidad

Para dimensionar el costo de la infraestructura necesaria para transportar al H₂ por tuberías (dadas sus características específicas del elemento), es prudente compararlo con combustibles o energéticos que tienen mayor experiencia en consumo, es decir, actualmente se tienen redes de transmisión y distribución, de gas natural y de electricidad.

La Tabla 5.3 muestra el costo total de la infraestructura necesaria para transportar al H₂ en estado gaseoso, la del gas natural (también en estado gaseoso) y electricidad, el cálculo se realizó para cantidades equivalentes en energía contenida.

La comparación se realizó partiendo de la red optimizada de H₂ (en cuanto al número de segmentos de tubería y sus distancias).

Para el gas natural se utilizaron presiones y diámetros específicos de la sustancia (para ser transportados por tuberías). La electricidad se hizo una analogía en cuanto a la escala de transporte, es decir, planta grande centralizada (para el H₂) con muy alta tensión (para la electricidad), el detalle del cálculo se muestra en el Anexo E “Metodología para determinar el costo de la infraestructura del transporte de energía eléctrica”.

Tabla 5.3 Comparativa de costos de infraestructura para hidrógeno, gas natural y electricidad

Longitud de red [mi]	Costo de red para transporte de hidrógeno [MMUSD]	Costo de red para transportar gas natural [MMUSD]	Costo de red para transportar energía eléctrica [MMUSD]
400	7.43	1.97	658.86
650	25.64	6.13	387.79
900	27.04	4.98	1,257.29
1150	29.21	5.59	1,007.65
1400	30.69	5.58	1,876.10
1650	32.66	6.34	2,190.31
2000	37.29	7.41	2,377.31
3000	47.06	10.69	3,614.07
4000	53.82	14.30	5,139.44
5000	69.69	17.61	6,265.78

Se observa que la red de menor costo es para el gas natural seguido por la del H₂ y la de mayor costo para la electricidad.

El costo de la infraestructura necesaria para transportar H₂ es 22% mayor que la del gas natural, y la necesaria para transportar electricidad es 6,400% mayor a la de hidrógeno.

5.3 Tecnologías de producción de hidrógeno

La producción de H₂ está dividida en tres; las plantas grandes centralizadas con producción de 1, 200,000 Kg/día de H₂, las plantas medianas centralizadas con producción de 24,000, y la distribución con 480.

Las tecnologías consideradas para la producción de H₂ son: plantas de gas natural (GN) utilizando el método de reformado de vapor, plantas de carbón con gasificación (C), planta nuclear (N) utilizando el mecanismo de rompimiento térmico del agua, plantas de biomasa (Bio) con gasificación o conversión directa, plantas fotovoltaicas (FV), eólicas (WI para las turbinas actuales y WT para las turbinas de diseño futuro) y electricidad (ELE) de la red (proveniente de un parque de generación eléctrica balanceado⁵⁴) con electrólisis del agua.

La Tabla 3.1 mostró las tecnologías de producción de H₂, los métodos de cada una y las escalas que pueden abastecer.

Por ejemplo las plantas de GN tienen adaptabilidad para las tres escalas de producción, mientras que las plantas de C y N, dado su tamaño y capacidad de generar energía se clasifican sólo en la escala de plantas grandes centralizadas; las plantas de Bio se encasillan en la escala media de producción junto con la ELE; y las correspondientes a la escala de distribución (se considera que la producción se realiza cerca o en el lugar de consumo) son las plantas FV, WI, WT y ELE.

⁵⁴ Por balanceado se entiende que la energía eléctrica es producida por diversas fuentes primarias.

Se realiza una comparación de las tecnologías, tomando en cuenta un estado actual (de tecnología y costos de mercado) denominado “A”, y el estado que se estima para un futuro posible denominado “F”⁵⁵.

Algunas plantas de GN consideran secuestro de bióxido de carbón (CO₂), variable representada con “Sec”, otras suponen el equipo Assisted Steam Electrolysis denominado “ASE”.

Las tecnologías de energía renovables consideran la opción de conexión a la red (“CR”) y algunas con una inyección de energía eléctrica de la red.

La plantas grandes centralizadas, se estima que las tecnologías del posible futuro, serán de menor costo que las actuales, ver Tabla 5.4.

En las plantas actuales de menor costo de inversión son las de GN-A (453.39 MUSD), la de mayor costo es para las de C-A-Sec (1,177.33 MUSD). Las tecnologías del futuro se estima que la de menor costo es para GN-F con 326.84 MUSD, la de mayor costo son N-F con 2,468.19 MUSD. Hay que mencionar que estos datos no contemplan las externalidades asociadas.

El costo unitario de producción de H₂ (USD/Kg) de menor costo en el presente es para C-A con 0.96 USD/Kg, el mayor para GN-A-Sec. En el posible futuro la evaluación de menor costo es C-F con 0.71 USD/Kg, el mayor para N-F con 1.63 USD/Kg.

El costo intermedio es para las plantas de GN con y sin secuestro de CO₂ en el futuro (0.92 y 1.02 USD/Kg comparativamente).

Tabla 5.4 Costo de inversión y unitario de la producción de H₂ en plantas grandes centralizadas

Camino	GN-A	GN-F	GN-A-Sec	GN-F-Sec	C-A
Inversión [MUSD]	453.39	326.85	623.75	425.54	1,151.92
Costo del H ₂ [USD/Kg]	1.03	0.92	1.22	1.02	0.96

Continuación Tabla 5.4

C-F	C-A-Sec	C-F-Sec	N-F
868.18	1,177.33	889.97	2,468.19
0.71	1.03	0.76	1.63

En las plantas medianas centralizadas, la tecnología actual con menor costo de inversión es; GN-A con 21.52 MUSD, mientras que el mayor es para las de Bio-A con 121.04 MUSD. Las tecnologías en el posible futuro, el menor costo de inversión es para la ELE-F con 9.71 MUSD, el mayor es para las Bio-F-Sec con 123.91 MUSD. Ver la Tabla 5.5.

El menor costo unitario actual, es para el GN-A (1.39 USD/Kg), el mayor para Bio-A (4.63 USD/Kg). La estimación a futuro de menor costo es para GN-F (1.21 USD/Kg), la mayor para Bio-F-Sec (2.31 USD/Kg).

⁵⁵ Por ejemplo para denominar una planta de producción de hidrógeno con reformado de gas natural, con tecnología del posible futuro, se representaría de la siguiente manera: GN-F.

Tabla 5.5 Costos de inversión y unitario de la producción de hidrógeno en plantas medianas centralizadas

Camino	GN-A	GN-F	GN-A-Sec	GN-F-Sec	Bio-A
Inversión [MUSD]	21.52	17.12	29.26	23.06	121.04
Costo del H ₂ [USD/Kg]	1.39	1.21	1.66	1.46	4.63

Continuación Tabla 5.5

Bio-F	Bio-A-Sec	Bio-F-Sec	ELE-A	ELE-F
59.04	123.91	60.53	84.78	9.71
2.19	4.84	2.31	4.71	2.30

En distribución las tecnologías actuales, con menor costo de inversión es para GN-A con 1.85 MMUSD, la mayor para la FV-ELE-A con 9.94 MUSD. El posible futuro, la estimación menor es para ELE-F con 0.57 MUSD, la mayor para FV-ELE-F con 1.43 MUSD.

Los costos unitarios de producción de H₂ en tecnologías actuales son: la de menor costo GNASE con 3.13 USD/Kg (la GN-A con 3.51 USD/Kg); el mayor para la FV-ELE-A con 28.19 USD/Kg (también la WI-ELE-A con 10.69 USD/Kg). Para el posible futuro, el menor para GN-F con 2.32 USD/Kg, también las WT-ELE-F con 2.86 USD/Kg, la mayor para FV-ELE-F con 6.18 USD/Kg.

Todas las tecnologías en la escala de distribución se muestran en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6 Costos de inversión y unitario de la producción de hidrógeno en escala de distribución

Camino	GN-A	GN-F	ELE-A	ELE-F	GNASE	WI-ELE-A
Inversión [MUSD]	1.85	0.96	2.54	0.57	1.30	6.86
Costo del H ₂ [USD/Kg]	3.51	2.32	4.58	3.93	3.13	10.69

Continuación Tabla 5.6

WT-ELE-F	FV-ELE-A	FV-ELE-F	WI-CR-A	WT-CR-F	FV-CR-A	FV-CR-F
0.89	9.94	1.43	2.75	0.59	2.74	0.59
2.86	28.19	6.18	6.63	3.38	9.52	4.21

5.4 Conclusiones

El resultado de las simulaciones demuestra las relaciones que existen entre las variables consideradas (longitud de segmentos de tubería; presiones de entrada y salida en las estaciones de compresión y en consecuencia potencia; diámetros de tuberías; etc.), para la optimización de la red de transporte de H₂. También de manera general el comportamiento del costo total por concepto de estaciones de compresión (EC) y de segmentos de tubería (ST).

Para LR menores a 900 mi la principal erogación es para las EC, después el costo se mantiene prácticamente constante, esto es porque físicamente su cantidad no crece, es decir, la red tipo de

árbol las sobre dimensiona. Los ST tienen un comportamiento lineal, después de la LR de 900 mi se convierte en el principal concepto.

El número de EC no es posible determinarlo en función de la longitud total de red, éstas dependen de si la relación de compresión y flujo en ellas determinan un costo menor al costo del segmento de tubería (éste en función de su longitud y diámetro) considerando la caída de presión en el trayecto.

Es posible determinar en función de la distancia mediante ecuaciones lineales los conceptos de costos por: potencia (USD/HP); millas de tubería (USD/mi); y costo total de infraestructura (USD). Empero las tres ecuaciones asociadas tienen la similitud de comportarse mejor en LR mayores a 650 mi y la erogación por segmentos de tubería se representa de manera afín mediante una ecuación con forma de potencia y/o otra lineal.

El costo total de la infraestructura en función de la distancia total de red se aproxima de acuerdo con una ecuación lineal, de ese modo el costo crece de 7.43 MMUSD para una LR de 400 mi (850 mi como longitud total) a 69.60 MMUSD para una LR de 5,000 mi (23,721 mi de longitud total).

La información de costos de producción y de costos unitarios en producción de H₂ recolectada está dividida en dos conceptos: costos de inversión en plantas y el unitario. En el primero, en tecnología actual para las tres escalas de producción, el menor costo lo presentan las GN-A, sin embargo, se estima para el largo plazo la inversión mínima sea para GN-F y ELE-F. Para el segundo concepto los métodos de producciones actuales y futuras presentan a las C-A y GN-A (también GNASE) como las opciones de menor costo.

Capítulo 6 “Análisis de resultados y conclusiones”

6.1 Introducción

Se presenta un análisis de la información obtenida en los capítulos anteriores con el objetivo de relacionarla para determinar las implicaciones y posibilidades de utilizar el hidrógeno (H_2) como combustible, así como conclusiones generales.

6.2 Análisis de los resultados obtenidos

El capítulo cinco planteó una red compuesta de segmentos tuberías (ST) y estaciones de compresión (EC) para transportar hidrógeno (H_2) tipo árbol, de acuerdo con una función de costos planteada en el capítulo cuatro, se relacionan aspectos físicos con costos de equipos y materiales, con el objetivo de minimizar el costo de inversión de la red.

Para encontrar relaciones entre variables y comportamientos generales en función del tipo de red planteado se simuló la minimización para distintas longitudes de red (LR). Se encontró que los costos de inversión de la infraestructura necesaria para dicha red, el costo de la potencia y el de las millas de tubería se pueden expresar en función de la distancia total de red mediante ecuaciones lineales. Sin embargo el número de EC no es posible estimarlo en función de la distancia.

En el comportamiento de las erogaciones por EC y ST así como el total para las distancias propuestas se distinguen tres etapas: una compuesta para las LR de 400 a 900 mi, donde el concepto de mayor peso son las EC; otra en la LR de 900 mi, punto en el que los costos de las EC y los ST son prácticamente iguales; y la tercer etapa para LR mayores a las 900 mi, el concepto de mayor peso son los ST.

En la optimización se encontraron óptimos locales, esto debido al tamaño del problema y las herramientas con que se utilizaron, empero, se logró optimizar la red, por ejemplo, de 400 mi el costo inicial fue de 692.14 MMUSD y después de la minimización llegó a 7.44 MMUSD.

Tomando como base de comparación la equivalencia en energía (y para redes de transmisión con distancias iguales) para el H_2 , el gas natural y la electricidad, la red de H_2 resulta tener un costo de inversión 22% mayor que una red para transportar gas natural, y una red de transmisión de electricidad es 6,400% mayor que la de H_2 .

Los costos inversión y de producción de H_2 dadas las tecnologías actuales y el estimado para un posible futuro (representando al largo plazo), sobresalen las plantas de gas natural (GN) en las tres escalas de producción como las plantas de menor costo, las plantas fotovoltaicas (FV), de biomasa (Bio) y nuclear (N) son como las de mayor costo.

En la escala de distribución la producción de H_2 se estima se realizaría en el punto de consumo lo que evita los grandes costos de inversión en la red de transporte de hidrógeno así como los de inversión en las plantas grandes de producción, sin embargo, la producción sería menor o igual a los 480 Kg/día de H_2 las aplicaciones serían para vehículos (800 vehículos al día, ver capítulo tres) o pequeñas aplicaciones industriales. En esta escala se considera que las mejores opciones en términos económicos son para la producción en GN en el presente y a largo plazo con electricidad de la red (ELE), los costos unitarios de producción, y en costo de inversión están las plantas GN.

Para la escala de plantas medianas centralizadas la producción estaría relativamente cerca de los puntos de consumo lo que la red de transporte y distribución sería con longitud de red corta, aquí la producción sería de 24,000 Kg/día de H₂, las aplicaciones serían industriales (o para abastecer a 40,000 vehículos al día). Para esta escala las mejores opciones son para las GN en el presente y a largo plazo con ELE.

La escala de mayor producción, las plantas grandes centralizadas con producción de 1,200,000 Kg/día de H₂, se considera un uso extensivo de elemento hidrógeno, es decir, se utilizaría como principal energético, las aplicaciones serían muy variadas desde calor y electricidad para sector residencial, hasta aplicaciones industriales (como parte de la materia prima) y como energético.

El principal sector de introducción es al automotriz (una producción de tal dimensión abastece a 2,000,000 de vehículos al día). Los centros de consumo podrían estar cerca o lejos del lugar de producción, por lo que es indispensable una red de transporte y distribución, y tendría que entrar en planeación de mediano y largo plazo. De la misma forma las plantas de producción, en ellas se tiene que las mejores opciones son para las GN en los dos escenarios (actual y futuro), y los costos unitarios menores son para la producción en plantas de carbón (C) seguido por la nuclear (N).

Sin embargo para cualquier escala de producción es necesario analizar las perspectivas de los precios de los combustibles, las características del parque de generación eléctrica, y sus implicaciones ambientales (tanto de los combustibles como de las tecnologías de producción de H₂ y electricidad).

6.3 Conclusiones

El H₂ a través de su historia con el hombre se ha hecho notar por sus propiedades físico-químicas: como su densidad e inflamabilidad; se ha precisado el conocimiento del elemento, del espíritu de vitrolo al deuterio y tritio; diversas aplicaciones como gas para hacer volar globos, iluminación, encendedor de cigarros, gas de calefacción hasta materia prima para fabricar combustibles sintéticos, gas mostaza y la bomba de hidrógeno; y ha convertido en elemento clave para el desarrollo de países en momentos históricos de la humanidad (segunda guerra mundial).

En México el H₂ es un elemento importante para la producción de gasolinas y en diversas aplicaciones industriales como: producción de vidrio; acero inoxidable; aceites hidrogenados; peróxido de H₂; etc. El principal actor es PEMEX por medio de las paraestatales PEMEX Refinación y PEMEX Petroquímica, el balance general de producción menos consumo es positivo, se ubica en 279.86 toneladas por día.

Se ubican tres factores que afectan de manera sensible el costo final de H₂: la procedencia; el tamaño de las instalaciones; y el método de transmisión.

Los métodos de transporte de H₂ están en función de la escala de producción, se definen tres: plantas grandes centralizadas con producción de 1,200,000 Kg/d; plantas medianas centralizadas con producción de 24,000 Kg/d; y distribución con 480 Kg/d.

Existen 1,213 mi de ductos en Estados Unidos de América (EUA) para transportar al elemento y 1,001 mi en la Unión Europea (UE). Los dueños de los ductos son empresas privadas, sobresale Air Liquid con 1,098 mi en EU y la UE.

El costo de inversión para una red (tipo árbol) de transporte de H₂ se deriva de plantear un problema de programación no lineal del tipo entero mixto (se utiliza como herramientas de solución el método de ramificación y acotamiento con los software GAMS y Excel).

Al llevar a cabo la minimización de costos y realizar la simulación para distintas longitudes de red es posible determinar en función de la distancia, mediante ecuaciones lineales los conceptos de costos: potencia (USD/HP); millas de tubería (USD/mi); y costo total de infraestructura (USD). El costo de inversión crece de manera lineal de 7.43 MMUSD para una LR de 400 mi hasta 69.68 MMUSD para una LR de 5,000 mi.

Para la producción de H₂ en tecnologías actuales es sobresaliente las de GN en las tres escalas de producción, para el largo plazo se estima las de GN en plantas grandes centralizadas y el mix de energía eléctrica para la escala mediana y distribución. La erogación para la inversión de las GN es de 456.39 MUSD, la estimación a futuro es 326.85 MUSD.

El costo unitario de producción tecnologías actuales y de largo plazo para menor costo están las C (0.92 USD/Kg en producción grande centralizada) y las GN (0.96 USD/Kg en producción grande centralizada).

El uso energético del elemento tiene la cualidad de descarbonizar los combustibles, es decir, eliminar de la combustión las moléculas de carbono y con ello eliminando la emisión de gases de efecto invernadero.

Pensar en utilizar al H₂ como combustible tiene implicaciones al mediano y largo plazo ya que es una forma de diversificar la matriz energética, y de atacar la emisión de gases de efecto invernadero y el calentamiento global, el principal sector es el transporte, sus principales combustibles son la gasolina y el diesel (principales consumidores de H₂) y de acuerdo con la opinión de expertos y la experiencia internacional⁵⁶.

Sin embargo también existen aspectos que ponen en duda el uso del H₂ como combustible. La energía del H₂ es secundaria, es decir, no se encuentra en la naturaleza en forma pura, está acompañado de otros elementos, esto implica separarlo, es decir, es necesario someter la substancia que contienen al H₂ a algún proceso, lo que conlleva un gasto de energía y en consecuencia emisión de contaminantes. Para producirlo es necesario de otras fuentes de energía, ya sean primarias (como hidrocarburos o agua) o secundarias (como la electricidad).

Utilizar las energías renovables para su producción, la restricción geográfica, es decir, se produce in sitio, limitante si los centros de consumo están alejados del centro de producción.

Si los centros de producción están alejados de los centros de consumo o si la demanda del combustible crece, se piensa en una red de transporte y distribución en función de la escala de producción, para esto se tiene que precisar: el tamaño de la demanda del H₂, los usuarios y el uso que tendría el elemento (energético o materia prima), los sistemas de seguridad (para ductos que pasan cerca de zonas habitadas, industriales y reservas ecológicas); su comercialización con los permisos de libre acceso o restringido; quién realizará las inversiones, la operación de la red; etc.

⁵⁶ Gondwin Simon, Bauer Mariano, et al (2007). "Transport technologies and policy scenarios to 2050", World Energy Council

La planeación del uso extendido del H₂ tiene un alto grado de complejidad, existen dos vertientes basadas en que la estimación de las inversiones en plantas de producción y los costos unitarios menores son para el gas natural: invertir en crecer la red de gas natural existente y producir el H₂ cerca de los centros de consumo o utilizar la red de gas natural como cimiento para migrarla al transporte del elemento H₂, produciéndolo de diversas fuentes (carbón, nuclear, biomasa, mix de energía eléctrica, etc.); y otra es invertir en crecer la red eléctrica, de este modo descentralizar la producción de H₂ y hacerlo cerca o en el lugar de consumo, empero, la principal pregunta es el contenido del mix de energía eléctrica y sus pérdidas por transmisión.

Tomando como base de comparación la equivalencia en energía (y para redes de transmisión con distancias iguales) para el H₂, el gas natural y la electricidad, la red de H₂ tiene un costo de 22% mayor que una red para transportar gas natural, y la red de transmisión de electricidad es 6400% mayor que la de H₂. Empero, el costo se reduciría al utilizar la misma red de gas natural.

Existen implicaciones sociopolíticas considerando que invertir en infraestructura es darle a la sociedad, y a los agentes económicos, cimientos para la viabilidad del desarrollo nacional de corto, mediano y largo plazos.

Por lo que es pertinente plantear el uso del H₂ como combustible para contribuir a la diversificación energética, así como al desarrollo sustentable del país.

Es necesario sensibilizar a los participantes (investigadores, empresarios, políticos y a la sociedad en general) para que se involucren más en el uso de las energías alternas, las nuevas tecnologías y el papel que juega el H₂ en ellas.

Tomando la experiencia internacional una forma de introducir al H₂ es promover sus aplicaciones de manera institucional y a nivel Estado plantear un Programa Nacional del Hidrogeno.

Referencias

- ⁹ A. Züttel, A. Brgschulte, y L. Schlapbach (2008), “*Hydrogen as a future energy carrier*”. (Pag. 7-12). Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co
- ³ Bazúa Rueda E. (2003). “*Producción y consumo de hidrógeno en Petróleos Mexicanos*”. Presentación de la Sociedad Mexicana del Hidrógeno: Potencial de hidrógeno en el desarrollo energético nacional. México
- ²⁹ DOE (2008), “*The Impact of Increased Use of Hydrogen on Petroleum Consumption and Carbon Dioxide Emission*”. Energy Information Administration
- ²⁷ DOE (2007), “*Delivery components, model version 1.1: User’s manual*”. 02P_H2A
- ⁵⁰ European Industrial Gases Association, EIGA (2009). “*Hydrogen transportation pipelines, Globally Harmonised Document*”. IGC Doc 121/04/E. Pag 1
- ⁴⁷ Edgar Thomas F, Himmelblau David M, Lasdon Leon S (2001). “*Optimization of chemical processes*”. Ed. 2ª. Editorial Advisory Board. Pag. 455-456
- ⁵⁶ Gondwin Simon, Bauer Mariano, et al (2007). “*Transport technologies and policy scenarios to 2050*”, World Energy Council
- ⁵⁸ Hamdy A. Taha (2004). “*Investigación de operaciones*”. Ed. 7ª. Ed Prentice Hall. Pag. 373
- ⁵ International Energy Agency (2009). “*Key World Energy Statistics*”
- ³⁹ J.E.A. Reinders, I. Heidebrink, C.G.M. Hermse and J.B. de Wit.(2008). “*Report assessment of hydrogen safety and security and hydrogen regulations*”. Pag 37-40. European Hydrogen Association
- ³⁷ J. Perrin (2007). “*European Hydrogen Infrastructure Atlas*”. European Hydrogen Association
- ⁴ Lorenzo Meyer (2009). “*Las raíces del nacionalismo petrolero en México*”. 3a Ed. Editorial Océano
- ⁶² Mtro. Carlos Villanueva Moreno (2009). “*Apuntes de la clase de Evaluación de Sistema Energéticos*”. UNAM
- ²⁶ Mintz Marianne, Elgowainy Amgad. Gillette Jerry (2008), “*H2A Delivery scenario analysis model version 2.0, User’s manual*”. U.S. Department of energy. Pag 6
- ²⁵ Michael P. Ramage, Rakesh Agrawal, et al (2004), “*The hydrogen economy: opportunities, costs, barriers, and R&D needs*”. Washintong DC
- ⁴³ Parker Nathan (2005). “*Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs*” Technical Report No. UCD-ITS-RR-04-3. Institute of Transportation Studies, University of California, Davis
- ³⁸ P. Schmidt (2007). “*Taking the Fast Lane to Hydrogen Infrastructure Development*”. European Hydrogen Association
- ²² P.J. Sebastian (2004), “*The opportunity for a suitable hydrogen program in Mexico*”, International Journal of Hydrogen Energy
- ²³ Ramirez Salgado Joel, Estrada Martínez Arquímedes (2004), “*Roadmap towards a suitable hydrogen economy in México*”, Journal of Power Sources
- ⁶ Secretaría de energía (2009). “*Balance nacional de energía 2008*”

Referencias electrónicas

- ³³ Air Liquide <<http://www.axane.net/gb/products/h2/h2.html>> [citado en 2 de diciembre de 2010]
- ² CONUEE <http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_2080_hidrogeno?page=6.> [citado en 22 de septiembre de 2010]
- ¹⁹ Comisión nacional del medio ambiente- Región metropolitana <http://www.sinia.cl/1292/articles-37620_pdf_vidrio.pdf> [citado en 22 de septiembre de 2010]
- ¹⁸ <<http://www.elergonomista.com/alimentos/aceitehidrogenado.htm>> [citado en 22 de septiembre de 2010]
- ³¹ EIA <http://www.eia.doe.gov/oil_gas/petroleum/data_publications/refinery_capacity_data/refcapacity.html> [citado en 2 de diciembre de 2010]
- ³² EIA <<http://www.eia.doe.gov>> [citado en 2 de diciembre de 2010]
- ⁵³ FrontlineSolvers <<http://www.solver.com/solver-tools-for-excel-users.htm>> [citado en 3 de enero de 2011]
- ²⁰ Patentados <<http://patentados.com/invento/procedimiento-para-la-produccion-de-peroxido-de-hidrogeno.html>> [citado en 22 de septiembre de 2010]
- ³⁵ Praxair <<http://www.praxair.com/praxair.nsf/AllContent/E51F676D35B2ADF6852574B80055CE02?OpenDocument>> [citado en 2 de diciembre de 2010]
- ¹⁷ Wikipedia <[http://es.wikipedia.org/wiki/Hidrogenaci%C3%B3n_\(aceites\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Hidrogenaci%C3%B3n_(aceites))> [citado en 22 de septiembre de 2010]

Anexo A “Construcción de ecuaciones para la función objetivo”

Para construir las ecuaciones de la función objetivo del capítulo cuatro se recurrió a los datos del trabajo "Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs"⁵⁷, éste es una recopilación del costo total (suma de los costos de equipos, materiales, mano de obra, misceláneos y derechos de vía) de instalaciones de gas natural publicadas por Oil and Gas Journal.

Los datos son una recopilación que comienzan en 1992 a 2003, en total son 893 instalaciones que utilizan diámetros de cuatro pulgadas (in) a 42 in, la Tabla A1.1 muestra el promedio de los costos para las instalaciones de tuberías, ordenadas por diámetro y todas en dólares del 2005.

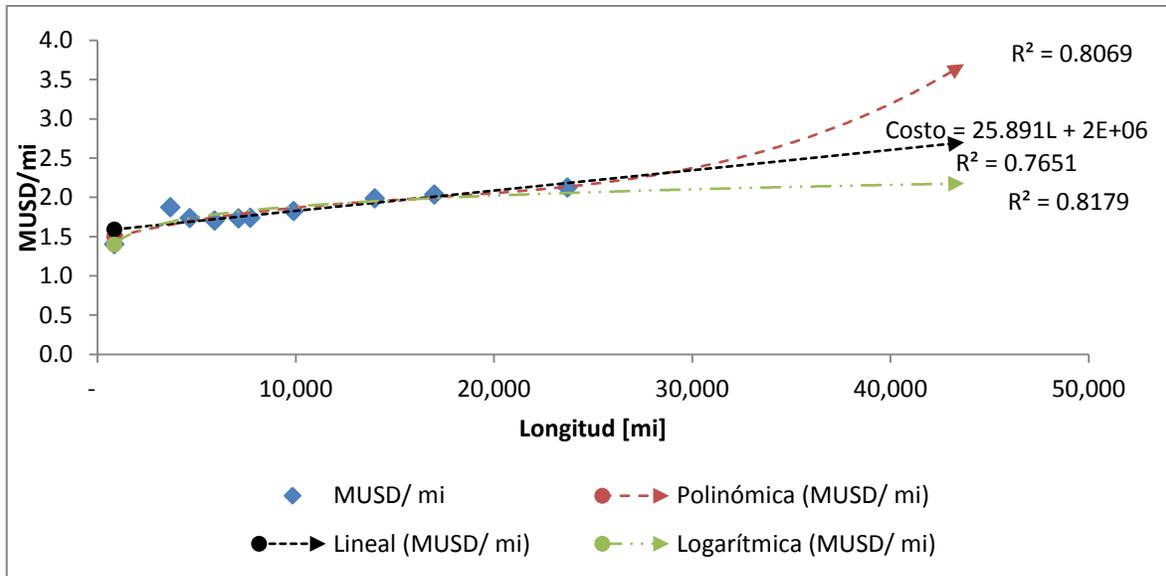
Tabla A1.1 Resumen del costo total de instalaciones de tuberías

Diámetro [in]	Costo [USD/mi]
4	437,247
6	447,831
8	400,964
10	429,849
12	562,666
16	577,502
20	858,458
24	1,000,248
30	1,288,384
36	1,440,769
42	1,730,884

Utilizando Excel, los puntos de la Tablas A1.1 se grafican, después se aproximan con la línea de tendencia que tenga el mejor índice de correlación (R^2), es decir, el cercano a uno. También se analizan el número de decimales para ajustar las ecuaciones lo mejor posible.

La Grafica A1.1 muestra puntos representando los datos de costos de las tuberías, también se observan tres líneas de tendencia con tres comportamientos distintos: uno exponencial (alto) que sigue de cerca los puntos reales, empero, después de las 42 in el costo se dispara rápidamente, tiene una $R^2= 0.95894$; otro es uno logarítmico (bajo), en diámetros menores a las 4 in toma valores negativos y después de las 42 in es prácticamente constante, se le asocia una $R^2= 0.80617$; y uno lineal (medio) con una $R^2= 0.997023$, representa los datos reales de manera proporcional para diámetros menores a 4 in y mayores de 42 in.

⁵⁷ Parker. Op. cit.



Gráfica A1.1 Estimación del costo de instalación de tuberías

Para las estaciones de compresión se obtienen los datos del mismo documento, éstos son ordenados en función de la capacidad de las estaciones de compresión, la Tabla A1.2 muestra el resumen de las instalaciones.

Tabla A1.2 Resumen del costo total de las instalaciones de las estaciones de compresión

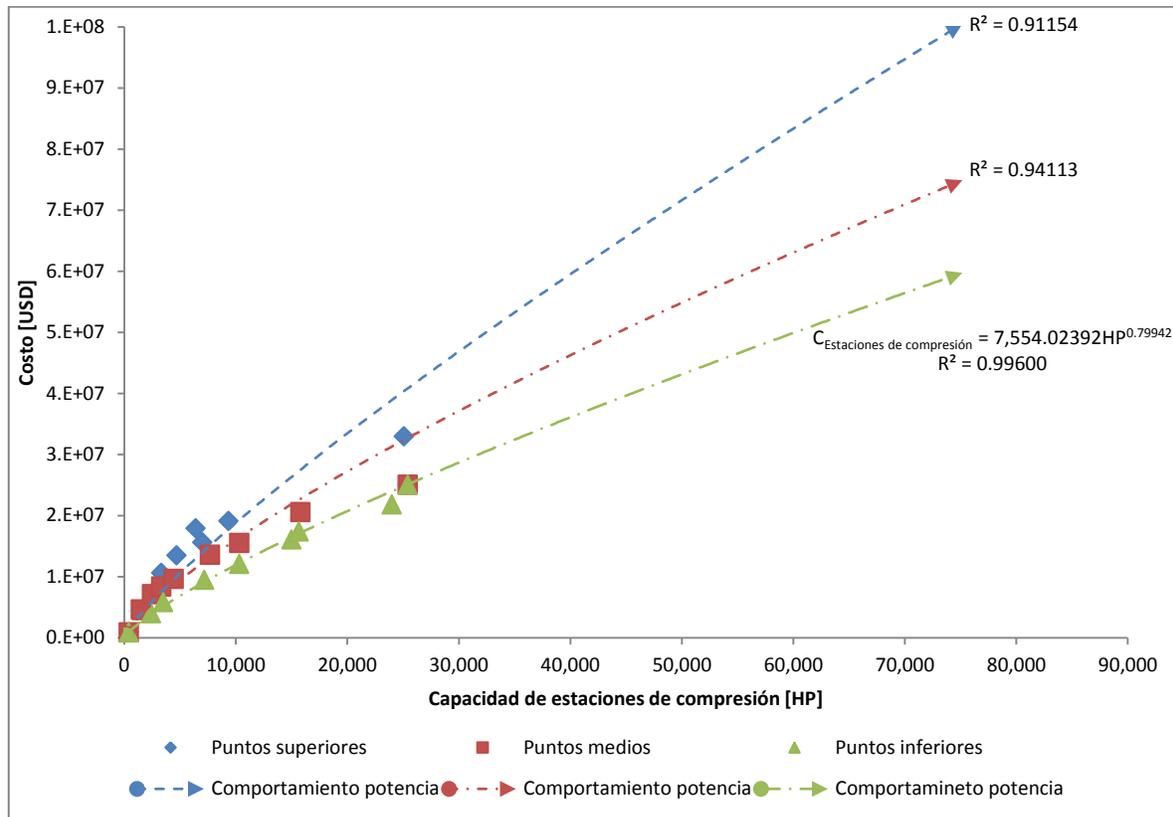
Capacidad de la estación de compresión [HP]	Costo [MUSD]	Capacidad de la estación de compresión [HP]	Costo [MUSD]
410	0.85	7,000	15.58
650	4.25	7,170	9.47
1,500	4.63	7,170	9.67
1,590	4.51	7,700	13.57
2,400	3.97	8,900	13.39
2,500	7.13	9,336	19.11
3,335	8.37	10,310	12.06
3,335	10.59	10,310	15.47
3,500	5.81	14,550	21.41
4,445	8.62	15,000	16.09
4,445	8.84	15,650	17.39
4,445	9.62	15,800	20.53
4,450	11.48	24,000	21.80
4,700	13.48	25,080	32.94
6,400	17.90	25,425	25.05

Se observa que el costo total de las estaciones de compresión presenta grandes cambios entre ellas, debido a que los costos de los equipos, materiales, mano de obra y de derechos de vía, son distintos para cada instalación (los costos cambian dependiendo del lugar en el que se hallan realizado, del tiempo de construcción, del número de maniobras que hallan requerido, etc.).

La Gráfica A1.2 presenta los puntos reales del costo de las estaciones de compresión, asociado a ellos se muestran tres líneas de tendencia. Para determinarlas, los puntos reales se dividieron en tres grupos: puntos superiores; puntos medios; y puntos inferiores. Esto con la finalidad de

disminuir la incertidumbre al calcular la tendencia (debido a la variación que presenta el costo de las estaciones).

La R^2 más cercana a uno es para el conjunto de puntos inferiores con un valor de 0.99600, la línea de tendencia toca en siete de nueve puntos del conjunto, para el conjunto de puntos medio, su línea de tendencia toca a seis de nueve puntos y el ligado a los puntos superiores a un punto de seis.



Gráfica A1.2 Estimación del costo de las estaciones de compresión

En conclusión para determinar el costo de las líneas de tuberías se utiliza la ecuación lineal $C_{Tubería} = 36,344.51D + 146,831.21$. Y para las estaciones de compresión se tiene la ecuación de potencia $C_{Estaciones de compresión} = 7,554.02HP^{0.79}$.

Anexo B “Condiciones necesarias de optimalidad y suficiencia”

Son condiciones indispensables para asegurar que la función creada tiene como mínimo óptimos locales. Para ello se toman los siguientes teoremas:

Suponer el siguiente problema de optimización:

Minimizar: $f(x)$

Sujeto a: $x \in \mathbb{R}^n$

... Problema 1

Teorema 1 (Condiciones necesarias de optimalidad): Suponer que $f(x): \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ es dos veces diferenciable en x^* . Si x^* es un mínimo local del problema 1, entonces:

$$\nabla f(x^*) = 0.$$

$H(x^*)$ es positiva semidefinida.

Teorema 2 (Condiciones suficientes): Suponer que $f(x): \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ es dos veces diferenciable en x^* si:

$$\nabla f(x^*) = 0.$$

$H(x^*)$ es positiva definida.

Entonces x^* es un mínimo local.

La matriz Hessiana de una función es positiva definida si la función es estrictamente convexa y si la matriz tiene valores propios positivos para toda x distinta de cero, es decir los valores propios son mayores que cero. Y es semidefinida si la función es convexa y si la matriz tiene valores propios positivos para toda x distinta de cero, pero los valores propios pueden ser mayores e iguales que cero.

Se dice que una función es convexa si sigue la relación:

$$f[\lambda x_1 + (1 - \lambda)x_2] \leq \lambda f(x_1) + (1 - \lambda)f(x_2); \quad 0 \leq \lambda \leq 1$$

Para determinar las condiciones de optimalidad y de suficiencia a la función obtenida, se siguen los pasos consecutivos:

Calcular el Hessiano de la función, $H(x) \equiv \nabla^2 f =$

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \cdots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_n \partial x_1} & \cdots & \frac{\partial^2 f}{\partial x_n^2} \end{pmatrix}$$

Evaluar el determinante $Det(H - \lambda I)$, donde I es el vector identidad y λ es un escalar.

El determinante del paso anterior dará como resultado un polinomio (polinomio característico) de λ , al resolverlo se tendrán los valores propios de la función.

Dependiendo de los valores propios obtenidos, determinar si es o no una matriz positiva definida o semidefinida.

En conclusión la función determinada al menos es positiva semidefinida ya que sus valores propios evaluados en los puntos frontera no todos son mayores o iguales a cero, por lo que las soluciones encontradas serán todas óptimos locales.

Anexo C “Método de ramificación y acotamiento”

El problema planteado en el capítulo cuatro resulta ser un problema de programación no lineal entero mixto, esto es porque la función objetivo es una función no lineal y debido a que tiene una variable de decisión en donde solo toma valores de 0 o 1 (binaria), toma la clasificación de entero mixto.

Para resolver este tipo de problemas se utilizan el método de ramificación y acotamiento (Branch and Bound, B&B⁵⁸). El primer algoritmo de B&B fue desarrollado por A. Land y G. Doing en 1960, para el problema general de programación lineal entera mixta y pura. Después, en 1965, E. Balas desarrolló el algoritmo aditivo para resolver problemas de programa lineal entero con variables binarias (cero y uno) pura. Los cálculos del algoritmo aditivo eran tan sencillos (principalmente suma y resta) que se le aclamó como un gran avance en la solución del problema de programa lineal entero.

Es común que muchos problemas de diseño de líneas de transmisión y distribución de tuberías así como de plantas y su operación, estén envueltos en relaciones no lineales con variables continuas, binarias o enteras. Típicamente las variables continuas representan flujos o condiciones de operación de los procesos, y las variables binarias generalmente se utilizan como variables de decisión, es decir, toman valores de si o no. Un problema se puede escribir en forma general como:

$$\text{Minimizar: } z = f(x) + cT y \quad (C1)$$

$$\text{Sujeto a: } h(x) = 0 \quad (C2)$$

$$g(x) + My \leq 0 \quad (C3)$$

$$x \in X, y \in Y \quad (C4)$$

Donde el vector x son las variables continuas, el vector y es de las variables enteras (por lo general son binarias), M es una matriz, y X y Y son conjuntos. Las y 's típicamente se escogen para el control de las variables continuas x para forzar a una o más a ser cero o llevarlas a que tengan valores positivos. Escoger a y puede hacerse de tal forma que éstas aparezcan lineales, porque entonces así es mucho más fácil resolverlo. Las restricciones mostradas en (C2) representan los balances de masa y energía, las transformaciones de entrada y salida de los procesos, entre otros. Las desigualdades mostradas en (C3) son formuladas de tal forma que y influencia a x en la forma que se desea. El conjunto X es especificado por los acotamientos y otras desigualdades que involucran solamente a x , por otro lado Y es definido por las componentes y que son variables binarias o enteras, más otras desigualdades y ecuaciones que involucran solamente a y .

Los métodos B&B son garantía para resolver cualquier problema lineal o no lineal hasta que lo permita continuar el “gap⁵⁹” hasta cero, teniendo así una solución global encontrada en cada subproblema de cada nodo del árbol de B&B. Un óptimo global siempre es encontrado para la minimización de problemas de programación lineal (MILP) porque dos puntos interiores de programas lineales (PL) ayudan a encontrar una solución global y esto es debido a que los

⁵⁸ Hamdy A. Taha (2004). “Investigación de operaciones”. Ed. 7ª. Ed Prentice Hall. Pag. 373

⁵⁹ $tol \geq \frac{Gap}{1.0+|lb|}$.

programas lineales son problemas de programación convexos. En la minimización de problemas de programación no lineal (MINLP), si cada subproblema es suave y convexo, entonces cada solución local es un óptimo global, y por esas condiciones muchos algoritmos de problemas de programación no lineal (NPL) garantizan la convergencia a una solución global.

Las condiciones de suficiencia en las funciones en general de MINPL en las ecuaciones del (C1)-(C4) que garantizan la convexidad de cada subproblema son:

- El término $f(x)$ es convexo.
- Cada componente de las restricciones del vector de las funciones de igualdad $h(x)$ son lineales.
- Cada componente de las restricciones del vector de las funciones de desigualdad $g(x)$ son convexas en el conjunto X .
- El conjunto X es convexo.
- El conjunto Y es determinado por las restricciones lineales y las restricciones de valores enteros sobre y .

Si estas condiciones se retienen, y un subconjunto de variables y son fijas en variables enteras y las restricciones enteras sobre las restantes y 's son relajadas, el resultado del subproblema continuo (en las variables x y las relajadas variables y) es convexo. Muchos problemas prácticos mantienen estas condiciones, desafortunadamente muchos no, debido a que algunas de las restricciones de funciones de igualdad $h(x)$ son no lineales. Entonces no se puede garantizar en cada región factible de cada subproblema sea convexo, y que las soluciones globales que existan aseguren una solución global. En consecuencia la solución local de un NPL terminará como una solución local y no global en algún nodo del árbol, y en el problema de minimización, el valor de la función objetivo (llamada local) es más grande que el verdadero valor óptimo. Cuando el valor local es probado para ver si excede el uso de la frontera superior de la región factible, podría pasarlo, y el nodo se clasificaría como indefinido⁶⁰. No más nuevas ramas son permitidas para ese nodo. La clasificación de indefinido es falsa si el verdadero valor óptimo en el nodo es menor que el usado en la frontera superior de la región factible. Así, el procedimiento de B&B fracasa al encontrar cualquier mejora de la solución alcanzada por cualquier rama de ese nodo. Una solución no óptima del MINLP da como resultado.

El algoritmo de ramificación y acotamiento se define de la siguiente forma:

Suponiendo un problema de maximización, se establece una cota inferior inicial $z = -\infty$ del valor objetivo óptimo del programa lineal entero. Se iguala $i = 0$.

Paso 1. (Agotamiento/acotamiento). Se selecciona PL_i , el siguiente problema a examinar. Se resuelve PL_i y se trata de agotarlo, usando una de las tres condiciones.

El valor de z óptimo del PL_i no puede producir un valor objetivo mejor que la cota inferior actual.

PL_i produce una solución entera factible mejor, que la cota inferior actual.

PL_i no tiene solución factible.

Se presentaran dos casos:

⁶⁰ El término que se utiliza es fathomed.

Si PL_i está agotado y se encuentra una solución mejor, actualiza la cota inferior. Si todos los subprogramas se han agotado, detenerse; el programa lineal entero óptimo corresponde a la cota inferior actual, si la hay. En caso contrario, igualar $i = i + 1$ y repetir el paso 1.

Si PL_i no está agotado, seguir el paso 2, ramificar.

Paso 2. (Ramificación). Seleccionar uno de los valores enteros, x_j , cuyo valor óptimo x_j^* en la solución del PL_i no sea entero. Eliminar la región $[x_j^*] < x_j < [x_j^*] + 1$ (en la que $[v]$ define el mayor $\leq v$) creando dos subproblemas lineales que corresponden a $x_j \leq [x_j^*]$ y $x_j \geq [x_j^*] + 1$.

Igualar $i = i + 1$ e ir al paso 1.

Estos pasos se siguen para un problema de maximización. Para minimización se sustituye la cota inferior con una cota superior (cuyo valor inicial es $z = +\infty$).

El algoritmo de ramificación y acotamiento se puede ampliar en forma directa a problemas mixtos (en los que sólo algunas variables son enteras). Si una variable es continua nunca se selecciona como variable de ramificación. Un subproblema factible proporciona una nueva cota al valor objetivo si los valores de las variables discretas son enteros, y el valor objetivo mejora con relación a la cota actual.

Anexo D “Resultados de la simulación”

Red de 400 mi		
Costo de estación de compresión [MMUSD]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]	Costo total [MMUSD]
6.24	1.19	7.44

Ps [PSI]	Q [MPCD]	CR	B	Potencia [HP]	Costo de estación de compresión [MMUSD]	Pd [PSI]	L [mi]	D [in]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]
400	1,200	5	1	2371416	6.24	2000	350	35.05	0.50
						2000	400	35.93	0.58
1000	876.66	1	-	-	-	1000	50	27.84	0.06
						1000	50	27.84	0.06

Red de 650 mi		
Costo de estación de compresión [MMUSD]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]	Costo total [MMUSD]
18.73	6.91	25.64

Ps [PSI]	Q [MPCD]	CR	B	Potencia [HP]	Costo de Estación de compresión [MMUSD]	Pd [PSI]	L [mi]	D [in]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]
400	1200	5	1	2371416	18.73	2000	64	4.89	0.02
						2000	20	3.93	0.01
1000	894.26	1	-	-	-	400	630	48.42	1.20
						400	630	48.42	1.20
800	896.39	1	-	-	-	400	586	47.55	1.10
						400	586	47.55	1.10
800	896.39	1	-	-	-	400	586	49.56	1.14
						400	586	49.56	1.14

Red de 900 mi		
Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]	Costo total [MMUSD]
18.96	8.08	27.04

Ps [PSI]	Q [MPCD]	CR	B	Potencia [HP]	Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Pd [PSI]	L [mi]	D [in]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]
400	1200	5	1	2371416.37	18.73	2000	271.48	33.42	0.37
						2000	273.48	33.21	0.37
987.01	876.31	1	1	10358.63	0.23	1000	287.29	38.63	0.45
						1000	287.29	38.63	0.45
1000	894.26	1	-	-	-	1000	626.44	45.05	1.12
						1000	357.03	40.54	0.58
800	896.39	1	-	-	-	800	311.73	43.01	0.53
						800	311.73	43.01	0.53
800	896.39	1	-	-	-	800	312.10	43.02	0.53
						800	312.10	43.02	0.53
400	900	1	-	-	-	400	29	35.79	0.04
						400	29	35.79	0.04
400	900	1	-	-	-	400	29	35.79	0.04
						400	29	35.79	0.04
400	900	1	-	-	-	400	29	35.79	0.04
						400	29	35.79	0.04
400	900	1	-	-	-	400	-	-	-
400	900	1	-	-	-	400	269	54.34	0.57
						400	269	54.34	0.57
400	900	1	-	-	-	400	269	54.34	0.57
						400	269	54.34	0.57

Red de 1150 mi		
Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]	Costo total [MMUSD]
19.13	10.09	29.21

Ps [PSI]	Q [MPCD]	CR	B	Potencia [HP]	Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Pd [PSI]	L [mi]	D [in]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]
400	1200	5	1	2553408	18.73	2000	252.01	32.95	0.34
						2000	650	39.06	1.02
974.47	876.42	1	1	96657.30	0.39	1000	399.89	41.10	0.66
						1000	399.89	41.10	0.66
1000	894.47	1	1	0.45	-	1000	399.97	41.42	0.66
						1000	188.13	35.96	0.27
800	896.51	1	-	-	-	800	399.87	45.07	0.71
						800	399.87	45.07	0.71
800	896.51	1	-	-	-	800	399.87	45.07	0.71
						800	399.87	45.07	0.71
800	896.19	1	-	-	-	800	100	34.75	0.14
						800	100	34.75	0.14
800	896.37	1	-	-	-	800	99	34.69	0.14
						800	99	34.69	0.14
400	899.76	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	899.76	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	899.76	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	899.76	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	809.68	1	-	-	-	400	213.03	49.99	0.42
						400	213.03	49.99	0.42
400	809.68	1	-	-	-	400	213.03	49.99	0.42
						400	213.03	49.99	0.42

Red de 1400 mi		
Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]	Costo total [MMUSD]
19.23	12.33	31.56

Ps [PSI]	Q [MPCD]	CR	B	Potencia [HP]	Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Pd [PSI]	L [mi]	D [in]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]
400	1200	5	1	2553408	18.73	2000	502.01	37.50	0.76
						2000	650	39.06	1.02
1000	876.66	1	-	-	-	1000	399.89	41.11	0.66
						1000	399.89	41.11	0.66
993.67	894.26	1	1	38547.94	0.13	1000	499.97	43.19	0.86
						1000	288.13	38.95	0.45
796.81	896.39	1	1	28354.66	0.09	800	399.87	45.07	0.71
						800	399.87	45.07	0.71
796.81	896.39	1	1	28353.01	0.09	800	399.87	45.07	0.71
						800	399.87	45.07	0.71
796.63	896.19	1	1	29416.68	0.09	800	250	41.27	0.41
						800	100	34.75	0.14
796.63	896.37	1	1	29422.54	0.09	800	249	41.24	0.41
						800	249	41.24	0.41
400	900	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	900	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	900	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	900	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	900	1	-	-	-	400	150	48.71	0.29
						400	150	48.71	0.29
400	900	1	-	-	-	400	213.03	52.02	0.43
						400	213.03	52.02	0.43
400	900	1	-	-	-	400	213.03	52.02	0.43
						400	213.03	52.02	0.43

Red de 1650 mi		
Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]	Costo total [MMUSD]
19.23	13.43	32.66

Ps [PSI]	Q [MPCD]	CR	B	Potencia [HP]	Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Pd [PSI]	L [mi]	D [in]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]
400	1200	5	1	2,553,408	18.73	2000	752.01	40.45	1.22
						2000	900	41.52	1.49
1000	876.66	1	-	-	-	1000	399.89	41.11	0.66
						1000	399.89	41.11	0.66
993.67	894.26	1	1	38,547.94	0.13	1000	499.97	43.19	0.86
						1000	288.13	38.95	0.45
796.81	896.39	1	1	28,354.66	0.09	800	399.87	45.07	0.71
						800	399.87	45.07	0.71
796.81	896.39	1	1	28,353.01	0.09	800	399.87	45.07	0.71
						800	399.87	45.07	0.71
796.63	896.19	1	1	29,416.68	0.09	800	152	37.59	0.23
						800	100	34.75	0.14
796.63	896.37	1	1	29,422.54	0.09	800	249	41.24	0.41
						800	249	41.24	0.41
400	900	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	900	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	900	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	900	1	-	-	-	400	97.94	44.96	0.17
						400	97.94	44.96	0.17
400	900	1	-	-	-	400	150	48.71	0.29
						400	150	48.71	0.29
400	900	1	-	-	-	400	213.03	52.02	0.43
						400	213.03	52.02	0.43
400	900	1	-	-	-	400	213.03	52.02	0.43
						400	213.03	52.02	0.43

Red de 2000 mi		
Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]	Costo total [MMUSD]
19.23	18.06	37.29

Ps [PSI]	Q [MPCD]	CR	B	Potencia [HP]	Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Pd [PSI]	L [mi]	D [in]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]
400	1200	5	1	2,553,408	18.73	2000	650	39.36	1.03
						2000	650	39.06	1.02
1000	876.66	1	-	-	-	1000	650	45.03	1.16
						1000	650	45.03	1.16
993.67	894.26	1	1	38,547.94	0.13	1000	650	45.36	1.17
						1000	650	45.36	1.17
796.81	896.39	1	1	28,354.66	0.09	800	650	49.37	1.26
						800	650	49.37	1.26
796.81	896.39	1	1	28,353.01	0.09	800	650	49.37	1.26
						800	650	49.37	1.26
796.63	896.19	1	1	29,416.68	0.09	800	650	49.36	1.26
						800	650	49.36	1.26
796.63	896.37	1	1	29,422.54	0.09	800	650	49.37	1.26
						800	650	49.37	1.26
400	900	1	-	-	-	400	50	39.64	0.08
						400	50	39.64	0.08
400	900	1	-	-	-	400	50	39.64	0.08
						400	50	39.64	0.08
400	900	1	-	-	-	400	50	39.64	0.08
						400	50	39.64	0.08
400	900	1	-	-	-	400	50	39.64	0.08
						400	50	39.64	0.08
400	900	1	-	-	-	400	50	39.64	0.08
						400	50	39.64	0.08
400	900	1	-	-	-	400	50	39.64	0.08
						400	50	39.64	0.08
400	900	1	-	-	-	400	50	39.64	0.08
						400	50	39.64	0.08

Red de 3000 mi		
Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]	Costo total [MMUSD]
19.23	27.83	47.06

Ps [PSI]	Q [MPCD]	CR	B	Potencia [HP]	Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Pd [PSI]	L [mi]	D [in]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]
400	1200	5	1	2553408	18.73	2000	1,000	42.67	1.70
						2000	1,000	42.34	1.69
1000	876.66	1	-	-	-	1000	1,000	48.82	1.92
						1000	1,000	48.82	1.92
993.67	894.26	1	1	38547.94	0.13	1000	1,000	49.18	1.93
						1000	1,000	49.18	1.93
796.81	896.39	1	1	28354.66	0.09	800	1,000	53.52	2.09
						800	1,000	53.52	2.09
796.81	896.39	1	1	28353.01	0.09	800	1,000	53.52	2.09
						800	1,000	53.52	2.09
796.63	896.19	1	1	29416.68	0.09	800	1,000	53.52	2.09
						800	1,000	53.52	2.09
796.63	896.37	1	1	29422.54	0.09	800	1,000	53.52	2.09
						800	1,000	53.52	2.09

Red de 4000 mi		
Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]	Costo total [MMUSD]
19.23	34.59	53.82

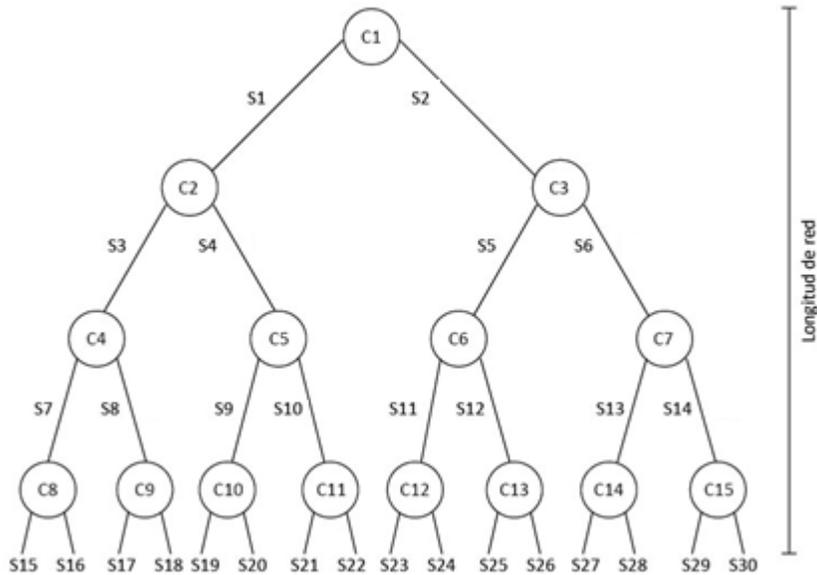
Ps [PSI]	Q [MPCD]	CR	B	Potencia [HP]	Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Pd [PSI]	L [mi]	D [in]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]
400	1200	5	1	2553408	18.73	2000	1,500	46.04	2.73
						2000	1,500	45.69	2.71
1000	876.66	1	-	-	-	1000	1,500	52.67	3.09
						1000	1,500	52.67	3.09
993.67	894.26	1	1	38,547.94	0.13	1000	1,500	53.07	3.11
						1000	1,500	53.07	3.11
796.81	896.39	1	1	28,354.66	0.09	800	1,000	53.52	2.09
						800	1,000	53.52	2.09
796.81	896.39	1	1	28,353.01	0.09	800	1,000	53.52	2.09
						800	1,000	53.52	2.09
796.63	896.19	1	1	29,416.68	0.09	800	1,000	53.52	2.09
						800	1,000	53.52	2.09
796.63	896.37	1	1	29,422.54	0.09	800	1,000	53.52	2.09
						800	1,000	53.52	2.09

Red de 5000 mi		
Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]	Costo total [MMUSD]
19.23	50.46	69.69

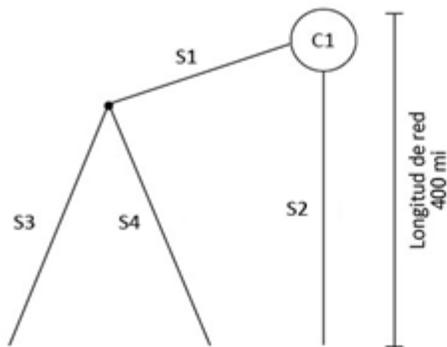
Ps [PSI]	Q [MPCD]	CR	B	Potencia [HP]	Costo de estaciones de compresión [MMUSD]	Pd [PSI]	L [mi]	D [in]	Costo de segmento de tubería [MMUSD]
400	1200	5	1	2,553,408	18.73	2000	2,002.01	48.60	3.83
						2000	1,900	47.76	3.58
1000	876.66	1	-	-	-	1000	1,399.89	51.99	2.85
						1000	1,399.89	51.99	2.85
993.7	894.26	1	1	38,547.94	0.13	1000	2,749.97	59.45	6.35
						1000	1,288.13	51.57	2.60
796.8	896.39	1	1	28,354.66	0.09	800	1,399.87	57.01	3.11
						800	1,399.87	57.01	3.11
796.8	896.39	1	1	28,353.01	0.09	800	1,399.87	57.01	3.11
						800	1,399.87	57.01	3.11
796.6	896.19	1	1	29,416.68	0.09	800	152	37.59	0.23
						800	200	39.58	0.32
796.6	896.37	1	1	29,422.54	0.09	800	1,249	55.80	2.72
						800	1,249	55.80	2.72
400	900	1	-	-	-	400	197.94	51.31	0.40
						400	197.94	51.31	0.40
400	900	1	-	-	-	400	197.94	51.31	0.40
						400	197.94	51.31	0.40
400	900	1	-	-	-	400	197.94	51.31	0.40
						400	197.94	51.31	0.40
400	900	1	-	-	-	400	197.94	51.31	0.40
						400	197.94	51.31	0.40
400	900	1	-	-	-	400	197.94	51.31	0.40
						400	197.94	51.31	0.40
400	900	1	-	-	-	400	150	48.71	0.29
						400	150	48.71	0.29
400	900	1	-	-	-	400	563.03	62.41	1.36
						400	563.03	62.41	1.36
400	900	1	-	-	-	400	563.03	62.41	1.36
						400	563.03	62.41	1.36

Anexo E “Figuras de redes optimizadas”

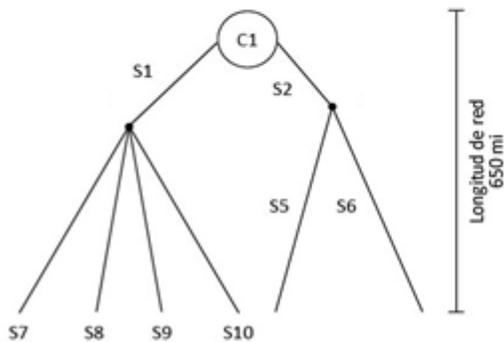
Red general antes de optimizar.



Redes optimizadas con longitud de red de 400 y 650 mi.

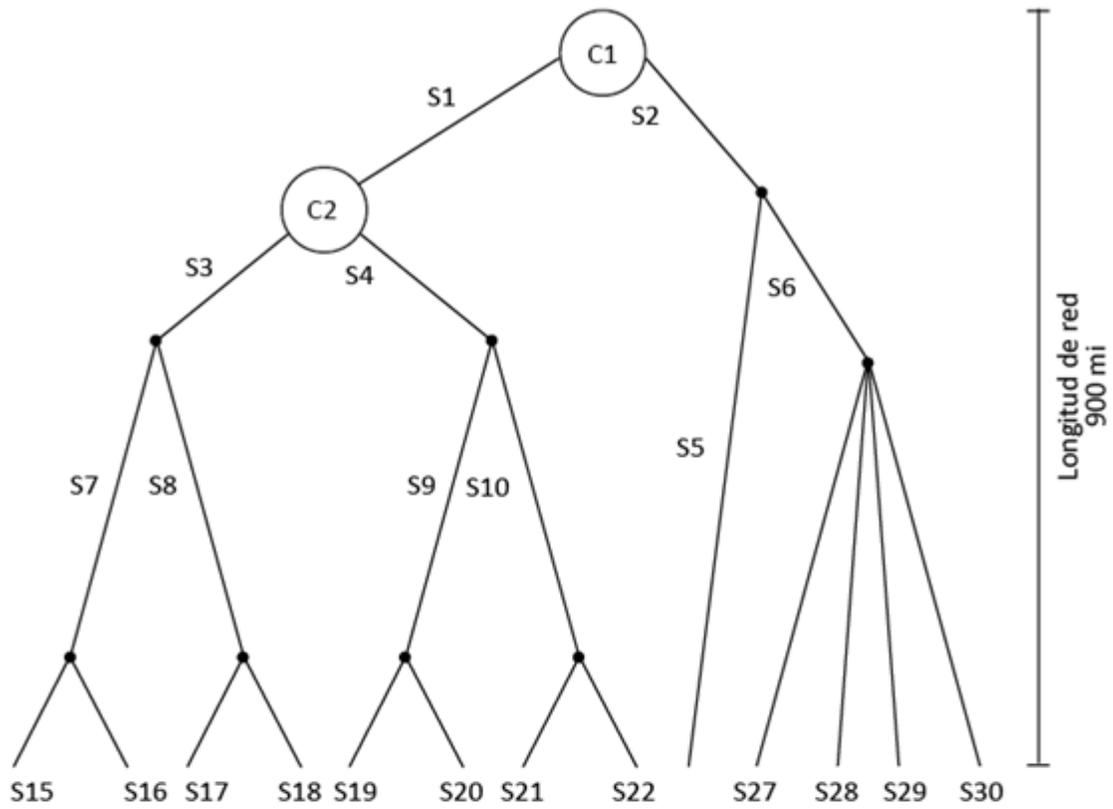


	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 1	350	35.04
Segmento 2	400	35.66
Segmento 3	50	27.83
Segmento 4	50	27.83



	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 1	64	25.48
Segmento 2	20	20.33
Segmento 5	630	48.42
Segmento 6	630	48.42
Segmento 7	586	47.54
Segmento 8	586	47.54
Segmento 9	586	49.56
Segmento 10	586	49.56

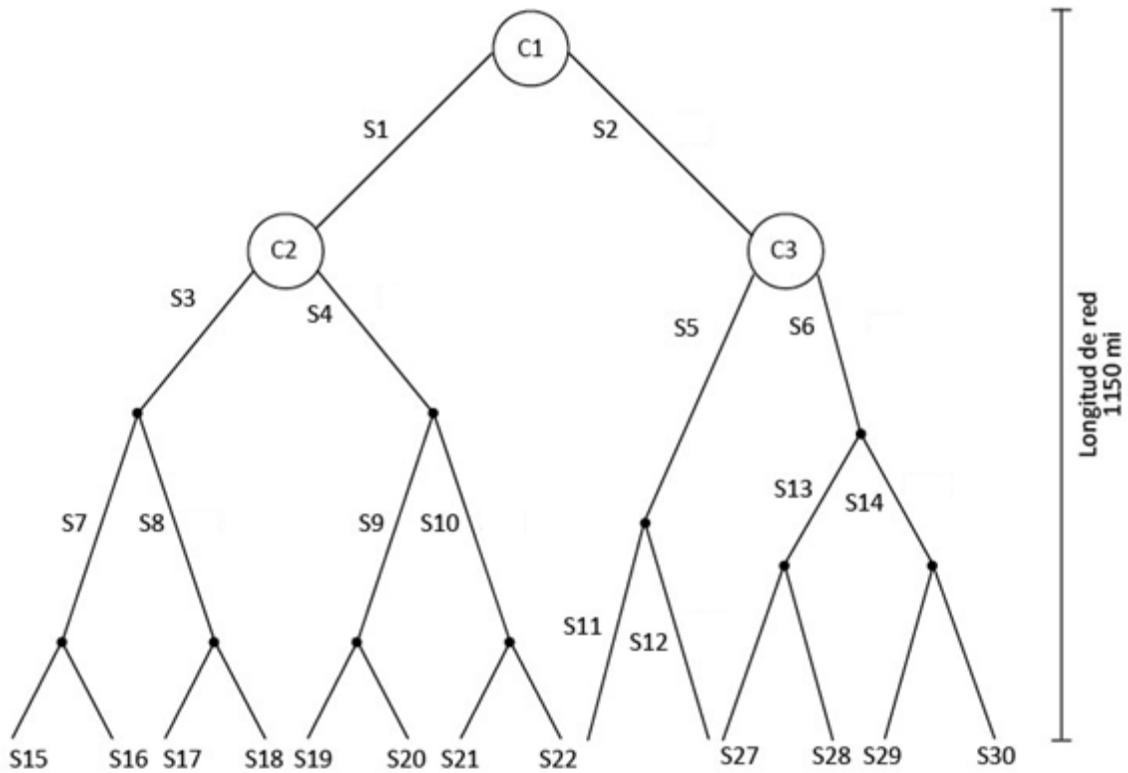
Red optimizada con longitud de red de 900 mi.



	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 1	271.48	33.41
Segmento 2	273.48	33.20
Segmento 3	287.29	38.63
Segmento 4	287.29	38.63
Segmento 5	626.44	45.05
Segmento 6	357.02	40.54
Segmento 7	311.73	43.01
Segmento 8	311.73	43.01
Segmento 9	312.10	43.02
Segmento 10	312.10	43.02
Segmento 15	29.00	35.79

	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 16	29	35.79
Segmento 17	29	35.79
Segmento 18	29	35.79
Segmento 19	29	35.79
Segmento 20	29	35.79
Segmento 21	29	35.79
Segmento 22	29	35.79
Segmento 27	269	54.34
Segmento 28	269	54.34
Segmento 29	269	54.34
Segmento 30	269	54.34

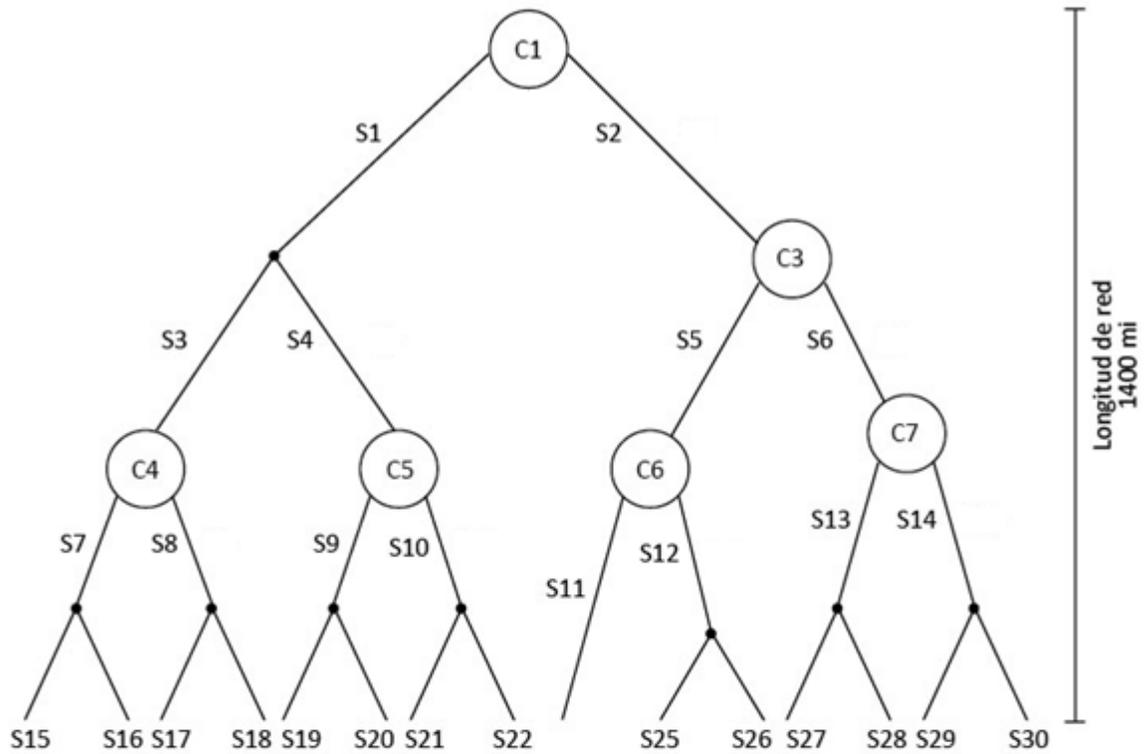
Red optimizada con longitud de red de 1150 mi.



	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 1	252.01	32.95
Segmento 2	650.00	39.05
Segmento 3	399.88	41.10
Segmento 4	399.88	41.10
Segmento 5	399.96	41.42
Segmento 6	188.13	35.95
Segmento 7	399.87	45.07
Segmento 8	399.87	45.07
Segmento 9	399.87	45.07
Segmento 10	399.87	45.07
Segmento 11	100	34.75
Segmento 12	100	34.75
Segmento 13	99	34.69

	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 14	99	34.69
Segmento 15	97.93	44.95
Segmento 16	97.93	44.95
Segmento 17	97.93	44.95
Segmento 18	97.93	44.95
Segmento 19	97.93	44.95
Segmento 20	97.93	44.95
Segmento 21	97.93	44.95
Segmento 22	97.93	44.95
Segmento 27	213.03	49.99
Segmento 28	213.03	49.99
Segmento 29	213.03	49.99
Segmento 30	213.03	49.99

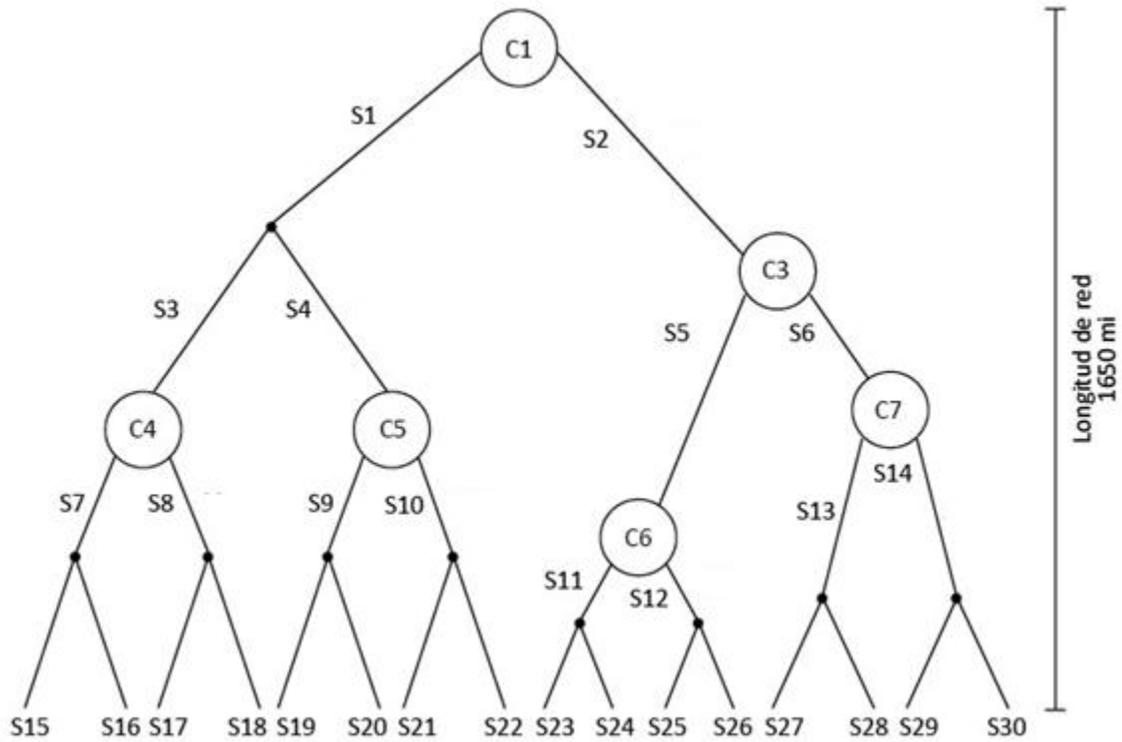
Red optimizada con longitud de red de 1400 mi.



	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 1	502.01	37.49
Segmento 2	650.00	39.05
Segmento 3	399.88	41.10
Segmento 4	399.88	41.10
Segmento 5	499.96	43.18
Segmento 6	288.13	38.94
Segmento 7	399.87	45.06
Segmento 8	399.87	45.06
Segmento 9	399.87	45.06
Segmento 10	399.87	45.06
Segmento 11	250	41.26
Segmento 12	100	34.75
Segmento 13	249	41.23
Segmento 14	249	41.23

	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 15	97.93	44.96
Segmento 16	97.93	44.96
Segmento 17	97.93	44.96
Segmento 18	97.93	44.96
Segmento 19	97.93	44.96
Segmento 20	97.93	44.96
Segmento 21	97.93	44.96
Segmento 22	97.93	44.96
Segmento 25	150	48.70
Segmento 26	150	48.70
Segmento 27	213.03	52.01
Segmento 28	213.03	52.01
Segmento 29	213.03	52.01
Segmento 30	213.03	52.01

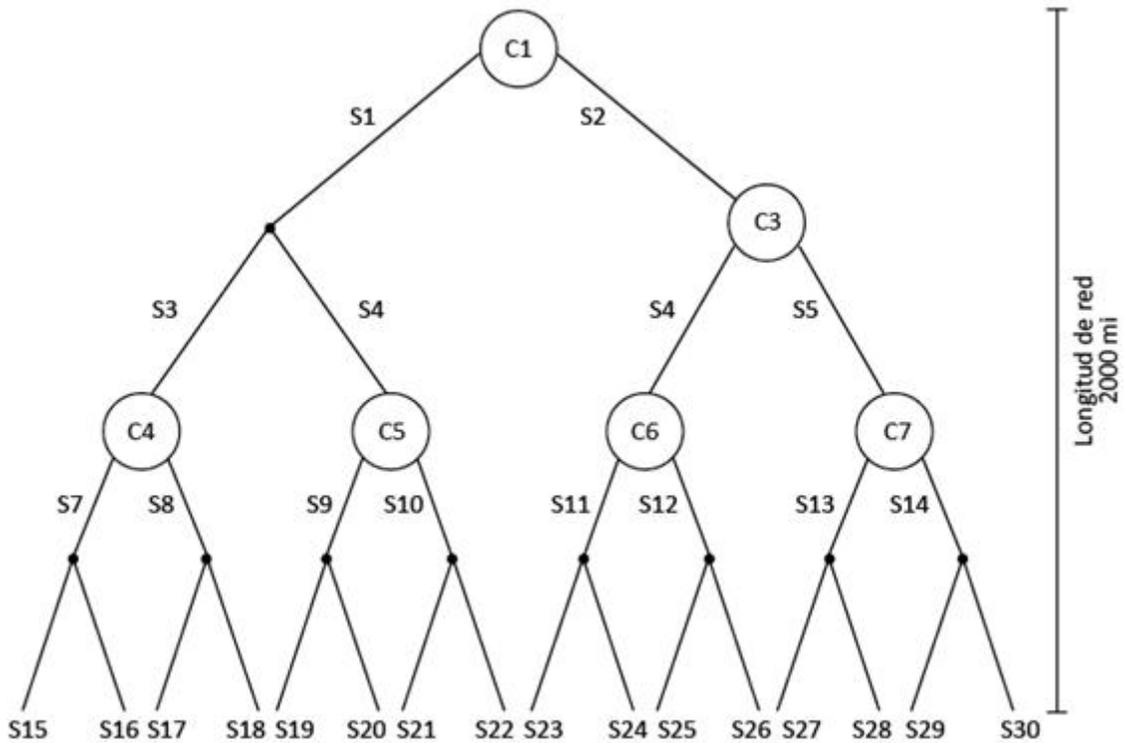
Red optimizada con longitud de red de 1650 mi.



	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 1	752.013	40.450
Segmento 2	900	41.51
Segmento 3	399.88	41.10
Segmento 4	399.88	41.10
Segmento 5	499.96	43.18
Segmento 6	288.13	38.94
Segmento 7	399.87	45.06
Segmento 8	399.87	45.06
Segmento 9	399.87	45.06
Segmento 10	399.87	45.06
Segmento 11	152	37.59
Segmento 12	100	34.75
Segmento 13	249	41.23
Segmento 14	249	41.23
Segmento 15	97.93	44.96

	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 16	97.938	44.964
Segmento 17	97.93	44.96
Segmento 18	97.93	44.96
Segmento 19	97.93	44.96
Segmento 20	97.93	44.96
Segmento 21	97.93	44.96
Segmento 22	97.93	44.96
Segmento 23	97.93	44.96
Segmento 24	97.93	44.96
Segmento 25	150	48.70
Segmento 26	150	48.70
Segmento 27	213.03	52.01
Segmento 28	213.03	52.01
Segmento 29	213.03	52.01
Segmento 30	213.03	52.01

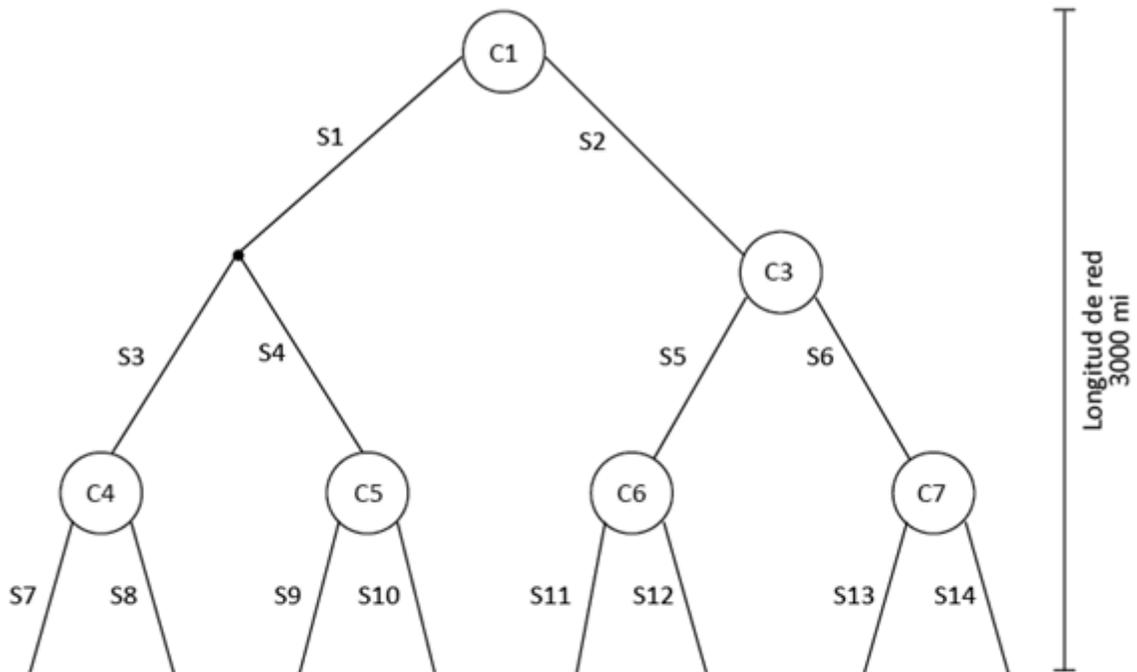
Red optimizada con longitud de red de 2000 mi.



	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 1	650	39.35
Segmento 2	650	39.05
Segmento 3	650	45.02
Segmento 4	650	45.02
Segmento 5	650	45.36
Segmento 6	650	45.36
Segmento 7	650	49.36
Segmento 8	650	49.36
Segmento 9	650	49.36
Segmento 10	650	49.36
Segmento 11	650	49.36
Segmento 12	650	49.36
Segmento 13	650	49.36
Segmento 14	650	49.36
Segmento 15	50	39.63

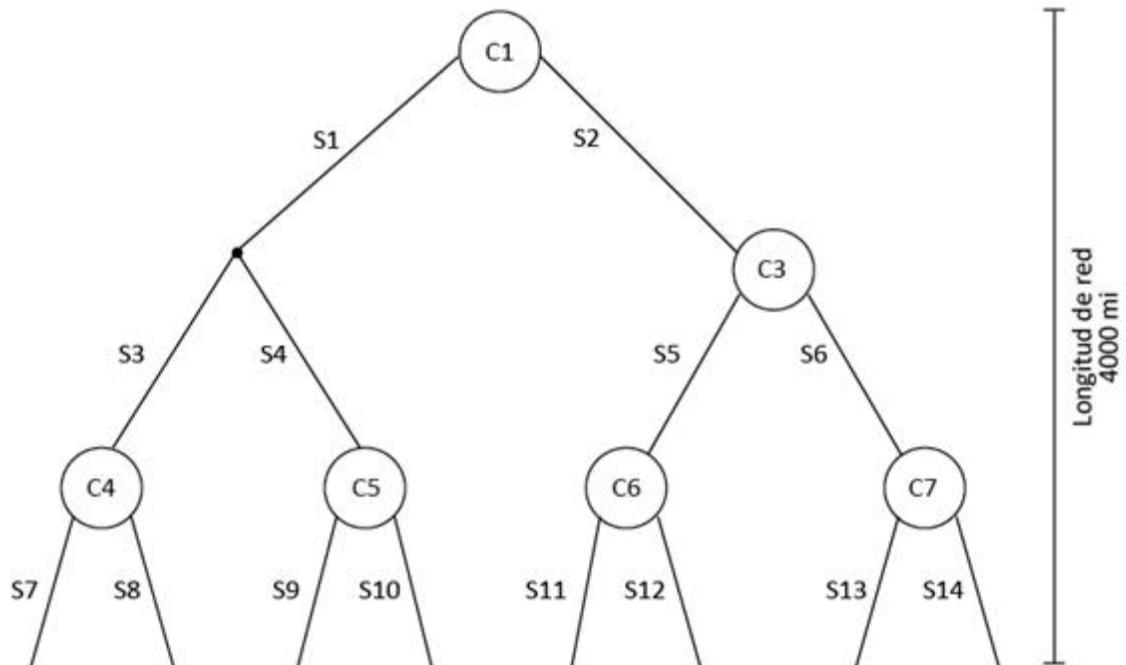
	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 16	50	39.63
Segmento 17	50	39.63
Segmento 18	50	39.63
Segmento 19	50	39.63
Segmento 20	50	39.63
Segmento 21	50	39.63
Segmento 22	50	39.63
Segmento 23	50	39.63
Segmento 24	50	39.63
Segmento 25	50	39.63
Segmento 26	50	39.63
Segmento 27	50	39.63
Segmento 28	50	39.63
Segmento 29	50	39.63
Segmento 30	50	39.63

Red optimizada con longitud de red de 3000 mi.



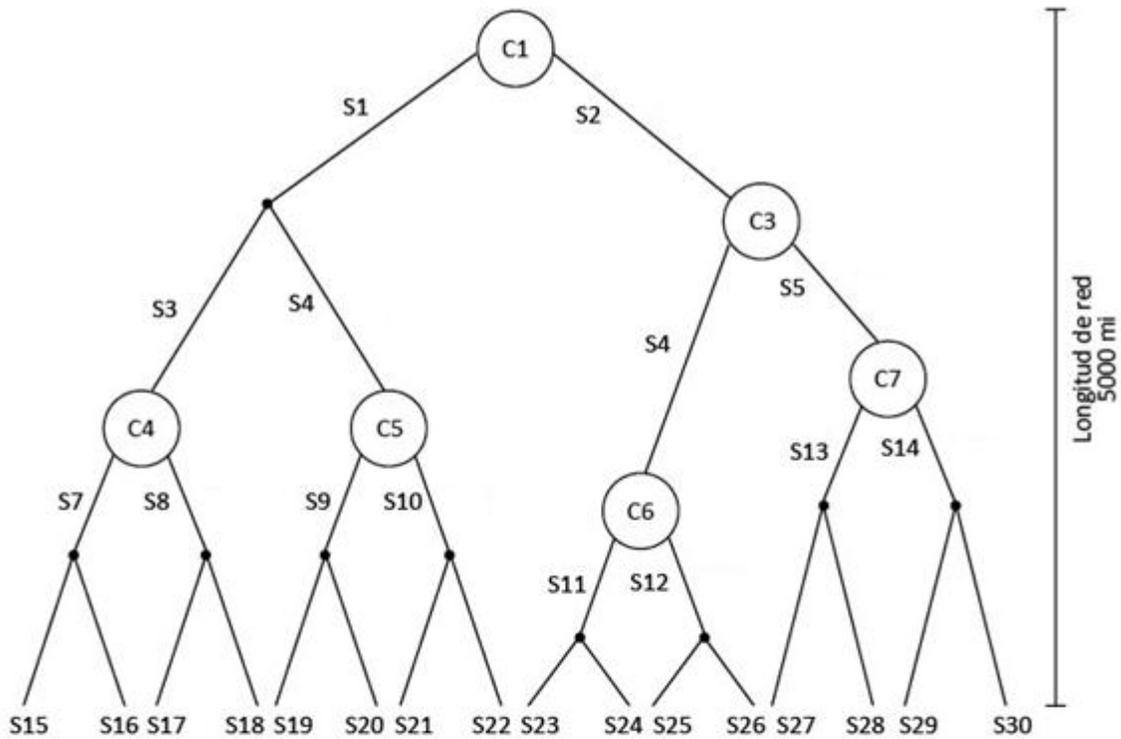
	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 1	1,000	42.67
Segmento 2	1,000	42.34
Segmento 3	1,000	48.81
Segmento 4	1,000	48.81
Segmento 5	1,000	49.18
Segmento 6	1,000	49.18
Segmento 7	1,000	53.52
Segmento 8	1,000	53.52
Segmento 9	1,000	53.52
Segmento 10	1,000	53.52
Segmento 11	1,000	53.51
Segmento 12	1,000	53.51
Segmento 13	1,000	53.52
Segmento 14	1,000	53.52

Red optimizada con longitud de red de 4000 mi.



	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 1	1,000	46.04
Segmento 2	1,000	45.69
Segmento 3	1,000	52.67
Segmento 4	1,000	52.67
Segmento 5	1,000	53.06
Segmento 6	1,000	53.06
Segmento 7	1,000	53.52
Segmento 8	1,000	53.52
Segmento 9	1,000	53.52
Segmento 10	1,000	53.52
Segmento 11	1,000	53.51
Segmento 12	1,000	53.51
Segmento 13	1,000	53.52
Segmento 14	1,000	53.52

Red optimizada con longitud de red de 5000 mi.



	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 1	2,002.01	48.60
Segmento 2	1,900.00	47.76
Segmento 3	1,399.88	51.99
Segmento 4	1,399.88	51.99
Segmento 5	2,749.96	59.45
Segmento 6	1,288.13	51.57
Segmento 7	1,399.87	57.00
Segmento 8	1,399.87	57.00
Segmento 9	1,399.87	57.00
Segmento 10	1,399.87	57.00
Segmento 11	152	37.59
Segmento 12	200	39.57
Segmento 13	1,249	55.79
Segmento 14	1,249	55.79
Segmento 15	197.93	51.30

	Longitud (mi)	Diámetro (in)
Segmento 16	197.93	51.30
Segmento 17	197.93	51.30
Segmento 18	197.93	51.30
Segmento 19	197.93	51.30
Segmento 20	197.93	51.30
Segmento 21	197.93	51.30
Segmento 22	197.93	51.30
Segmento 23	197.93	51.30
Segmento 24	197.93	51.30
Segmento 25	150	48.70
Segmento 26	150	48.70
Segmento 27	563.03	62.41
Segmento 28	563.03	62.41
Segmento 29	563.03	62.41
Segmento 30	563.03	62.41

Anexo E “Metodología para determinar el costo de la infraestructura del transporte de energía eléctrica”

Se determina el costo de la infraestructura necesaria para transportar energía eléctrica⁶¹ con las mismas redes optimizadas obtenidas en el capítulo cinco para el hidrógeno (H₂). El ejercicio realizado se muestra en la Tabla A6.1.

Se hace la analogía de la escala de transporte de H₂, gran planta centralizada (GPC), mediana planta centralizada (MPC) y distribución (D), en su equivalente en electricidad muy alta tensión (MAT), alta tensión (AT) y media tensión (MT). Se realiza la equivalencia de energía, es decir, el contenido energético del flujo de H₂ en un segmento de tubería dado se convierte a energía eléctrica transportada en una línea dada, la conversión se ejecuta de la siguiente manera:

$$\left(\frac{ft^3 \times 10^6}{d}\right) \times \left(\frac{Kg}{m^3}\right) \times \left(\frac{m^3}{ft^3}\right) \times \left(\frac{MJ}{Kg}\right) \times \left(\frac{MWh}{MJ}\right) \times \left(\frac{d}{24 h}\right) = MW \dots (A6.1)$$

El valor obtenido se multiplica por las millas de transmisión y por el costo unitario.

Los conceptos que se consideran para determinar el costo de la red son el costo de la instalación de la línea de transmisión por milla, alimentadores, reactores y bancos de transformación, con esto se obtiene el valor unitario de la inversión.

Tabla A6.1 Cálculo del costo unitario por escala de transporte de electricidad⁶²

Costo por milla de infraestructura por escala de transporte de electricidad				
	Unidades	MAT	AT	MT
Costo unitario de instalación				
Línea de transmisión	MUSD/mi	0.464	0.340	0.200
Alimentadores	MUSD	2.418	1.208	0.791
Reactores	MUSD	7.408	4.592	1.674
Bancos de transformación	MUSD	25.448	21.688	18.147
Inversión unitaria	USD/MW	346,903.059	192,646.096	115,419.733

⁶¹ La cantidad de energía eléctrica es el equivalente energético al flujo de hidrógeno planteado en el capítulo 5.

⁶² Mtro. Carlos Villanueva Moreno (2009). "Apuntes de la clase de Evaluación de Sistema Energéticos". UNAM

Anexo F “Glosario”

Transporte.- Se utiliza para todas formas y etapas que pasa el H₂ desde su producción hasta su consumo final.

Transmisión.- Transporte a granel del H₂ a partir de una planta de producción centralizada a un punto de trasbordo (en general un depósito de H₂ o terminal), donde se transfiere a un modo de distribución local (generalmente son camiones tráiler con tubos de presión, camiones cisterna criogénica de hidrógeno en estado líquido y tuberías).

Distribución.- Se define como la entrega del H₂ en las fronteras de la ciudad, suponiendo que existen estaciones locales de servicio.

Simulación.- Recreación de procesos que se dan en la realidad mediante la construcción de modelos que resultan del desarrollo de ciertas aplicaciones específicas. Los programas de simulación están muy extendidos y tienen capacidades variadas, desde sencillos juegos de computadora hasta potentes aplicaciones que permiten la experimentación industrial sin necesidad de grandes y onerosas estructuras

Optimización.-Acción y efecto de optimizar. Hace referencia a buscar la mejor manera de realizar una actividad.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. JOSÉ LUIS FERNÁNDEZ ZAYAS
Secretario: DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ
Vocal: DR. JUAN LUIS FRANÇOIS LACOUTURE
1^{er}. Suplente: DR. ARTURO GUILLERMO REINKING CEJUDO
2^{do}. Suplente: DR. JUAN JOSÉ AMBRIZ GARCÍA

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

CIUDAD UNIVERSITARIA

TUTOR DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

FIRMA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONÓMICA DEL
TRANSPORTE DE HIDRÓGENO EN MÉXICO:
DE LA PRODUCCIÓN AL CENTRO DE CONSUMO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ENERGÍA - SISTEMAS ENERGÉTICOS

P R E S E N T A :

ING. ADRIÁN LIVAS GARCÍA

TUTOR:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

2011

