



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY

Hidrógeno a partir de residuos sólidos urbanos en el Uruguay

Viabilidad técnica y económica

Marcelo Schimchak

Tesis de Maestría presentada al Programa de Posgrado en Ingeniería de la Energía, Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, como parte de los requisitos necesarios para la obtención del título de Magíster en Ingeniería de la Energía.

Director:

Dr.Ing. Prof. Gabriel Pena

Codirector:

Dr.Ing. Prof. Pedro Curto

Director académico:

Dr.Ing. Prof. Pedro Curto

Montevideo – Uruguay

Diciembre de 2023

Schimchak, Marcelo

Hidrógeno a partir de residuos sólidos urbanos en el Uruguay / Marcelo Schimchak. - Montevideo: Universidad de la República, Facultad de Ingeniería, 2023.

XXII, 110 p.: il.; 29, 7cm.

Director:

Gabriel Pena

Codirector:

Pedro Curto

Director académico:

Pedro Curto

Tesis de Maestría – Universidad de la República, Programa en Ingeniería de la Energía, 2023.

Referencias bibliográficas: p. 97 – 104.

1. Hidrógeno verde,
2. Energía renovable,
3. Transformación energética,
4. Economía circular,
5. Energía sustentable. I. Pena, Gabriel, *et al.* II. Universidad de la República, Programa de Posgrado en Ingeniería de la Energía. III. Título.

INTEGRANTES DEL TRIBUNAL DE DEFENSA DE TESIS

Dr. Felipe R. Centeno

Dr. Erika Teliz

Dr. Santiago Martinez

Montevideo – Uruguay
Diciembre de 2023

Agradecimientos

Agradezco a todas las personas que colaboraron con el desarrollo de este estudio, en especial a mi director de tesis y director académico por su tiempo y su guía en la elaboración de este trabajo:

- Dr. Ing. Gabriel Pena, , Instituto de Ingeniería Mecánica y Producción Industrial, UdelaR
- Dr. Ing. Pedro Curto, Instituto de Ingeniería Mecánica y Producción Industrial, UdelaR

A los profesionales que me han apoyado con su tiempo e información:

- Sebastián Bajsa, Asesor en Planificación de Gestión de Residuos Sólidos en Intendencia de Montevideo, IM
- Dr. Ing. Verónica Diaz, Instituto de Ingeniería Química, UdelaR
- Dr. Ing. Guillermo Moncecchi, Director de Desarrollo Ambiental, IM
- Ing. Alejandro Planchón, Jefe de Ingeniería, Julio Berkes
- Ing. Vanessa Rondine, Jefe de Presupuestación División Energía. Julio Berkes
- Ing. Jual Pablo Saldaña, Director de Operaciones y Gerente de Industria. Julio Berkes

A mi familia, Carolina, Guillermina, Candelaria, Gabriela y Patricia y a mis amigos más cercanos que me han brindado su apoyo y comprensión a lo largo de mi formación profesional.

RESUMEN

La utilización de vectores energéticos alternativos a los combustibles fósiles, como el Hidrógeno, para resolver el transporte pesado es algo cada vez más cercano. Por otro lado, la generación de residuos urbanos a nivel global se encuentra en fuerte crecimiento y una gran parte se trata con métodos poco amigables con el medio ambiente. En este trabajo se estudió una solución circular para resolver el transporte de los residuos sólidos de la ciudad de Montevideo, incinerando los residuos sólidos, generando energía eléctrica y utilizando parte de la misma para generar Hidrógeno que impulsa los camiones recolectores de residuos. Este trabajo tiene como objetivo estudiar la viabilidad técnica y económica de dicha solución. Se contemplaron distintos escenarios, considerando la coexistencia de la incineración con otros tipos de valorizaciones de mayor jerarquía.

Para estudiar la viabilidad técnica se realizó una revisión de las principales tecnologías de incineración así como una visión actual de las principales tecnologías del hidrógeno. Se verificó que la tecnología para la realización de una planta de generación de Hidrógeno a partir de residuos sólidos urbanos y la utilización en camiones recolectores se puede realizar con tecnología madura.

Para el estudio de viabilidad económica, el trabajo se focalizó en el cálculo del costo nivelado de energía. Dentro de los escenarios estudiados, el escenario más favorable en cuanto a resultados económicos resultó aquel en el cual se consideró que toda la materia orgánica de los residuos sólidos urbanos se destinaba a un proceso de recuperación a través de digestión anaerobia, elevando el poder calorífico inferior del combustible. No se encontró una solución que sea económicamente viable sin la intervención de un apoyo al proyecto, incluso suponiendo la exoneración total de impuestos.

Palabras claves:

Hidrógeno verde, Energía renovable, Transformación energética, Economía circular, Energía sustentable.

Lista de figuras

1.1	Tratamiento y disposición final de RSU a nivel global [9]	4
1.2	Principio general de jerarquía de gestión de residuos [5]	5
1.3	Tratamiento de RSU en países Europeos (EU-27) desde 1990 a 2020 [13]	8
1.4	Generación eléctrica del Uruguay 2021	10
2.1	Parrilla reciprocante [25]	18
2.2	Esparcidor fogonero para quema de RDF [26]	19
2.3	Disposicion de calderas: Horizontal, combinación, vertical [24]	21
4.1	Electrólisis alcalina (AEC) [45]	40
4.2	Tensión real de celda [44]	41
4.3	Electrólisis alcalina - Tanque unipolar [42]	42
4.4	Electrólisis alcalina - Tanque bipolar [42]	43
4.5	Electrólisis alcalina - Electrodo bipolar o “Zero gap” [46]	43
4.6	Diagrama de flujo de electrolizador alcalino con sistema mezclado [44]	44
4.7	Impureza de gases en electrólisis alcalina [44]	44
4.8	Membrana de Electrolito Polimérico (PEM) [45]	46
4.9	Electrólisis de estado Sólido (SOE) [45]	48
4.10	Métodos actuales de producción de Hidrógeno [41]	51
4.11	Programa REVIVE, Europa	58
5.1	Diagrama Sankey - Destino de fracciones del RSU en escenario 1	65
5.2	Diagrama Sankey - Destino de fracciones del RSU en escenario 2	68
5.3	Esquema de la instalación	70
5.4	Metodología para el dimensionamiento de la instalación	71
5.5	Diagrama Temperatura-entropía del ciclo de generación [71]	76

5.6	Destino de la potencia del combustible	81
5.7	Destino de la potencia térmica incinerada en función del vapor de extracción	87
5.8	Sensibilidad del LCOE-Venta de vapor en Escenario 1	88
5.9	Sensibilidad del LCOE-Venta de vapor en Escenario 2	89
5.10	Dependencia del LCOE con precio de venta de H ₂ , costo Felipe Cardozo y Capacidad de la planta en el Escenario 1	91
5.11	Dependencia del LCOE con precio de venta de H ₂ , costo Felipe Cardozo y Capacidad de la planta en el Escenario 2	91
1.1	Lavador humedo de 2 etapas con etapa de prefiltrado	108

Lista de tablas

2.1	Composición típica de residuos sólidos urbanos, Alemania 2001 [23]	16
2.2	Porcentaje de sistemas de combustión utilizados en plantas de incineración en Europa, en el año 2016 [24]	17
2.3	Límites de emisión para incineración de residuos al 7% de oxígeno [35]	25
2.4	Ejemplo de composición típica de cenizas de fondo [24]	30
5.1	Composición del RSU en la ciudad de Montevideo [60]	62
5.2	Poder Calorífico inferior medio del RSU en la ciudad de Montevideo [57]	63
5.3	Caracterización y poder calorífico inferior del RSUe1 [57]	66
5.4	Caracterización y poder calorífico inferior del RSUe2 [57]	68
5.5	Composición química del RSUe1 y RSUe2 [68]	69
5.6	Flujos principales de la instalación	69
5.7	Flota de camiones recolectores, Intendencia de Montevideo [62]	72
5.8	Parámetros de generación de Hidrógeno y potencia eléctrica asociada	72
5.9	Parámetros del ciclo de generación	75
5.10	Aire y productos de combustión	76
5.11	Rendimiento de generador de vapor	77
5.12	Consumo de residuos dedicados a la generación del Hidrógeno	78
5.13	Generación de energía eléctrica para volcar a la red eléctrica	78
5.14	Resumen de parámetros de funcionamiento de la planta	79
5.15	Principales consumos de agua de la planta	80
5.16	Características y tamaño del sistema	81
5.17	Rendimiento del sistema	82
5.18	Resumen de inversiones	83

5.19	Parámetros de partida	84
5.20	LCOE de partida	85
5.21	LCOE de referencia [78]	85
5.22	Parámetros de cogeneración	86
5.23	Análisis de sensibilidad del LCOE en función de la venta de vapor	88

Lista de siglas

Lista de siglas

- AEM** Electrólisis de membranas de intercambio aniónico 48
- ANCAP** Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland 11
- ANII** Agencia Nacional de Investigación e Innovación 11
- APCr** Residuos del Control de la Contaminación del Aire 27
- BID** Banco Interamericano de Desarrollo 12
- CHP** Cogeneración (Combined Heat and Power) 84, 86, 89, 95
- CO** Monóxido de Carbono 24
- CO₂** Dióxido de Carbono 6, 8, 49, 55
- COT** Sustancias orgánicas gaseosas y vaporosas expresadas como carbono orgánico total 24
- Cl** Cloro 28
- EA** Exceso de aire 75
- EE** Energía eléctrica 66, 78, 79, 82, 84, 85, 90
- ESP** Precipitador Electrostático 22, 26, 109
- HCl** Cloruro de Hidrógeno 27, 107, 108
- HF** Fluoruro de Hidrógeno 27, 107, 108
- Hg** Mercurio 28
- IEA** International Energy Agency 38, 97
- IM** Intendencia de Montevideo 63, 70, 89
- IRENA** International Renewable Energy Agency 9
- KOH** Hidróxido de Potasio 40, 44, 47, 49, 73
- LATU** Laboratorio Tecnológico del Uruguay 11
- LCOE** Costo Nivelado de Energía (Levelized Cost Of Energy) 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 94, 95
- MIEM** Ministerio de Industria, Energía y Minería 10, 11, 12, 98, 99

NH₃ Amoníaco 24, 28, 79, 109, 110
NO_x Óxidos de Nitrógeno 23, 24, 26, 27, 28, 50, 56, 79, 109, 110
NaOH Hidróxido de Sodio o Soda Cáustica 40, 108
ONU Organización de las Naciones Unidas 2, 8, 93
PCDD/F Dibenzo-p-dioxinas policloradas (PCDD) y Dibenzofuranos (PCDF) 24, 25, 26, 29
PCI Poder calorífico inferior 17, 20, 22, 49, 51, 55, 62, 65, 66, 67, 74, 93, 94
PCS Poder calorífico superior 39, 41
PDRS Plan Director de Residuos Sólidos de la IMM 2005 4
PEM Membrana de Electrolito Polimérico 39, 42, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 57, 73
PEMFC Pilas de combustible de membrana polimérica 56, 57, 58, 70
PET Tereftalato de Polietileno 64
PGE Plan de Gestión de Envases 61
PIB Producto Interno Bruto 61
PTFE Politetrafluoroetileno, comercialmente conocido como Teflon 26
RDF Residue Derived Fuel 15, 18
RSU Residuos Sólidos Urbanos 3, 4, 6, 15, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 24, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 75, 77, 78, 82, 90, 93, 94, 110
RSUe1 Residuo a incinerar en Escenario 1 65, 66, 67, 68, 88
RSUe2 Residuo a incinerar en Escenario 2 67, 68, 88
SCR Proceso de Reducción Catalítica Selectiva 28, 79, 110
SNCR Proceso de Reducción No Catalítica Selectiva 28, 109
SO₂ Dióxido de Azufre 27, 108
SO₃ Trióxido de Azufre 23
SOE Electrólisis de Estado Sólido o Solid Oxide Electrolysis 39, 48
SO_x Óxidos de Azufre 110
SRF Solid Recovered Fuel 15, 20
UE Unión Europea 2, 8
UNEP United Nations Environment Programme 97
UNFCCC United Nations Framework Convention on Climate Change 7
UNIT Instituto Uruguayo de Normas Técnicas 60
UTE Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas 11

Tabla de contenidos

Lista de figuras	XIII
Lista de tablas	XV
Lista de símbolos	XVI
Notaciones	XVI
Lista de siglas	XVIII
1 Introducción	1
1.1 Visiones sobre transporte y residuos urbanos	1
1.2 Tratamiento actual de residuos urbanos	3
1.2.1 Problemas de rellenos sanitarios:	5
1.2.2 Como evitar los rellenos sanitarios:	7
1.3 Antecedentes Internacionales	7
1.4 Antecedentes nacionales	9
1.4.1 Segunda transformación de la matriz energética del Uru- guay	9
1.5 Objetivos del estudio	12
1.6 Descripción de organización del texto	12
2 Incineración	15
2.1 Sistemas de combustión	16
2.1.1 Parrillas	17
2.1.2 Lecho fluidizado	18
2.2 Calderas	20
2.3 Tratamiento de gases de combustión	24
2.3.1 Técnicas para la reducción de material particulado (polvo)	25

2.3.2	Técnicas de reducción de emisiones de gas ácido - Cloruro de Hidrógeno, Fluoruro de Hidrógeno y Óxidos de Azufre	27
2.3.3	Técnicas de reducción de emisiones de NOx	27
2.3.4	Técnicas de reducción de emisiones de Mercurio	28
2.3.5	Técnicas para la reducción de emisiones de compuestos orgánicos	29
2.4	Manejo de cenizas	29
3	Turbogenerador y sistema de generación eléctrico	33
4	Tecnologías del Hidrógeno	37
4.1	Generalidades	37
4.2	Electrólisis	39
4.2.1	Electrólisis Alcalina	40
4.2.2	Membrana de Electrolito Polimérico (PEM)	45
4.2.3	Electrólisis de estado Sólido	48
4.2.4	Electrólisis de membranas de intercambio aniónico	48
4.2.5	Oxígeno derivado de electrólisis	49
4.3	Otras formas de obtención de Hidrógeno	50
4.4	Almacenamiento y transporte del Hidrógeno	51
4.4.1	Densidad volumétrica y energética del Hidrógeno	51
4.4.2	Métodos de almacenamiento de Hidrógeno	52
4.5	Sistemas de propulsión con Hidrógeno	56
4.5.1	Pilas de Hidrógeno	56
4.5.2	Vehículos propulsados a Hidrógeno	57
5	Caso de aplicación a la ciudad de Montevideo	59
5.1	Aspectos generales	59
5.1.1	Tipos de Residuos	59
5.2	Generación de residuos y sistema de recolección	60
5.2.1	Montevideo	60
5.2.2	Departamentos del interior del Uruguay	63
5.3	Alcance del caso de estudio	64
5.3.1	Definición de escenarios y PCI asociados	64
5.4	Características y dimensionamiento de la instalación	69
5.4.1	Flota de camiones	70

5.4.2	Sistema de almacenamiento y estación de carga	71
5.4.3	Electrolizador	73
5.4.4	Turbogenerador y Caldera	74
5.4.5	Planta de agua	79
5.4.6	Definición del sistema	80
5.5	Estudio económico/financiero	82
5.5.1	Aspectos generales	82
5.5.2	Inversiones	82
5.5.3	Parámetros de partida	83
5.5.4	Costo Nivelado de Energía - LCOE	83
5.5.5	Análisis de alternativas y análisis de sensibilidad	85
6	Conclusiones y consideraciones finales	93
6.1	Conclusiones	93
6.2	Trabajos a futuro	95
	Referencias bibliográficas	97
	Anexos	105
Anexo 1	Material complementario - Estado del arte	107
1.1	Lavado de gases de combustión	107
1.2	Técnicas de reducción de emisiones de NOx	109

Capítulo 1

Introducción

1.1. Visiones sobre transporte y residuos urbanos

Dos visiones plenamente vigentes para el transporte, que son motivo de discusión sobre quienes se imaginan el futuro energético, es el dilema **Hidrógeno vs baterías eléctricas**. Probablemente ambas tecnologías ganen su propio espacio de aplicación. La pregunta entonces sería: ¿qué tamaño de mercado tendrá el espacio de una y otra? ¿Los avances tecnológicos llevarán a que cada una tenga su propia era de liderazgo en la historia?

En el transporte liviano las baterías vienen desde hace una década penetrando cada vez más fuerte: mientras que en el 2021 el 5% de las ventas mundiales eran de vehículos de este tipo [1], se espera que en el 2023 pasen a un 18% del total de las ventas [2]. En el transporte pesado, ya sea terrestre, marítimo, aéreo y aeroespacial, esta penetración es menor y sigue siendo altamente dependiente de los fósiles.

Ya en el año **1923** J.B.S. Haldane, durante su charla para intelectuales de la Universidad de Cambridge, reflexionaba: “Personalmente, creo que dentro de 400 años, el suministro de energía en Inglaterra puede resolverse de la siguiente manera: El país estará cubierto de molinos de viento que funcionarán con generadores eléctricos, que a su vez suministran corriente a un voltaje muy alto a grandes redes eléctricas. A distancias adecuadas habrán grandes centrales eléctricas donde en tiempos de viento la energía sobrante se utilizará para la descomposición electrolítica del agua en Hidrógeno y Oxígeno. En tiempos de calma, los gases se recombinarán en motores que funcionarán con

dínamos que vuelven a producir energía eléctrica, o más probablemente en celdas de oxidación” [3].

Por otro lado, una reflexión realizada en el **2020** por Elon Musk, CEO de Tesla en su reunión de accionistas, dice: “El éxito del Hidrógeno es simplemente imposible; Fuel cells=Fool sells; las baterías ganarán al final” [4].

En el campo de la gestión de los residuos también pueden encontrarse distintas visiones. Una de las prácticas que se ha ido consolidando en el tiempo refiere a la valorización energética de residuos, generalmente a través de la incineración. El principio de jerarquía de los residuos más mundialmente aceptado incluye la **valorización energética de residuos previo a su eliminación** como una estrategia responsable y sostenible para compatibilizar las actividades humanas con el cuidado del medio ambiente [5]. El concepto japonés “Mottainai” expresa que es penoso que algo se descarte sin haber utilizado el total de su potencial - algo que sucede con regularidad en una economía lineal. Estudios de ciclo de vida demuestran que generalmente la incineración tiene menor impacto respecto al relleno sanitario, sobre todo por la menor generación de gases de efecto invernadero, por evitar la posible contaminación de corrientes de agua y la menor ocupación de tierras ya que el volumen de los residuos se reduce en un 90 % [6, 7]. Por otro lado, la valorización energética requiere de estudios y cuidados en lo que refiere a impactos a la salud, ambientales, sociales y económicos. Estos impactos pueden provenir, por ejemplo, de las emisiones gaseosas, de la disposición de cenizas o incluso de la competencia con otras formas de valorización con mayor jerarquía como el reciclado; todo esto demanda de una gestión cuidadosa e integrada para poder realizar la valorización de la mejor forma. Realizar un estudio de ciclo de vida específico para las condiciones y el sistema de gestión particular permite confirmar las ventajas ambientales que presenta la solución y se torna fundamental a la hora de tomar decisiones [8].

Las proyecciones actuales de generación mundial de residuos urbanos indican que la misma continuará en ascenso; un aumento del 70 % para el 2050 respecto al valor actual de 2000 millones de toneladas anuales. Este aumento de residuos viene asociado al aumento de la población - 9,7billones para 2050 de acuerdo a la Organización de las Naciones Unidas (ONU) - a una mayor urbanización y a un mayor ingreso económico de las familias de bajos ingresos proyectado principalmente para regiones en desarrollo [9]. En la Unión Europea (UE) se espera que el consumo de plásticos se duplique en los próximos

20 años y para contrarrestar se está legislando sobre la circularidad de los productos y de las economías para una serie de productos clave, como envases, materiales de construcción, vehículos, baterías y productos electrónicos.

Estos temas son motivo de creciente interés y gozan de mayor popularidad que en el pasado. Son desde auténticos motivadores para algunos individuos hasta parte importante de la visión que tienen muchas de las empresas modernas de hoy en día para proyectarse a futuro.

Los niños de hoy tienen mayor conciencia acerca del cuidado del medioambiente y de la compleja interrelación entre la naturaleza y las actividades humanas. Estamos generando **cultura ambiental**. Esta puede ser la gran diferencia entre un futuro **sostenible** - donde las actividades humanas se realicen en equilibrio entre el crecimiento económico, el cuidado del medio ambiente y el bienestar social - y la explotación descontrolada donde el “desarrollo” de las economías se realiza a costa de recursos finitos. El “Día de la sobrecapacidad de la Tierra” (“Overshoot day”), o sea, el día del año en el cual se consumieron los recursos que el planeta es capaz de sustentar pasó de ser del 23 de Octubre en el año 1987 a ser el 29 de Julio en el 2021 [10], es decir, se necesitan 1,7 planetas Tierra en el 2021 para sustentar la demanda de recursos de ese año.

Los desafíos a los que nos enfrentamos son enormes. El futuro nos brinda la posibilidad del cambio, de reaccionar de un modo responsable como sociedad y este cambio depende de todos.

1.2. Tratamiento actual de residuos urbanos

Los Residuos Sólidos Urbanos (RSU), que incluyen los generados en las viviendas, comercios, instituciones y de limpieza de espacios públicos (por tipos de residuos ver 5.1.1), representan una amenaza para la salud pública y el medio ambiente si no se tratan adecuadamente. El tratamiento inadecuado de residuos es un problema creciente, relacionado directamente con la forma en que la sociedad produce y consume [9].

Desde el punto de vista económico, la evidencia sugiere que en una ciudad de ingresos medios o bajos, donde no se realice una gestión de RSU, los costos son de 5 a 10 veces mayores de lo que costaría una gestión adecuada. Es dramáticamente más barato gestionar los residuos ahora de una manera ambientalmente racional que limpiar en los próximos años los “pecados del

pasado” [5].

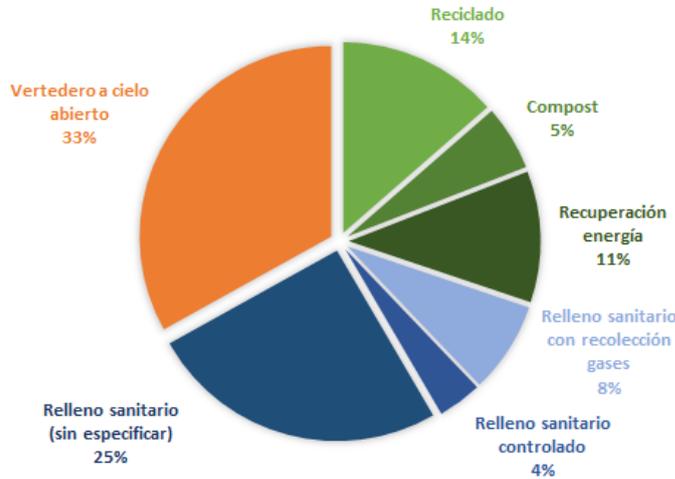


Figura 1.1: Tratamiento y disposición final de RSU a nivel global [9]

A nivel global, el destino final de los RSU se reparte en 3 partes similares entre lo que son: rellenos sanitarios (37%), disposición a cielo abierto (33%) y finalmente otros destinos con menor impacto como lo son la incineración, compostaje, digestión anaerobia y el reciclado (30%) (Figura 1.1).

El **principio general de jerarquía de gestión de residuos** mundialmente más aceptado, acordado por la convención de Basilea, de la cual Uruguay es miembro, establece un orden de prioridad para la gestión de los residuos (Figura 1.2). Las operaciones con mayor jerarquía son aquellas que evitan la generación de residuos, esto es: la **prevención, minimización y reutilización** de los materiales. Una vez que se genera el residuo, por debajo de estas le siguen: el **reciclado, otras recuperaciones (incluyendo energía), relleno sanitario y finalmente disposición controlada**. El principio indica que se debe agotar la posibilidad de la operación anterior antes de aplicar la siguiente. En el Uruguay los planes estratégicos para el manejo de residuos urbanos, tales como el Plan Director de Residuos Sólidos de la IMM 2005 (PDRS) incluyen esta jerarquía de residuos como uno de los principios rectores principales, aceptando cierta flexibilidad en el mismo regida por los costos de los sistemas.

Si se compara el destino final actual de los residuos a nivel global (Figura 1.1) con el principio general de jerarquía (Figura 1.2) se observa que los mayores destinos que actualmente tienen los residuos a nivel global son los que tienen menor jerarquía, o sea, los que tienen mayor impacto. Por lo tanto, se podría afirmar que para los residuos generados que ya han pasado por

las etapas de prevención, minimización y reutilización, **a nivel global, en la práctica, estamos actuando en oposición a este principio.** El 93 % de los desechos se vierte a cielo abierto en países de bajos ingresos y solo el 2 % en países de altos ingresos. Tres regiones arrojan más de la mitad de sus residuos a cielo abierto: Oriente Medio, África del Norte/Subsahariana y el Sur de Asia. Los países de ingresos medianos-altos tienen el porcentaje más alto de desechos en rellenos sanitarios, con un 54 %. En países de altos ingresos el 39 % termina en rellenos sanitarios, mientras el 36 % de los desechos se recicla o se composta y el 22 % restante se incinera. La incineración se usa principalmente en países de altos ingresos y tierras limitadas.



Figura 1.2: Principio general de jerarquía de gestión de residuos [5]

1.2.1. Problemas de rellenos sanitarios:

Los rellenos sanitarios son la forma más utilizada de gestión de residuos, tanto en el mundo como en el Uruguay, sin embargo, presentan varios problemas que incluyen:

- Los lixiviados, el líquido que se forma cuando el agua se filtra a través de los desechos de los rellenos, tienen riesgo de filtrar en la tierra y las aguas subterráneas. Si bien las reglamentaciones locales exigen que los verte-

deros tengan un revestimiento de plástico o arcilla, estos revestimientos pueden tener fugas y se requiere realizar monitoreos periódicos.

- Los rellenos atrapan los desechos bajo tierra con poco Oxígeno, por lo que incluso los desechos que normalmente se descompondrían rápidamente, como las frutas y las verduras, tardarán mucho tiempo en hacerlo en los rellenos. Algunos materiales en los rellenos tardarán más de un millón de años en descomponerse. El área deberá gestionarse para siempre para garantizar que no haya una contaminación excesiva o problemas urgentes.
- El relleno libera gas metano y Dióxido de Carbono (CO_2). Estos son gases de efecto invernadero, que contribuyen al proceso de calentamiento global. Según el volumen de desechos generados, su composición y cómo se gestionan, se estima que en el año 2016 se generaron 1600 millones de toneladas de emisiones de gases de efecto invernadero equivalentes a CO_2 a partir del tratamiento y eliminación de RSU, o sea, el **5 % de las emisiones mundiales**. Esto se debe principalmente al tratamiento de residuos en vertederos abiertos y rellenos sanitarios sin sistemas de recolección de gases. Dentro de los residuos, los vinculados a alimentos representan casi el 50 % de las emisiones.
- Afectación a los vecinos por emanación de olores
- En general existe resistencia social por la cercanía de estas instalaciones respecto a zonas residenciales. Existe un término utilizado en temas ambientales para describir este fenómeno: “not in my background yard” (“no en mi patio trasero”) [11].
- Valor inmobiliario: el emplazamiento del relleno sanitario, provoca la depresión del valor inmobiliario de los predios lindantes.
- Los vertederos presentan un riesgo de incendio debido a los gases que generan. El metano es el principal gas generado, que es combustible.
- Cuando no se realiza un cubrimiento diario de los residuos aparecen vectores, fundamentalmente gaviotas que impactan sobre la navegación aérea [12].

1.2.2. Como evitar los rellenos sanitarios:

Los rellenos sanitarios pueden minimizarse primeramente mediante el uso circular¹ y eficiente de los recursos, que minimicen la cantidad de residuos generados. Luego de generarse el residuo, los rellenos pueden sustituirse en forma casi completa destinando los residuos a otros tratamientos de menor impacto ambiental, como el reciclaje, el compostaje aerobio/anaerobio y la incineración.

En el caso de la incineración, solo la parte de origen orgánico ayuda a mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Pero una evaluación del ciclo de vida puede mostrar que **los beneficios ambientales favorecen la recuperación de energía mediante el procesamiento térmico para la fracción restante de los desechos que no pueden reciclarse, compostarse o digerirse anaeróbicamente de manera sostenible** [5].

La experiencia europea ilustra que la recuperación de energía a partir de residuos es compatible con altas tasas de reciclado y compostaje aerobio/anaerobio. Por lo tanto, correctamente gestionada, la incineración puede formar parte de una estrategia general de gestión de desechos, pero no a expensas de la reducción del reciclaje de desechos (Figura 1.3¹).

A pesar de lo anterior, el “Global Waste Management Outlook” [5] concluye que en muchos países de bajos y medianos ingresos, es probable que un relleno sanitario bien diseñado represente a menudo la “mejor opción ambiental practicable” para los desechos que no se pueden reciclar económicamente, al menos hasta que la industria logre eliminarlos mediante el diseño.

1.3. Antecedentes Internacionales

Existen varios acuerdos internacionales vigentes que están relacionados e impactan en el presente estudio:

- **Pacto climático CP26 de UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC) en Glasgow 2021**, donde se incluyen las siguientes medidas principales

¹A diferencia de las economías lineales, donde se utilizan recursos para fabricar productos que luego de su uso se desechan, en economías circulares se busca minimizar la cantidad de desechos, promoviendo caminos alternativos previos, como ser: mantenimiento, reutilización, renovación, entre otros

¹El término “compostado” incluye tanto el compostaje aerobio como anaerobio

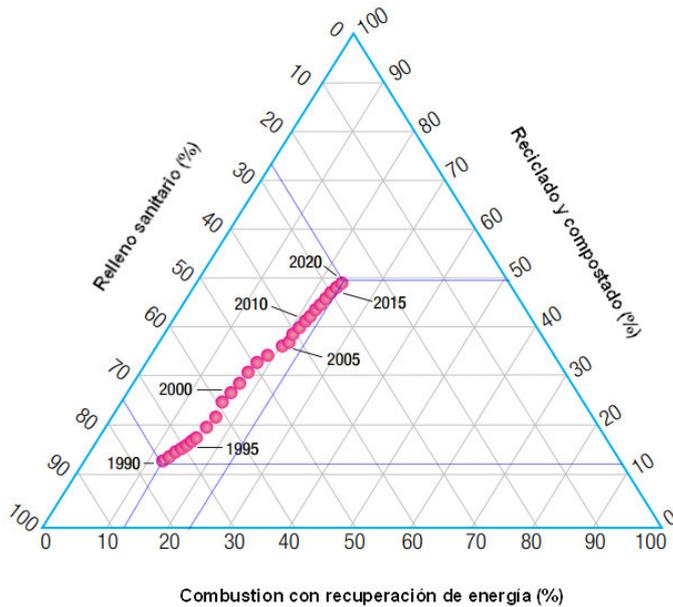


Figura 1.3: Tratamiento de RSU en países Europeos (EU-27) desde 1990 a 2020 [13]

para limitar a 1,5°C el calentamiento global: 1. **Reducir las emisiones de CO₂ en un 45 % para el 2030 y reducir a cero para el 2050** [14]. 2. Más de 100 países se inscribieron en el compromiso de Metano global, para **reducir las emisiones globales de Metano en un 30 % para 2030**. Esto incluye a 6 de los 10 principales emisores de Metano del mundo: Estados Unidos, Brasil, UE, Indonesia, Pakistán y Argentina. Esto equivale a un potencial de 46 % de las emisiones globales de Metano.

- **Objetivos de Desarrollo Sostenible de 2030** de estados miembros de la ONU, firmado en el 2015, que incluyen metas para temas como: energías no contaminantes, acción por el clima, cuidado de la vida submarina y de ecosistemas terrestres [15].
- **Pacto Verde Europeo** - COM(2019) 640 final - tiene como objetivo lograr la neutralidad climática de aquí a 2050 y a desvincular el crecimiento económico del uso de recursos. Para lograrlo implica esforzarse por reducir su huella de consumo y **duplicar su tasa de utilización de material circular en la próxima década**.
- **Nuevo Plan de acción para la economía circular** por una Europa más limpia y más competitiva, Bruselas, 11.3.2020, COM(2020) 98 final, la Directiva sobre diseño ecológico regula con éxito el rendimiento energético y algunas características de circularidad de los productos rela-

cionados con la energía. A fin de conseguir que todos los productos sean adecuados para una economía climáticamente neutra, eficiente en el uso de los recursos, circular y reduciendo los residuos, la Comisión propondrá una iniciativa legislativa sobre una política de productos sostenible. El objetivo es de **reducir a la mitad la cantidad de residuos urbanos residuales (no reciclados) de aquí a 2030**.

La International Renewable Energy Agency (IRENA) prevé que para lograr el objetivo de limitar a 1,5°C el calentamiento global hacia el año 2050, el 12 % de la energía final consumida será a través de Hidrógeno; dos tercios a partir de Hidrógeno verde y un tercio a partir de Hidrógeno azul (por código de colores del Hidrógeno ver 4.1, página 37). Esto implicaría pasar de una capacidad de electrolización mundial actual de 0,3GW a una capacidad de 5000GW para el año 2050. El uso del Hidrógeno colaboraría a reducir las emisiones globales entre un 6 % [16] y un 10 % [17] en este esquema.

Ver 4.5.2, por antecedentes internacionales de programas de transporte de camiones de recolección de residuos propulsados a hidrógeno.

1.4. Antecedentes nacionales

1.4.1. Segunda transformación de la matriz energética del Uruguay

En la “primer transformación energética” del Uruguay se logró la descarbonización casi total de la matriz eléctrica. En el promedio de los años 2017-2020, el 97 % de la electricidad que se generó en Uruguay provino de energías renovables (44 % hidro, 32 % eólica, 18 % biomasa y 3 % solar) [18]. En el año 2021 la matriz eléctrica continuó siendo mayormente renovable (85 %), aunque algo menor al de años anteriores debido a la importante exportación de potencia térmica hacia países limítrofes afectados por sequías. En el 2022 y 2023 el porcentaje de renovable en la energía eléctrica fue del 91 % de acuerdo al Balance Energético Nacional.

La segunda etapa de la transición energética en Uruguay incluye el desarrollo de una economía del hidrógeno y la continuación de la descarbonización del sector energético y de producción de materias primas. Uruguay tiene muchos atributos para ser un productor de hidrógeno verde para ser exportado

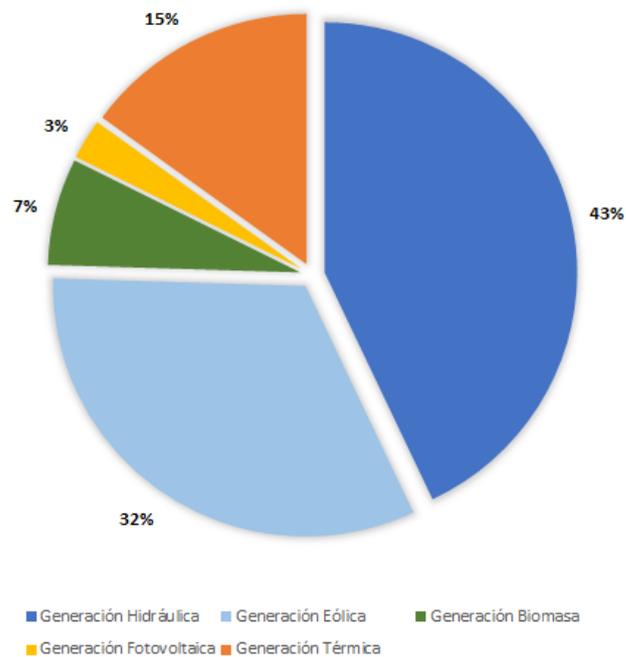


Figura 1.4: Generación eléctrica del Uruguay 2021

y consumido localmente, en forma directa y en industrias relacionadas a la producción de materias primas y química verde; estas, a su vez, podrán ser consumidas localmente o exportadas [18].

Actualmente la matriz de abastecimiento de energía es 63 % renovable, mientras que el 37 % restante aún es de origen fósil (36 % petróleo y 1 % gas). Dos terceras partes de este petróleo se destina al abastecimiento del sector transporte. Dentro del sector transporte, el sector pesado de camiones al cual apuntaría el Hidrógeno verde, representa el 4 % de la flota pero genera el 36 % de las emisiones del transporte terrestre¹. Además del transporte carretero, el Hidrógeno verde apuntaría a descarbonizar el transporte marítimo y el transporte aéreo.

Uruguay posee ciertas características que favorecen la producción del hidrógeno verde: gran potencial para la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica y solar fotovoltaica combinada; la posibilidad de expandir la generación de renovables al área marítima a partir de la instalación de energía eólica off shore; puertos de acceso al Atlántico para permitir la

¹Entrevista con Ing. Martín Scarone, Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), 2021

exportación; y rutas de acceso a todo el país e infraestructura para el transporte local. Además, Uruguay es un país confiable para recibir inversiones.

La incorporación de hidrógeno verde busca dar al Uruguay desarrollo industrial, económico y laboral; mayor independencia energética; disminución de la vulnerabilidad respecto de la volatilidad de los precios del petróleo; disminución de emisión de gases de efecto invernadero a través de la descarbonización de otros sectores de la economía (transporte e industria) y ahorro de divisas¹.

- **H2U-Hoja de ruta del Hidrógeno verde y derivados en Uruguay.** En Abril de 2021 se realizó un Data room para lanzar el proyecto piloto H2U para articular esfuerzos públicos y privados en busca de avanzar hacia la producción de hidrógeno verde en el Uruguay [19]. En 2023 se lanza la versión final de la hoja de ruta donde se estudia el potencial desarrollo de la economía del hidrógeno verde y derivados para el Uruguay y se establecen las metas que se podrían alcanzar.
- **Fondo sectorial de Energía.** El fondo está organizado por un grupo interinstitucional que incluye a Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII) y MIEM. El fondo sectorial de energía tiene dentro de sus líneas prioritarias el H2 verde.
- **Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde.** El fondo está organizado por un grupo interinstitucional que incluye a ANCAP, UTE, ANII, MIEM, Laboratorio Tecnológico del Uruguay (LATU), Uruguay21 y Ministerio de Ambiente. Se lanzó en Marzo de 2022 con el fin de apoyar económicamente el desarrollo de proyectos piloto para caso reales de negocio (permitirá una financiación de 10 millones de dólares), que puedan implementarse, que sean sostenibles en el tiempo y útil a la economía del país. Podrán participar personas jurídicas nacionales y consorcios de personas jurídicas nacionales y extranjeras del sector privado radicadas en el país. Deberán acreditar experiencia en la instalación y operación de electrolizadores de un mínimo de 1MW de potencia [20].
- **Fondo Conjunto de las Naciones Unidas para los Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS).** En Marzo de 2021 se confirma que el proyecto presentado por Uruguay a través de la DNE es una de las 4

¹Entrevista con Ing. Martín Scarone, MIEM, 2021

propuestas seleccionadas por este Fondo. La propuesta uruguaya consiste en tomar acciones que inicien la segunda fase de transición energética nacional. Se espera que este fondo se complemente con el financiamiento de otras entidades, para alcanzar un monto total de 70 millones de dólares que serán canalizados a través de instituciones financieras de plaza [21].

- **Consultoría en cooperación técnica con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).** Análisis de factibilidad técnica y económica de la producción de amoníaco y fertilizantes verdes, así como de su logística asociada.
- **Misión oficial en Europa del MIEM.** Noviembre de 2021. Se cosecharon acuerdos de cooperación para promover inversiones en hidrógeno verde en Uruguay. Las mismas incluyeron reuniones en Alemania, Francia, Países Bajos e Italia.

1.5. Objetivos del estudio

El objetivo de este estudio es analizar la viabilidad técnica y económica para el uso circular de residuos urbanos en los sistemas de recolección de basura utilizando el Hidrógeno como vector. Esto es, la generación de Hidrógeno para los camiones recolectores de basura generados a partir de la propia basura que recolectan. De este modo también atacar algunos de los problemas de los camiones que se utilizan hoy en día, que funcionan típicamente a gasoil, con sus problemas asociados de particulado, ruido intenso durante la marcha y vaciado del contenedor, además de las emisiones contaminantes y de efecto invernadero, típicas de la quema de combustibles fósiles.

1.6. Descripción de organización del texto

En los siguientes capítulos se analizará el avance tecnológico de cada componente de la cadena de producción a estudiar. Para la generación de energía eléctrica a partir de los residuos sólidos urbanos se revisarán en principio las tecnologías de incineración, incluyendo los sistemas de combustión, las calderas, tratamiento de gases y manejo de cenizas. Luego se estudiarán los turbo-generadores que a partir del vapor generado producirán energía eléctrica. A continuación se repasará el avance de la generación de Hidrógeno a partir de

energía eléctrica. Finalmente se estudiarán los avances en cuanto al almacenamiento de Hidrógeno y su uso para propulsión vehicular.

Se realizará un análisis técnico y económico de un caso de estudio, que se analizará a partir del establecimiento de distintos escenarios, buscando que el caso de estudio no compita con otras opciones de valorización de mayor jerarquía.

Finalmente se presentan las conclusiones del trabajo.

Capítulo 2

Incineración

La incineración de residuos se puede subdividir en:

- **Incineración de desechos residuales primarios.** En este tipo de incineración no se realiza un pretratamiento, más allá del mezclado en la zona de carga o del retiro de algún elemento de gran tamaño; este es el tipo de incineración más convencional.
- **Incineración de residuos pretratados.** Cuando los RSU se procesan como un combustible como el Residue Derived Fuel (RDF), el aumento en el contenido de energía del RDF se logra debido al secado de los desechos y la eliminación de materiales reciclables (vidrio, metales) y materiales inertes (piedras, etc.), que no contribuyen al contenido energético de los residuos. Por lo tanto, el RDF incluye materiales con un contenido energético significativo como plásticos, materiales biodegradables secos, textiles, etc. Los RSU sin procesar normalmente tienen un contenido energético de 8,4 a 12,6MJ/kg (2000 a 3000kcal/kg), mientras que los RDF pueden tener un contenido energético de 12,6 a 16,7MJ/kg (3000 a 4000kcal/kg) [22]. Los RDF incluyen los Solid Recovered Fuel (SRF)¹.

La composición del RSU no es fija y presenta gran variabilidad en función de varios factores (ver tabla 2.1 por composición de referencia).

Una planta de incineración con recuperación de energía se compone principalmente de los siguientes elementos clave:

¹Los SRF son un subconjunto dentro de los RDF que se producen para cumplir estándares establecidos, están mejor documentados y la calidad es conocida. Estas características son valoradas especialmente para la concreción de negocios en el comercio internacional del RDF

Tabla 2.1: Composición típica de residuos sólidos urbanos, Alemania 2001 [23]

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Cenizas (% BH)	20–35	Pb (mg/kg BS)	100–2.000
C (% BS)	18–40	Cd (mg/kg BS)	1–15
H (% BS)	1–5	Cu (mg/kg BS)	200–700
N (% BS)	0,2–1,5	Zn (mg/kg BS)	400–1.400
O (% BS)	15–22	Hg (mg/kg BS)	1–5
S (% BS)	0,1–0,5	Ti (mg/kg BS)	<0,1
F (% BS)	0,01–0,035	Mn (mg/kg BS)	250
Cl (% BS)	0,1–1	V (mg/kg BS)	4–11
Br (% BS)	NI	Ni (mg/kg BS)	30–50
I (% BS)	NI	As (mg/kg BS)	2–5
		Se (mg/kg BS)	0,21–15
		PCDD/F (ng I-TEQ/kg)	50–250

- Pretratamiento de residuos¹
- Sistema de combustión
- Caldera o recuperador de energía
- Tratamiento de gases de combustión
- Manejo de cenizas

2.1. Sistemas de combustión

Las tecnologías de incineración más comunes (ver Tabla 2.2 con el uso en países Europeos, donde se observa la predominancia de sistemas de parrilla) son:

- Parrillas
- Lechos fluidizados
- Hornos rotativos
- Sistemas de pirólisis y gasificación

Junto con la quema de RSU es viable realizar la quema simultánea o co-incineración con una parte de residuos comerciales e industriales no peligrosos, lodos de planta de tratamiento, residuos clínicos o residuos peligrosos [24] (ver sección 6.2, dentro de estudios a futuro).

¹En el caso de estudio no se realizará un pretratamiento de residuos, por lo cual este elemento no se desarrollará

Tabla 2.2: Porcentaje de sistemas de combustión utilizados en plantas de incineración en Europa, en el año 2016 [24]

Técnica	RSU	Otros residuos no peligrosos	Residuos peligrosos	Lodos de tratamiento	Residuos médicos
Parrillas reciprocantes	56 %	43 %	0 %	0 %	0 %
Parrillas - otros tipos	36 %	37 %	12 %	0 %	0 %
Hornos rotativos	2,50 %	0 %	72 %	0 %	0 %
Hornos estáticos	0 %	0 %	16 %	0 %	67 %
Lecho fluidizado	5 %	20 %	0 %	100 %	0 %
Gasificación/Pirólisis	0,50 %	0 %	0 %	0 %	33 %

A continuación se describirán con mayor profundidad los dos sistemas de combustión más utilizados para la incineración de RSU.

2.1.1. Parrillas

Las parrillas móviles son los sistemas más utilizados para la quema de RSU, representando aproximadamente el 90 % de las instalaciones en Europa [24]. Los residuos se mueven lentamente a través de la cámara de combustión mediante un sistema mecánico, que generalmente **produce el volteo del combustible para homogeneizar y mezclar los residuos** (Figura 2.1). Los RSU entran por un extremo y las cenizas se descargan continuamente en el otro. El aire ingresa generalmente por debajo de la parrilla (aire primario) así como por sobre la parrilla (aire secundario y/o terciario). Las condiciones del proceso se controlan para optimizar la combustión, maximizar la combustión completa y minimizar la producción de contaminantes.

Como ventaja principal, **las parrillas generalmente no requieren de un pretratamiento del combustible** previo a entrar a la zona de carga o cámara de combustión ya que son capaces de aceptar partículas de gran tamaño y peso sin afectar sensiblemente la operación. Las parrillas son relativamente fáciles de operar. Finalmente, los costos de operación son relativamente bajos [24].

El uso de parrillas enfriadas por aire en Europa es muy común, aproximadamente el 90 % de los RSU incinerados se tratan en plantas que usan parrillas enfriadas por aire. El aire primario se utiliza para oxidar el combustible y también para refrigerar la parrilla. En el caso de RSU con alto Poder calorífico inferior (PCI), mayor a 14,6MJ/kg (3500kcal/kg) se puede ir a enfriamiento por agua, que permite controlar la temperatura de la parrilla con mayor independencia del suministro de aire primario. Esto puede permitir que

la temperatura y el suministro de aire (oxígeno) se optimicen para mejorar el rendimiento de la combustión, pero los sistemas suelen ser más complejos y más costosos [24].

Los RSU generalmente tienen un alto contenido de volátiles, que se queman por sobre la parrilla y solo una pequeña parte de la incineración real tiene lugar sobre la parrilla o cerca de ella.

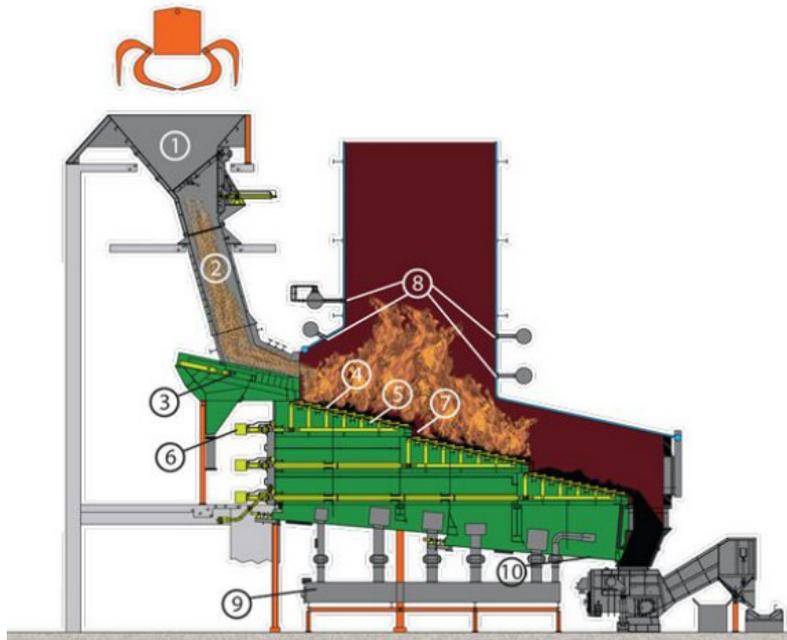


Figura 2.1: Parrilla reciprocante [25]

La tecnología de esparcidor-fogonero (Figura 2.2) se ha utilizado desde hace décadas para la incineración de una variedad de combustibles sólidos diferentes. Con este sistema, el RDF, previamente preparado para características de tamaño específicas, se introduce a los distribuidores de RDF neumáticos ubicados en la pared frontal del hogar. El RDF arde parcialmente en suspensión y el resto sobre la parrilla.

2.1.2. Lecho fluidizado

En este tipo de tecnología, las partículas de combustible se suspenden en un lecho “fluidizado” caliente de cenizas y otros materiales (arena, piedra caliza, etc.) a través del cual se soplan chorros de aire para proporcionar el oxígeno requerido para la combustión o gasificación. “En el lecho las temperaturas son de aproximadamente 650°C. Las partículas del combustible se separan y la

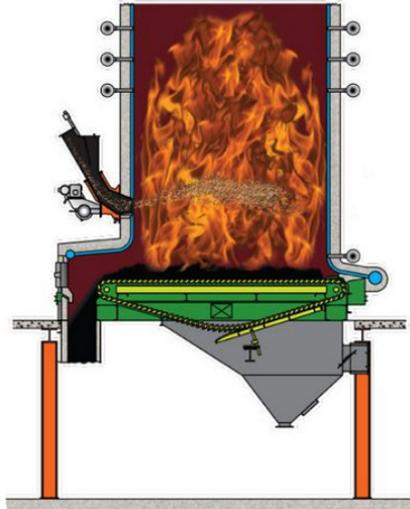


Figura 2.2: Esparcidor fognero para quema de RDF [26]

mezcla íntima de gas y sólidos promueve una rápida transferencia de calor y reacciones químicas dentro del lecho. La temperatura en el espacio libre sobre el lecho (o “freeboard” en Inglés) está generalmente entre 850°C y 950°C” [24].

La tecnología de lecho fluidizado para la quema de basura presenta algunos inconvenientes. Debido al principio de funcionamiento, el tamaño de las partículas de combustible **suele requerirse que sean menores a 50mm con lo cual se debe realizar un pretratamiento** para separar los materiales de gran tamaño como piedras, metales y vidrio. El consumo de material del lecho también es otro inconveniente ya que agrega complejidad a la operación. El pretratamiento, sin embargo, también tienen ventajas: **la combustión mejora con el combustible clasificado y se genera una menor cantidad de cenizas.**

La arena de Sílice, generalmente utilizada como material del lecho, tiene propiedades positivas sobre los productos que resultan de la combustión. La baja emisión de NOx (debido a las menores temperaturas de combustión) y la posibilidad de eliminar el Azufre de forma sencilla utilizando piedra caliza como material de lecho son dos ventajas principales en lo que hace al uso de esta tecnología [24]. El rendimiento de esta tecnología suele ser algo más alto que el de las parrillas.

Países como India y China, que tienen que gestionar grandes cantidades anuales de residuos, así como satisfacer su demanda interna de energía, comenzaron recientemente a desarrollar sistemas domésticos de pretratamiento

para SRF. También se han convertido en un importador bastante constante de SRF de países productores vecinos. El continuo crecimiento intensivo de la industria de la **incineración en China, que parece centrarse principalmente en el uso de la tecnología de lecho fluidizado burbujeante**, podría convertirse en un gran usuario final de SRF. Sin embargo, no se cuenta con cifras confiables al respecto [27].

2.2. Calderas

En las calderas se realiza la recuperación de la energía de los gases de combustión calientes y la limpieza de estos gases antes de que sean liberados a la atmósfera.

El diseño de la caldera dependerá principalmente de las características del vapor requerido y de los gases de combustión (corrosión, erosión y potencial de ensuciamiento). La caldera para la quema de RSU puede sufrir una importante corrosión a altas temperaturas, por lo que los sobrecalentadores suelen estar diseñados para funcionar a relativamente bajas temperaturas, lo que produce vapor a menor temperatura.

El aire se inyecta en varios lugares de la cámara de combustión y también se suelen recircular gases de combustión. El aire primario generalmente se toma del depósito de residuos para crear una pequeña depresión en el búnker de residuos y así bajar las emisiones de olores y polvo hacia el exterior. El aire se suele precalentar, especialmente cuando el PCI es bajo. El aire secundario se inyecta en la cámara de incineración a altas velocidades con el fin de homogeneizar los gases de combustión y también para sellar o evitar el paso libre de corrientes de gas sin quemar.

Los principales parámetros de diseño que influyen en el diseño de la cámara de incineración son [24]:

- **Geometría:** vórtice y homogeneidad del flujo de gases de combustión; la mezcla completa de los gases de combustión es esencial para una buena incineración de gases de combustión
- **Tiempo de residencia** de los gases de combustión: se necesita un tiempo de reacción suficiente a altas temperaturas para garantizar la incineración completa.
- **Temperatura de los gases** de combustión: no debe superar un límite

superior a la salida de la cámara de incineración para evitar que se derritan las cenizas volantes calientes en la superficies de la caldera; este valor es altamente dependiente de la composición de las cenizas y que afecta el punto de fusión de las mismas.

El primer pase (o “empty pass” en Inglés) generalmente necesita estar “vacío”, o sea, sin superficies convectivas, ya que los gases calientes son demasiado corrosivos y a esa temperatura las cenizas son demasiado pegajosas para el uso efectivo de los tubos de intercambio de calor. La disposición de la caldera puede ser horizontal, vertical, o una combinación de ambas (Figura 2.3). A continuación del pase vacío se colocan intercambiadores de superficies de transferencia de calor, es decir, sobrecalentador, evaporador y economizador.

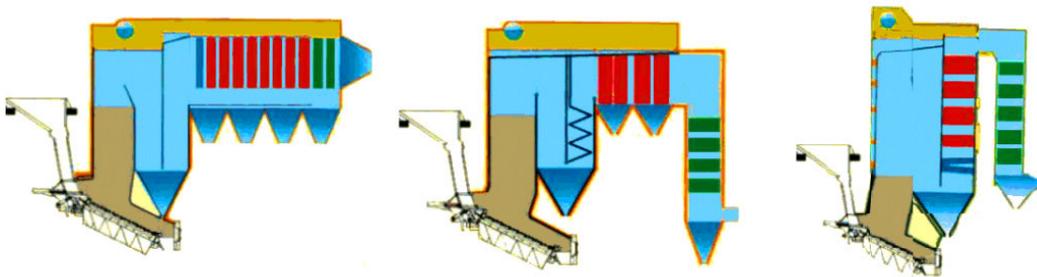


Figura 2.3: Disposición de calderas: Horizontal, combinación, vertical [24]

La selección de altas temperaturas y presiones de vapor permitirá una mejor utilización de la energía contenida en los residuos cuando el diseño de la planta esté principalmente orientado a la producción de electricidad, pero puede conducir a un aumento significativo de los problemas de corrosión, especialmente en las superficies del sobrecalentador y en el evaporador. **En las incineradoras de RSU, el límite típico de parámetros de vapor es de aproximadamente 40barg y 400°C cuando se produce electricidad,** aunque se pueden llegar a utilizar valores superiores, especialmente con RSU pretratados y combinado con medidas especiales para prevenir la corrosión, donde se llegan a valores de 60bar y 520°C [24].

Las medidas especiales incluyen [28]:

- Recubrimiento de paredes de caldera expuesta a humos por encima de 650°C con aleación especial de metales en base a Cromo-Nickel o con materiales cerámicos. El recubrimiento se coloca entre el refractario interior y la pared metálica. La ventaja de las aleaciones metálicas frente a los

materiales cerámicos es que las primeras tienen una mayor conductividad térmica y por lo tanto el enfriamiento de los humos se realiza en forma más eficiente.

- Recubrimiento de intercambiadores de superficie con materiales similares a los utilizados para el recubrimiento de paredes o a través de la utilización de tubos de materiales compuestos, esto es, un tubo interior y otro exterior con mejores propiedades químicas, metalúrgicamente unidos.

El **autoconsumo eléctrico** de una planta de incineración de RSU para energía eléctrica suele estar en el **10 %** de la producción bruta de energía eléctrica producida. En general cada uno de los siguientes consume aproximadamente un 20 % del autoconsumo total: ventiladores, bombas y aerocondensador. El 40 % restante suele repartirse entre el resto de cargas auxiliares del sistema (movimiento de grilla, transportadores de combustible y cenizas, alimentación eléctrica del Precipitador Electrostático (ESP), etc).

Dependiendo del PCI de los RSU incinerados y el diseño del sistema de combustión, es posible que el proceso de combustión requiera de un combustible auxiliar, aunque en general siempre se instala un quemador auxiliar para asistir a los arranques/paradas del sistema. El valor de referencia del PCI de los RSU para que la incineración se realice sin necesidad de un combustible auxiliar es de 7MJ/kg (1670kcal/kg) en promedio y que en ningún período trabaje por debajo de los 6MJ/kg (1430kcal/kg) [29].

La corrosión en la caldera es causada por el ataque químico de los gases de combustión y las partículas de ceniza. **El hogar, las paredes de agua del primer paso vacío y el sobrecalentador son los componentes de la caldera que corren mayor peligro de corrosión** [24].

En la caldera se presentan varios tipos de corrosión, destacándose la **corrosión por Cloro a alta temperatura**. Este mecanismo de corrosión se observa en plantas de incineración de residuos debido principalmente al alto contenido de Cloro (0,5 % aproximadamente) que llega con el combustible con orgánicos naturales y con plásticos, especialmente con el PVC. Las altas temperaturas en las paredes de la caldera así como en los tubos del sobrecalentador, influenciadas por la presión y la temperatura del vapor sobrecalentado, así como la presencia de otros elementos como el Sodio y el Azufre son promotores de los distintos mecanismos de corrosión. La corrosión se produce principalmente por cloruros metálicos que contienen las partículas de cenizas que se depositan en

los tubos y también por altas concentraciones de ácido clorídrico (HCl) en los gases. Existen distintos factores que influyen los mecanismos de corrosión y que por lo tanto se utilizan como estrategias para minimizar este problema [30, 31]:

- Limitar la temperatura de las superficies metálicas en función de la temperatura de los gases de combustión. Herramientas como el diagrama de combustión de Flingern brindan una idea de esta relación, estableciendo zonas de alta / baja corrosión [32]. Esta limitación lleva a que, ante la ausencia de otras medidas para atacar este problema, el límite típico de la presión de vapor sea de aproximadamente 40barg (para tener temperaturas de pared menores a 300°C) y temperaturas en la pared del sobrecalentador menores a 450°C.
- Diseño de la caldera, por ejemplo considerando recirculaciones de gases.
- Minimizar las variaciones de temperatura de operación del proceso.
- Utilización de materiales para la fabricación de los tubos o para la aplicación de capas protectoras resistentes a la corrosión, como los materiales a base de Nickel y con alto contenido de Cromo y Molibdeno (Inconel) o de materiales cerámicos.
- Inyección de químicos en la cámara de combustión

Otro de los principales mecanismos de corrosión es el que se presenta en superficies que se encuentran por debajo de las temperaturas de rocío. El agua en los gases de combustión incluye agua proveniente de la humedad del combustible, agua de la oxidación del Hidrógeno, agua proveniente del aire de combustión y agua de la limpieza de la caldera con sistemas vapor. El contenido de agua en los gases de combustión cuando se queman RSU normalmente se encuentra entre un 10 % hasta aproximadamente un 25 %, lo que corresponde a puntos de rocío del agua de aproximadamente 50–60°C. **La temperatura mínima del gas seco es de 130 a 140°C**, para estar por encima del punto de rocío ácido, que está relacionado con el contenido de Trióxido de Azufre (SO₃) y contenido de humedad en los gases de combustión. El **rendimiento térmico de la caldera para estar por encima del punto de rocío ácido es del orden del 85 %** [24].

La técnica de recircular parte de los gases de combustión se suele utilizar para aumentar el rendimiento energético del proceso en aproximadamente un 1-2 % y ayuda a reducir los niveles de Óxidos de Nitrógeno (NOx) [24].

2.3. Tratamiento de gases de combustión

Para cumplir con los límites de emisiones, el proceso de combustión debe controlarse correctamente y los gases de combustión deben limpiarse antes de su liberación final. Los sistemas de limpieza de gases representan una parte importante de la inversión total dentro de un sistema de incineración con recuperación de energía; en promedio suelen representar de un 15 % a un 35 % de la inversión del proyecto [24, 29]. La combustión en las plantas de incineración se realizan con excesos normalmente superiores al 40 % [33]; teniendo en cuenta que el aire estequiométrico típico para la quema de RSU es de 7,5kg(aire)/kg(RSU) [34] y que la ceniza de fondo es de aproximadamente un 20 % del peso del RSU en base húmeda, los humos resultantes de la incineración, los cuales requieren normalmente tratamiento, representan 11 veces el peso del RSU original.

En el caso del Uruguay, los límites de emisiones se mencionan en el reglamento de calidad del aire propuesto por el equipo Gesta Aire aprobado en plenario en el año 2012, revisado por la DINAMA en el 2019 y mencionado por el Ministerio de Ambiente como la herramienta que utiliza la Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental (ver Tabla 2.3) [35].

Los sistemas de limpieza de gases de combustión se construyen a partir de una combinación de unidades de proceso individuales que juntos proporcionan un sistema de tratamiento general para los gases de combustión. Un enfoque típico para el control de las emisiones es el siguiente [24]:

- Inyección de reactivos alcalinos, en forma húmeda, seca o semi-seca, para el control de emisiones de gases ácidos
- Sistema de filtrado para la eliminación de cenizas voladoras y otros sólidos (cal, bicarbonato y carbón).
- Inyección de Amoníaco (NH_3) en los gases de combustión calientes para el control de las emisiones de NO_x
- Inyección de carbón para captura de metales pesados
- Chimenea diseñada para proporcionar una dispersión suficiente de los contaminantes atmosféricos restantes

El control de Monóxido de Carbono (CO), Sustancias orgánicas gaseosas y vaporosas expresadas como carbono orgánico total (COT) y Dibenzo-p-dioxinas policloradas (PCDD) y Dibenzofuranos (PCDF) (PCDD/F), en

Tabla 2.3: Límites de emisión para incineración de residuos al 7% de oxígeno [35]

Contaminante	Limite de emisión
Material Particulado (mg/Nm ³)	20
COT (mg/Nm ³)	14
HCl (mg/Nm ³)	14
HF (mg/Nm ³)	1,4
SO ₂ (mg/Nm ³)	70
NO _x como NO ₂ (mg/Nm ³)	560
CO (mg/Nm ³)	70
Cd+Tl y sus compuestos (mg/Nm ³)	0,07
Hg y sus compuestos (mg/Nm ³)	0,07
Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V (mg/Nm ³)	0,7
Dioxinas y furanos (ng EQT/Nm ³)	0,14

cuanto a su concentración, pasa fundamentalmente por el mantenimiento de unas correctas condiciones de combustión. Algunas sustancias, incluidas las PCDD/F y algunos metales, no pueden medirse de forma continua o puede resultar prohibitivamente caro hacerlo de esta forma. Estos se pueden analizar periódicamente para dar la cantidad promedio emitida durante un período más largo.

A continuación se describen en mayor profundidad las técnicas utilizadas para las distintas unidades de proceso de limpieza.

2.3.1. Técnicas para la reducción de material particulado (polvo)

Los equipos que se utilizan para esta tarea son esencialmente ciclones, filtros de manga y electroprecipitadores. Los lavadores húmedos también cola-

boran con esta tarea.

Filtros de manga y ciclones - Los filtros de manga se utilizan en la mayoría de las plantas de incineración de RSU [36]. Las eficiencias de filtración son muy altas, cercanas al 99 %, para los tamaños de partículas que se requieren en plantas de incineración de RSU. También se los puede utilizar a continuación de un ESP y de lavadores húmedos.

Los materiales principales que se utilizan con gases de combustión de RSU para los medios filtrantes son normalmente Poliamidas, Politetrafluoroetileno, comercialmente conocido como Teflon (PTFE) o fibra de vidrio [24]. Existen mangas especiales que pueden incluir elementos catalíticos para la reducción de NO_x o para la destrucción de PCDD/F, aprovechando la “torta” de material filtrado que se genera alrededor de las mangas durante la operación.

Los ciclones y multiciclones por sí solos no pueden alcanzar los niveles requeridos de emisión de polvo que exigen la normativa. Sin embargo, pueden ser fundamentales antes de otras etapas de tratamiento de gases de combustión, en la reducción de la carga de polvo que se tratará finalmente y para eliminar chispas de gran tamaño, con lo cual bajan en gran medida el riesgo de incendio. Los mismos no requieren de una gran pérdida de carga para poder funcionar, tienen un amplio rango de temperatura operativa y su construcción es robusta.

Electroprecipitadores - En estos equipos el flujo de gas se conduce entre placas de electrodos, que atraen a las partículas de polvo. La eficiencia de los electroprecipitadores depende de la resistividad eléctrica del polvo, que a su vez depende de su composición y particularmente del **contenido de Azufre en los gases de combustión del RSU que puede generar una capa resistiva demasiado alta y difícil de remover sobre los electrodos** como para permitir el correcto funcionamiento del equipo. Para evitar este problema, se desarrollaron técnicas específicas como electroprecipitadores húmedos y de condensación, depuradores venturi electrodinámicos y enfriadores ionizados por aspersión [23]. Estas técnicas mejoran la eficiencia de los filtros pero el polvo queda retenido en una corriente líquida y esto agrega complejidad a la solución.

Las temperaturas de funcionamiento típicas de los precipitadores electrostáticos son de 160 a 260°C, evitando funcionar a temperaturas más altas ya que esto puede aumentar el riesgo de formación de PCDD/F [24].

Productos de la separación de polvo - La limpieza de los gases de combustión deja como subproductos cenizas voladoras, cal/bicarbonato y carbón.

Estos residuos se denominan Residuos del Control de la Contaminación del Aire (APCr) y se clasifican como residuos peligrosos. Su eliminación debe llevarse a cabo de conformidad con los reglamentos locales.

Por lo general, el peso de APCr producido será alrededor del 2 % al 6 % del peso de los RSU que ingresan a un incinerador [24].

2.3.2. Técnicas de reducción de emisiones de gas ácido - Cloruro de Hidrógeno, Fluoruro de Hidrógeno y Óxidos de Azufre

Los gases ácidos, como el Dióxido de Azufre (SO_2), Cloruro de Hidrógeno (HCl) y Fluoruro de Hidrógeno (HF) generalmente se limpian de los gases de combustión mediante la inyección de reactivos alcalinos, que se ponen en contacto con los gases de combustión dentro de lo que se denominan los lavadores de gases. Los productos de la reacción son o bien sales disueltas en agua líquida (lavadores húmedos) o sales secas (lavadores secos o semi-húmedos) (ver Anexo 1.1 por detalles de los distintos tipos de lavadores de gases y productos utilizados en esta tarea).

2.3.3. Técnicas de reducción de emisiones de NOx

Técnicas primarias - La producción de NOx en calderas de RSU se puede reducir utilizando medidas de control primarias en el hogar de la caldera, es decir, para evitar que los NOx se formen [24]:

- Alimentar el aire en etapas durante la combustión.
- Utilizar temperaturas de hogar bajas y evitando puntos calientes locales. Una forma de conseguirlo es recirculando alrededor del 10-20 % de los gases de combustión, que suele bajar el NOx en aproximadamente $100\text{mg}/\text{Nm}^3$.
- Optimizar el control de la combustión para la homogeneización de las condiciones de combustión y evitar gradientes bruscos de temperatura.
- Minimizar la cantidad de Nitrógeno que ingresa con el aire mediante la inyección de oxígeno puro o aire enriquecido con oxígeno.

Técnicas secundarias - Para lograr el cumplimiento de los límites de emisión de NOx, normalmente se requieren medidas secundarias. Para la mayoría

de los procesos, la aplicación de NH_3 o sus derivados, como la urea, resulta un tratamiento efectivo obteniéndose como producto de la reacción Nitrógeno y agua. Estos tratamientos incluyen técnicas catalíticas, o Proceso de Reducción Catalítica Selectiva (SCR) y técnicas no catalíticas, o Proceso de Reducción No Catalítica Selectiva (SNCR). La técnica **SNCR suele ser la más simple y económica** y por lo tanto la tendencia es a intentar utilizar SNCR y dejar el SCR como última opción. La reducción de NO_x con la técnica SNCR tiene un máximo de entre 60 a 80 % y en algunos casos esto resulta insuficiente. El SCR presenta tasas de reducción de NO_x más altas que las del SNCR, típicamente más del 90 %. Ver Anexo 1.2 por detalles de los distintos tipos de técnicas secundarias de reducción de NO_x .

2.3.4. Técnicas de reducción de emisiones de Mercurio

El Mercurio (Hg) es muy volátil, por lo cual la única forma primaria de evitar que el mismo no termine en los gases de combustión es su separación previa en sitio, para que nunca ingrese al proceso (baterías, amalgamas dentales, etc). Una vez que ingresa al proceso de incineración, casi el 100 % del Hg se volatiliza en el hogar y circula con la corriente de gases calientes por la caldera. El Hg tiene dos formas típicas en las que se puede presentar: en su forma elemental o en su forma iónica, asociado al Cloro (Cl). En el caso que el contenido de Cl en gases sea suficiente, como pasa generalmente en la incineración de RSU, el Hg pasa a estar en gran proporción en forma iónica y en este estado se lo puede separar de la corriente de gases en los lavadores de gases ácidos. Si el contenido de Cl no es estable en el tiempo o insuficiente, puede utilizarse la misma técnica agregando un oxidante para esta función. “En este caso, durante el tratamiento de aguas residuales, el Hg se puede convertir a una forma más estable (HgS), que es más adecuado para la disposición final” [24].

Por último, otra técnica utilizada para la separación del Hg de los gases de combustión implica la adición de Carbón activado previo a un filtro de mangas, donde la “torta” de la manga provee una superficie adecuada para el contacto entre los productos y la retención del Hg. De esta misma forma se pueden extraer otros metales que estén presentes en la corrientes de gases y en el caso de metales no volátiles se los puede extraer con cualquiera de los métodos de separación de polvo [24].

2.3.5. Técnicas para la reducción de emisiones de compuestos orgánicos

Los gases de combustión de las plantas de incineración de RSU pueden contener una amplia gama de compuestos orgánicos, entre ellos:

- Hidrocarburos aromáticos halogenados
- Hidrocarburos aromáticos policíclicos
- Benceno, Tolueno y Xileno
- PCDD/F

Los mecanismos que conducen a la formación de PCDD/F en la incineración de RSU se cree que son los siguientes [24]:

- Formación a partir de hidrocarburos clorados ya presentes en el combustible o formados en el hogar
- Síntesis de moléculas complejas formadas a partir de compuestos precursores, especialmente en cenizas voladoras o polvo del filtro a temperaturas de entre 200°C y 450°C.

Una buena combustión proporciona el medio más importante para reducir las emisiones al aire de compuestos orgánicos. La incineración óptima de gases de combustión destruye en gran medida los compuestos precursores. Por lo tanto, se suprime la formación de PCDD/F a partir de los compuestos precursores. A través de un diseño apropiado de la caldera, se puede reducir el tiempo de residencia de los gases de combustión cargados de polvo en la zona de temperatura de 450°C a 200°C, lo cual reduce el riesgo de formación de PCDD/F. La formación de PCDD/F se presenta típicamente durante los arranques/paradas de las plantas [24].

En caso de no poder evitar su formación, los procesos de adsorción a través de Carbón activado y los catalizadores oxidantes (SCR) se pueden utilizar para reducir las emisiones de PCDD/F.

2.4. Manejo de cenizas

Al producto que queda sobre la parrilla, o que queda en el lecho fluidizado, luego de la combustión en el hogar y que no se mueve junto con los humos se lo llama ceniza de fondo o “*bottom ash*” en Inglés. A la ceniza que no queda

en el hogar sino que se mueve con los gases de combustión se le llama ceniza voladora o “*flyash*”.

La ceniza de fondo se suele descargar continuamente de la cámara de combustión y luego se la enfría. **La ceniza de fondo representa alrededor del 20 %-30 % en peso del RSU original y ocupa aproximadamente un 10 % del volumen original** [24]. Las cantidades de cenizas voladoras son mucho más bajas que las de fondo.

La ceniza de fondo está formada principalmente por minerales, incombustos y también contiene metales que se pueden recuperar para reciclar. De estos últimos contiene típicamente de un 2 a 5 % en peso del RSU (ver Tabla 2.4). Los componentes metálicos de la ceniza de fondo son metales ferrosos (principalmente Hierro y acero inoxidable) y metales no ferrosos (principalmente Aluminio, latón y Cobre). Otras sustancias también pueden considerarse importantes para las cenizas de fondo de RSU: Zinc, Antimonio, Molibdeno, cloruros y sulfatos.

Tabla 2.4: Ejemplo de composición típica de cenizas de fondo [24]

Categorías	Porcentaje en peso (%)
Fracción mineral	85–90
Incombustos	<3
Metales ferrosos	<5–10
Metales no-ferrosos	0,5–2

Algunos metales de los que se queman en la parrilla, sin embargo, no forman parte de las cenizas de fondo ya que se volatilizan y acompañan a los gases de combustión, como por ejemplo el Arsénico, el Cadmio o el Mercurio.

En el extremo de las parrillas por donde sale la ceniza caliente generalmente se cuenta con un redler húmedo que cumple la función de sellar la cámara de combustión, cámara que normalmente cuenta con una pequeña depresión para evitar escape de humos, así como también enfriar las cenizas. Existen otros sistemas secos que se utilizan en lugar del redler húmedo, diseñados con el fin de poder separar y reinyectar en la cámara de combustión el polvo combustible que acompaña las cenizas, pero son sistemas más complejos, costosos y menos utilizados [37].

Las técnicas de tratamiento de las cenizas de fondo tienen como objetivo reducir la lixiviabilidad de estas sustancias. Todas las plantas en Europa

tratan las cenizas de fondo con separación ferromagnética para recuperar el hierro y la mayoría utiliza la separación por corrientes de Foucault para recuperar los metales no ferrosos. Luego de su tratamiento, la ceniza de fondo se puede reciclar como agregado secundario en una variedad de aplicaciones de construcción. En países Escandinavos, por ejemplo, se recicla el 100 % de estas cenizas. En países como Francia e Italia, se recicla más de un 85 % y el resto se envía a relleno sanitario [24]. Se suele utilizar en la construcción de carreteras, construcción de estructuras o construcción de pavimentos.

La ceniza voladora normalmente se envía a relleno sanitario luego de un pretratamiento. En algún caso se ha utilizado como material de relleno para aplicaciones relacionadas con el asfalto en la construcción civil, pero no en todos los países esta práctica está permitida. En algún caso se realiza la recuperación de metales como Zinc, Plomo, Cobre y Cadmio, implementado a gran escala en Suiza [38].

En el caso de utilizar sistemas para la filtración del polvo o sistemas para el tratamiento de gases ácidos que impliquen corrientes líquidas, estas tienen asociadas técnicas de tratamiento de aguas residuales posteriores. Los tratamientos de aguas residuales normalmente recirculan la corriente de agua para minimizar el uso del agua y concentrar los productos. Estos se pueden dividir en:

- Procesos fisico-químicos, que se basan en la corrección del Ph y en la sedimentación.
- Evaporación del agua residual. Si se realiza la evaporación dentro de los propios humos de combustión, las sales disueltas deben ser capturadas por los filtros semi-húmedos del tratamiento de gases. En el caso de realizar la evaporación del agua en un circuito independiente, esta agua luego se condensa y resulta suficientemente limpia para ser drenada o re-utilizada en la planta.

Capítulo 3

Turbogenerador y sistema de generación eléctrico

Para la generación de energía eléctrica a partir de vapor existe tecnología como los turbogeneradores que se encuentran en etapa de desarrollo muy maduro. Los avances que se visualizan en los últimos años se encuentran por el lado de los componentes electrónicos, del control y de la calidad de la energía eléctrica generada pero la tecnología de base ya está establecida. Consiste en una turbina de vapor funcionando en un ciclo Rankine asociada a una caja de reducción de velocidad, generador eléctrico, condensador y equipos auxiliares como sistema de bombeo de condensado, sistema de lubricación, sistema de control hidráulico y sistema de extracción de no condensables.

Existen dos grandes tipos de turbinas de vapor utilizadas para la generación eléctrica:

- Turbinas de contrapresión: Se utilizan normalmente cuando se tiene un consumo de un proceso productivo que consume la mayoría o todo el vapor que se turbinan. El vapor de salida de la turbina tiene presión positiva, por encima de la presión que requiere el proceso productivo.
- Turbinas de condensación: Se utilizan cuando todo o parte del vapor turbinado se destina exclusivamente a la producción de energía eléctrica. La presión del vapor de salida es inferior a la atmosférica, por ejemplo de 0,2bara, con lo cual se le extrae una mayor energía al vapor en el ciclo.

En las turbinas de condensación el vapor sale del equipo en estado bifásico pero la calidad del vapor se debe mantener por encima del 90 % para evitar

erosión y corrosión en la turbina. La turbina suele contar con extracciones controladas y/o sangrados que permiten extraer vapor a una presión intermedia entre la presión de entrada y salida. En las extracciones controladas la presión es fija y en los sangrados la presión varía dependiendo de la carga de la turbina. Los sangrados se utilizan típicamente para mejorar el rendimiento del ciclo aprovechando el vapor para calentamientos requeridos por el propio ciclo (precalentamiento del agua a la caldera, precalentamiento de aire de combustión) mientras que las extracciones controladas se suelen utilizar en procesos productivos asociados. En este último caso se habla de Cogeneración y es donde se obtienen los mayores rendimientos netos del ciclo, que se encuentran en el orden del 60 al 80 %. En el caso de no realizar cogeneración los rendimientos netos suelen ser inferiores al 27 % [23].

Las turbinas de vapor tienen rendimientos isentrópicos que suelen estar por valores cercanos al 80 %. Poseen rotores multietapas, donde las primeras etapas suelen ser de acción y las siguientes de reacción. Al contar con la mayoría de etapas de reacción, donde también se produce caída de presión en las etapas del rotor, sufren un empuje axial importante por lo cual todas poseen sistemas de balance axial. Tienen capacidad variable, con una capacidad mínima cercana al 10 %, limitada por la refrigeración de las últimas etapas. Las turbinas giran a distintas velocidades de acuerdo a los diseños de los fabricantes, pero en general se observan velocidades en el entorno de 6000 a 15000rpm. La mayor velocidad permite reducir el tamaño de las máquinas ya que la potencia que generan depende de D^5 y de N^3 , siendo D el diámetro del rotor y N la velocidad de giro del mismo.

En general el tamaño de turbogenerador utilizado en plantas de RSU es relativamente bajo comparado con otro tipo de plantas de generación y rondan los 10MW, aunque los tamaños máximos llegan a valores de 70MW [24].

La elección del ciclo de generación limitará el rendimiento superior, principalmente en función de las temperaturas aceptables de la caldera y de la temperatura de condensación. Las condiciones límite de temperatura y presión de vapor para plantas de incineración de RSU, como se mencionó anteriormente en la sección 2.2, son de aproximadamente 400°C y 40barg respectivamente. Más allá de estos valores se requieren o bien medidas especiales para evitar corrosión en las partes de la caldera (ver sección 2.2, página 21) o se trabaja sobre el cambio de partes de la caldera que sufrirán los efectos de esta corrosión, con la consiguiente baja en la disponibilidad del equipo. Normalmente ir más allá de

este punto solamente se justifica cuando el valor de la energía eléctrica es elevado ya que la variación en la inversión (aproximadamente 3000EUR/m² [24]) y en los costos de mantenimiento son significativos [28].

La presión de condensación es otra variable que define el rendimiento del ciclo y depende fuertemente del tipo de condensador utilizado así como de las condiciones ambientales. Los condensadores más utilizados son los siguientes, cada uno con sus ventajas/desventajas [24]:

- Aerocondensadores, o ACC por sus siglas en Inglés, son intercambiadores aletados que intercambian calor contra el aire ambiente. Son los condensadores más utilizados en Europa y tienen como ventaja principal que no consumen agua para su funcionamiento. Presentan algunas desventajas: alto costo, ocupan gran superficie frente a otros tipos de condensadores y el ruido de los ventiladores es relativamente alto pero principalmente no logran presiones tan bajas como otros tipos de condensadores. En temperaturas de aire de 20°C logran presiones de alrededor de 200 a 120mbara.
- Condensador de superficie, enfriado por torres de enfriamiento. Para temperaturas de bulbo húmedo de 10°C pueden lograr presiones de condensación de 60mbara. Presentan un gran consumo de agua (aproximadamente 3m³/MWh), principalmente debido a la evaporación pero también debido a la purga continua para mantener la calidad del agua debido a la concentración de sales. Requiere tratamiento del agua de la pileta, principalmente la adición de desincrustantes, anticorrosivos y biocidas, estos últimos en especial para evitar los riesgos por la bacteria Legionella. La evaporación del agua también implica la presencia de “plumas” en la salida del aire [28].
- Hidro condensador, enfriado por agua de río en ciclo abierto. Es el que logra menores presiones de condensación que pueden llegar a 40-80mbara con agua a 10°C. Tiene generalmente los mayores problemas ambientales debido principalmente al tratamiento del agua para evitar el ensuciamiento o crecimiento de flora o moluscos en el área de intercambio. Otro potencial problema, dependiendo del caso, es el calentamiento de la fuente de agua del río.

Los generadores eléctricos normalmente utilizados son generadores sincrónicos que generan energía eléctrica alterna en media tensión a la frecuencia de

la red. Cuentan normalmente con un sistema de excitación controlado por un regulador de voltaje automático o AVR por sus siglas en Inglés. Cuando la tensión eléctrica de la red es mayor de 13,2kV generalmente se eleva la tensión a través de un transformador eléctrico, o “step-up” transformer, en Inglés.

Capítulo 4

Tecnologías del Hidrógeno

4.1. Generalidades

El Hidrógeno es el elemento más abundante del universo pero prácticamente no se encuentra en estado libre en la Tierra, por lo cual no se lo considera una energía primaria, sino un **vector energético** que puede producirse a partir de distintos precursores mediante procesos químicos, electroquímicos o bioquímicos.

En función del **proceso de producción**, que se asocia a los gases de efecto invernadero que se emiten a la atmósfera, Selma Atilhan [39] clasifica al Hidrógeno como¹:

Hidrógeno gris, marrón y negro es el producido actualmente a partir de fuentes fósiles. Es la forma de producción más económica (0,5 a 2,3USD/kg [16, 41]) y más utilizada actualmente: 95 % de la producción actual se produce mediante el “reformado con vapor” de gas natural, en el reformado de naftas o mediante la gasificación del Carbón. El restante 5 % del Hidrógeno actualmente se produce a partir de electrólisis: 4 % de fuentes no renovables y 1 % renovable. O sea que el Hidrógeno gris representa el 99 % de la producción actual.

Hidrógeno Azul es aquel producido a partir de fuentes fósiles, con captura de CO₂ a la salida del proceso de generación.

¹Esta clasificación de colores se utiliza sin la existencia de estándares o acuerdos internacionales que la definan, motivos por los cuales la IEA expresa que evita la utilización de estos términos y en cambio diferencia únicamente el “Hidrógeno de bajo Carbono” que engloba distintas formas de producción [16]. De todas formas la IEA utiliza estos términos de colores en algunas de sus publicaciones [40]

Hidrógeno verde es aquel Hidrógeno producido a partir de fuentes renovables, generalmente a partir de electrólisis con electricidad proveniente de fuentes renovables. Representa actualmente menos del 1 % del total de Hidrógeno generado. Al Hidrógeno producido por fuente solar se lo denomina a su vez Hidrógeno amarillo.

Hidrógeno rosa, violeta o rojo es el Hidrógeno que se produciría a partir de energía nuclear (en la bibliografía consultada no hay registro de producción actual de este tipo de Hidrógeno).

Hidrógeno blanco es el Hidrógeno que se encuentra disponible en la naturaleza, por lo general en formaciones rocosas. Las instalaciones para su extracción son sencillas, pero el tamaño de las reservas de este tipo de Hidrógeno aún no es claro y se encuentra en pleno estudio.

La generación de Hidrógeno a nivel mundial viene en aumento; del 2015 al 2020 la capacidad de generación de Hidrógeno a través de la electrólisis se duplicó. Este aumento de capacidad se concentra principalmente en Europa, que cuenta con un 40 % de la capacidad global. En la actualidad hay más de 400 proyectos de generación de Hidrógeno a partir de electrólisis en desarrollo, que en caso de concretarse representarían la generación de 8Mt de Hidrógeno. Esta capacidad es 10 veces menor de la requerida según el plan de la International Energy Agency (IEA) para el 2030, por lo cual el ritmo de las inversiones debe acelerarse fuertemente para poder cumplir con el objetivo [16]. La generación de un mercado internacional de Hidrógeno puede colaborar fuertemente a lograr este objetivo ya que regiones como América latina y Oriente medio podrían participar fuertemente en la exportación de Hidrógeno.

De las 90Mt de Hidrógeno producidos en el 2020, 45Mt (50 %) fueron utilizados por la industria química (3/4 de esta cantidad se utilizaron en la producción de Amoníaco, que a su vez se utiliza en fertilizantes, productos de limpieza y explosivos, y 1/4 en la producción de Metanol), 40Mt (45 %) fueron utilizados por refinerías y 5Mt (5 %) en la industria del acero [16].

Distintos países están teniendo en cuenta al Hidrógeno dentro de sus estrategias y prevén los siguientes usos [16]:

- **Descarbonización del transporte**, especialmente para el transporte mediano y pesado. Muchos gobiernos ven al Hidrógeno y al Amoníaco como clave para el transporte marítimo y una menor parte lo incluye para la producción de combustibles líquidos sintéticos para descarbonizar la

aviación. En el caso de Japón y Korea también se lo considera estratégico para el transporte liviano.

- **Descarbonización de la industria**, en particular subsectores como la industria química mediante la fabricación de materias primas sintéticas como los fertilizantes, o subsectores como la industria del acero y la industria minera.
- **Otros usos** no están siendo considerados con tanta importancia como los anteriores pero algunos países los incluyen dentro de sus planes estratégicos, como la generación eléctrica, incluyendo el almacenamiento de energía y el balance de sistemas, o el calentamiento de hogares.
- Algunos gobiernos incluyen la producción de Hidrógeno dentro de su planificación estratégica para **exportar en un futuro mercado internacional** (Australia, Canada, Chile, Portugal, Uruguay) mientras que otros países prevén su importación (Unión Europea, Japón).

4.2. Electrólisis

La electrólisis fue descubierta en el año 1800 por William Nicholson y Sir Anthony Carlisle, semanas después de que Alessandro Volta inventara la batería eléctrica. En la electrólisis del agua se divide las moléculas de agua en sus dos elementos básicos al hacer pasar una corriente continua a través de ella. Esta se ha utilizado principalmente en casos donde el precio de la energía eléctrica es muy bajo o cuando se requiere una alta calidad de Hidrógeno u Oxígeno (a partir de la electrólisis se llegan a niveles de pureza de 99,9 % hasta 99,9995 %) [42, 43].

Las tecnologías maduras que existen al día de hoy para realizar la electrólisis son dos, la electrólisis alcalina y la Membrana de Electrolito Polimérico (PEM). Ambas tecnologías utilizan electrolizadores de baja temperatura. La Electrólisis de Estado Sólido o Solid Oxide Electrolysis (SOE) de alta temperatura, sin embargo, se encuentra en pleno estado de desarrollo. En ninguno de estos procesos se generan gases de efecto invernadero.

Idealmente, para generar 1kg de Hidrógeno a 25°C y 1atm se necesitarían 8,9kg de agua líquida y 39kWh de energía, pero en la práctica existen ineficiencias que hacen que el rendimiento, referenciado al Poder calorífico superior (PCS) del Hidrógeno, sea de entre 50 a 85 %. Para mejorar los rendimientos de

la electrólisis se trabaja o bien reduciendo la energía necesaria para separar el agua (aumentando la temperatura o la presión de trabajo) o bien reduciendo las pérdidas, minimizando las resistencias del sistema [43].

4.2.1. Electrólisis Alcalina

La electrólisis alcalina es la tecnología de electrólisis más antigua y desarrollada, presenta los menores costos de inversión (800 a 1500USD/kW), menores costos de mantenimiento, aunque también su rendimiento es más bajo que el de otros tipos de electrólisis. A diferencia de otras tecnologías, la electrólisis alcalina no requiere electrodos de materiales nobles; generalmente se utiliza el Nickel para su construcción con una cobertura de material electrocatalítico (material que acelera la reacción sin ser consumido en la misma), como Hierro para el ánodo y Molibdeno para el cátodo [44]. La temperatura a la que opera el electrolizador suele ser por debajo de 100°C, típicamente entre 50 a 80°C. El electrolito más utilizado es una solución de Hidróxido de Potasio (KOH) con 20 a 30 % de KOH. El uso del Hidróxido de Sodio o Soda Cáustica (NaOH) es una alternativa más económica pero el KOH presenta una conductividad 50 % mayor para las concentraciones óptimas y por lo tanto un mayor rendimiento.

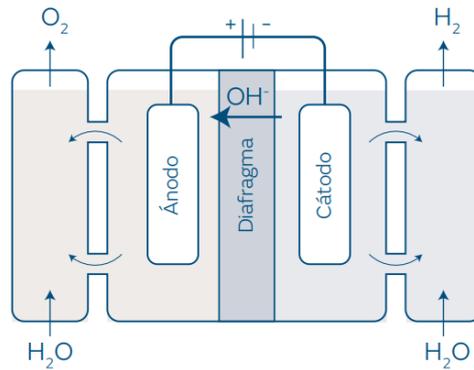


Figura 4.1: Electrólisis alcalina (AEC) [45]

Las ecuaciones que representan las reacciones que se dan en cada uno de los electrodos en un electrolito alcalino son las siguientes [43]:

- Reacción en el cátodo: $2H_2O_{(l)} + 2e^- \rightarrow H_{2(g)} + 2OH^-_{(ac)}$
- Reacción en el ánodo: $2OH^-_{(ac)} \rightarrow \frac{1}{2}O_{2(g)} + H_2O_{(l)} + 2e^-$

La reacción global es la siguiente [43]: $2H_2O_{(l)} \rightarrow O_{2(g)} + 2H_{2(g)}$

La tensión reversible teórica (U_{rev}) es de 1,23V, pero debido al calor que es necesario aplicar a la reacción, se eleva a un valor de tensión de 1,48V (potencial termoneutro) [44]. Cualquier valor por encima de este implica la presencia de procesos irreversibles que se transforman en pérdidas en la celda, ya sean pérdidas por efecto Ohm ($I \cdot R_{ohm}$) o pérdidas de activación (η_{act}) (Figura 4.2).

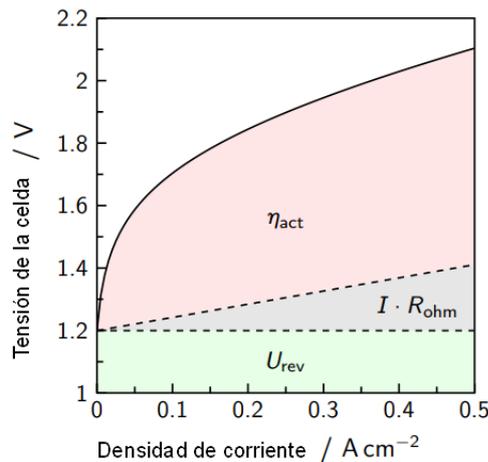


Figura 4.2: Tensión real de celda [44]

Las resistencias eléctricas del circuito se clasifican en:

- Resistencias de reacción. Implican sobrevoltajes requeridos para la activación de la reacción en los electrodos.
- Resistencias de transporte. Incluyen las resistencias de las burbujas de gas que se forman en las superficies de los electrodos, la resistencia asociada al electrolito utilizado y la resistencia de la membrana.
- Resistencias eléctricas de los circuitos externos.

Estas resistencias agregan ineficiencias al sistema y se traducen en calor que es necesario eliminar del sistema, por lo tanto los sistemas más eficientes buscan minimizarlas. **Los rendimientos típicos de los electrolizadores alcalinos suelen ser de 60 %**, referenciados al PCS del Hidrógeno, aunque pueden estar entre el 50 % y el 75 % [46], con lo cual la energía que se requiere para la generación de Hidrógeno es de 50 a 80kWh/kgH₂ aproximadamente. Para refrigerar el dispositivo y liberar las pérdidas del equipo normalmente se enfría a través de una corriente de agua que lo rodea.

Los dos diseños de electrolizadores alcalinos más utilizados son:

- Electrolizador alcalino de tanque unipolar (Figura 4.3). En este tipo de electrolizador los electrodos se encuentran conectados en paralelo. Las principales ventajas que presenta es su simplicidad y facilidad para realizar mantenimiento durante la operación. Como desventaja, la densidad de corriente es baja con lo cual los tamaños de estos equipos son mayores para una misma capacidad y la temperatura es más baja, lo cual reduce su rendimiento [47].

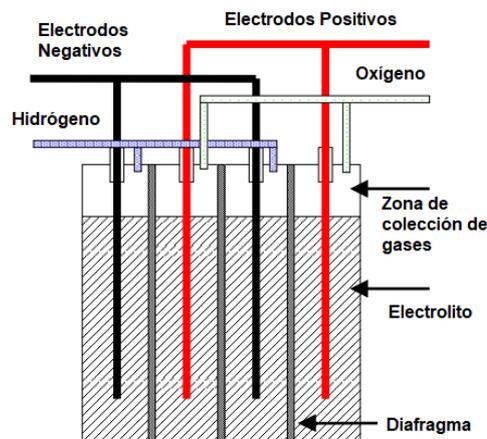


Figura 4.3: Electrólisis alcalina - Tanque unipolar [42]

- Electrolizador alcalino bipolar o de filtro prensa (Figura 4.4). Los electrodos intermedios de estos electrolizadores son bipolares y se encuentran conectados en serie alternados con diafragmas. De esta forma se aumentan las tensiones de trabajo y se reduce el tamaño del equipo. Como desventajas, requiere de mayor precisión para su construcción y en caso de falla de alguna de las celdas, es necesario sacar de funcionamiento al equipo completo, pero de todas formas es un equipo que requiere muy poco mantenimiento.

El electrodo bipolar, o de “zero gap” se desarrolló en la búsqueda de mejores rendimientos y mayores densidades de corriente. Su construcción es muy similar a la de la PEM pero aplicada a electrólisis alcalina (Figura 4.5). Cuenta con una membrana o diafragma delgado (0,5mm) en contacto directo con electrodos porosos a ambos lados de la membrana [46].

El Hidrógeno que se produce por electrólisis alcalina suele contener tanto humedad como impurezas de Oxígeno. La pureza del Hidrógeno y Oxígeno obtenidas en la electrólisis alcalina, sin un tratamiento de purificación, suele

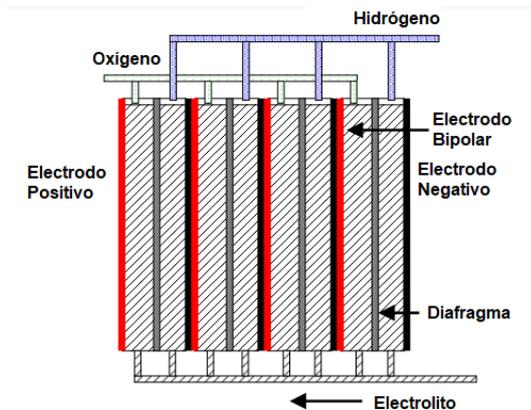


Figura 4.4: Electrólisis alcalina - Tanque bipolar [42]

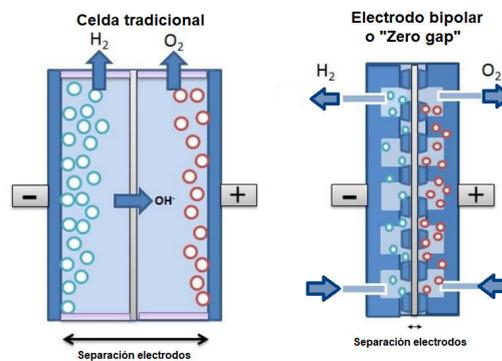


Figura 4.5: Electrólisis alcalina - Electrodo bipolar o "Zero gap" [46]

tener 99,9% de pureza para el Hidrógeno y 99,0% para el Oxígeno. Como ambos gases pueden formar mezclas explosivas en el rango de 4 a 96% los electrolizadores se operan hasta un contenido máximo de 2% de impurezas, más allá de lo cual se detienen para evitar una posible explosión [44]. Varios factores influyen sobre el grado de pureza de los productos, uno de los que más influyen es el tipo de sistema de electrolito que se utilice, esto es, si el sistema es separado o mezclado. El sistema separado maneja electrolitos independientes para cada electrodo mientras el sistema mezclado maneja un solo electrolito, que se utiliza tanto para el cátodo como para el ánodo (Figura 4.6).

Otros dos factores que influyen fuertemente en la pureza del gas son la presión de trabajo y la densidad de corriente. Las mejores purezas se tendrán en sistemas únicos a una baja presión de trabajo y altas densidades de corriente (Figura 4.7). Se observa que los sistemas mezclados no permiten trabajar a altas presiones mientras que los sistemas separados permiten trabajar a relativamente altas presiones con densidades de corriente adecuadas para los sistemas

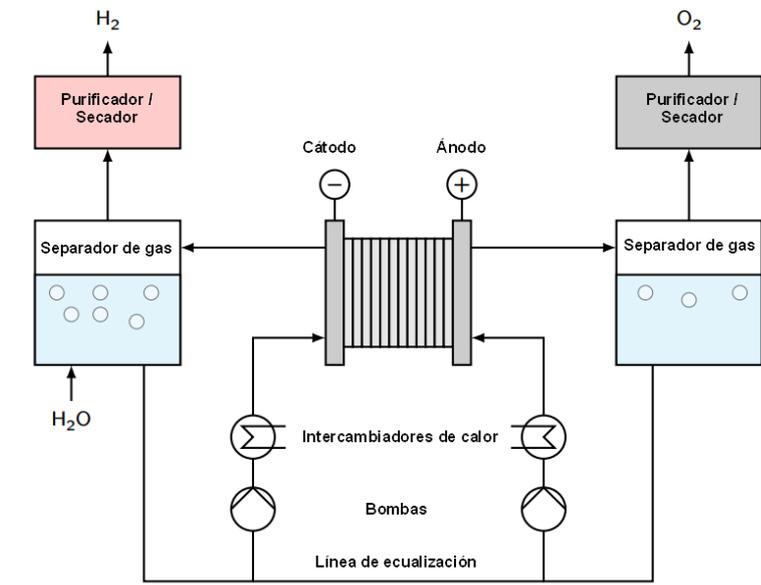


Figura 4.6: Diagrama de flujo de electrolizador alcalino con sistema mezclado [44]

alcalinos, con lo cual se pueden evitar las primeras etapas de compresión, que suelen ser las más costosas.

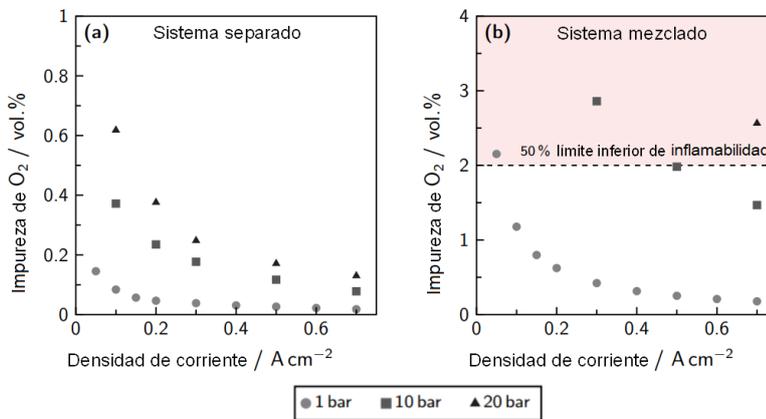


Figura 4.7: Impureza de gases en electrólisis alcalina [44]

A la salida del electrolizador, se encuentran típicamente separadores de Hidrógeno y Oxígeno que separan los gases por efecto de densidad. Luego de esto se enfrían los gases a 30-40°C y los gases pasan a través de un demister para retirar más agua contenida en la corriente de gases. Para obtener un Hidrógeno de mayor calidad se pueden utilizar adsorbentes para eliminar la humedad y convertidores DeOxo para la eliminación del Oxígeno.

El agua utilizada debe ser de alta calidad, debiendo utilizarse procesos de ósmosis inversa o de electrodeionización previo a ser mezclada con el KOH.

Debido a la alta alcalinidad del electrolito utilizado, la calidad del agua de alimentación es un parámetro importante a controlar para evitar problemas de operación. El agua debe tener muy bajas cantidades de Magnesio y Calcio para evitar la precipitación de sus hidróxidos. Otro problema que se presenta comúnmente es la llamada “desactivación” de los electrodos de Nickel que implica elevar la sobrepotenciación aplicada en el electrolizador para mantener la densidad de corriente debido a la formación de una capa de hidruros de Nickel en su superficie [48]. Uno de los tratamientos típicos para evitar este problema implica agregar Óxido de Vanadio (V_2O_5) disuelto al electrolito [43].

Los desarrollos actuales de electrólisis alcalina tienen como objetivo mejorar el rendimiento y bajar costos (aproximadamente a un 50 % del nivel actual para el 2030). Estos desarrollos se centran en el desarrollo de mejoras de rendimiento a partir de nuevos materiales compuestos con mejor actividad electroquímica y el uso de nano-estructuras en los electrodos, aditivos ionizantes para los electrolitos con menores resistencias, mejor manejo de la formación de burbujas y transporte iónico mediante aditivos que bajen la tensión superficial del electrolito y mediante el uso de convección forzada en los electrodos [43]. Otro frente de desarrollo está puesto en dos tecnologías alcalinas [45]:

- Membranas de intercambio aniónico, en la cual el electrolito es sólido, similar a la tecnología PEM, pero con intercambio de iones OH^- . Esta tecnología presenta altos rendimientos pero por el momento la durabilidad de los equipos es muy reducida.
- Separación de agua vía activación térmica electroquímica E-TAC. En esta tecnología la reacción de generación de Hidrógeno se realiza en un recipiente a través de electrólisis a temperatura ambiente y luego en un segundo recipiente a $95^\circ C$ se genera el Oxígeno a través de una reacción química espontánea. Esto permite independizar las presiones de las reacciones.

4.2.2. Membrana de Electrolito Polimérico (PEM)

La tecnología PEM fue concebida a principios del 1950 y desarrollada luego, en la década de los años 60, por la empresa General Electric [16] con el objetivo de utilizarla en aplicaciones aeroespaciales.

En esta tecnología, el electrolito es ácido y se encuentra en estado sólido en forma de membrana. La membrana, que se encuentra en contacto directo con

los electrodos, cumple con la función de separar los productos y transportar los iones positivos de Hidrógeno, por lo cual en algunas ocasiones se lo denomina también como “Proton Exchange Membrane” en Inglés. El agua que se bombea hacia el ánodo se descompone en Oxígeno y en protones de Hidrógeno H^+ . Los protones viajan a través de la membrana hacia el cátodo, donde se recombinan con los electrones para formar Hidrógeno(Figura 4.8).

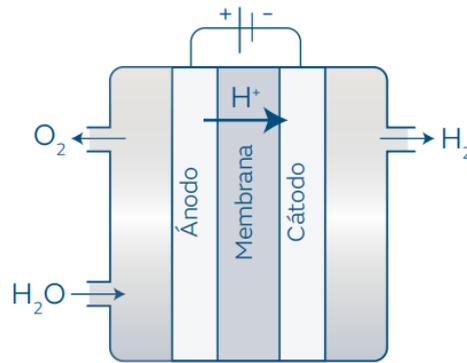


Figura 4.8: Membrana de Electrolito Polimérico (PEM) [45]

Las ecuaciones que representan las reacciones que se dan en cada uno de los electrodos son las siguientes [43]:

- Reacción en el ánodo: $H_2O_{(l)} \rightarrow 2H^+_{(ac)} + \frac{1}{2}O_{2(g)} + 2e^-$
- Reacción en el cátodo: $2H^+_{(ac)} + 2e^- \rightarrow H_{2(g)}$

La temperatura a la que opera el electrolizador suele ser por debajo de 90°C .

Comparando la tecnología PEM frente a la electrólisis alcalina se pueden destacar las siguientes diferencias:

- PEM tiene mayores costos de inversión, menor durabilidad y por el momento requiere de materiales más escasos en el planeta que los que requiere la electrólisis alcalina para su producción. La inversión inicial de la PEM es aproximadamente un 50 % superior a la de la electrólisis alcalina, principalmente por los altos costos de materiales catalizadores utilizados durante su fabricación, el alto costo de su membrana y además requieren de una mejor calidad de agua de alimentación. Para promover la reacción de generación de Hidrógeno en el cátodo se utilizan metales como el

Platino y Paladio mientras que en el ánodo se utilizan óxido de Iridio y óxido de Rutenio para promover la reacción de generación de Oxígeno, todos ellos materiales de alto costo por ser escasos¹. La durabilidad del equipo PEM es de algo más de 5 años de trabajo continuo mientras que en la electrólisis alcalina son más de 10 años.

- PEM tiene mayor rendimiento (70 a 90 %) [16, 44], con rendimientos típicos de 72 % [46] frente al rendimiento típico de 60 % de la electrólisis alcalina.
- PEM tiene posibilidad de trabajar en todo el rango de operación, sin límite inferior, mientras que la electrólisis alcalina típicamente no puede trabajar por debajo del 10 %. Esta es una gran ventaja para la PEM en casos donde la carga a generar tenga naturaleza muy variable, como es el caso de algunas energías renovables, tales como la energía solar y la energía eólica [49]. La PEM “será, según la opinión de algunos expertos, la tecnología dominante para el año 2030” [49].
- PEM tiene posibilidad de trabajar a presiones algo más altas (30 a 80barg) que la electrólisis alcalina (1 a 30barg), con lo cual se reduce la energía de compresión necesaria para etapas posteriores de almacenamiento y transporte [45]. Además la PEM permite trabajar con presión diferencial en la membrana, con lo cual es posible no presurizar el Oxígeno en caso que no se desee utilizar.
- PEM tiene mayor densidad de corriente; 2Acm^2 , frente a aproximadamente $0,5\text{Acm}^2$ de la electrólisis alcalina. Esto implica que el área en planta ocupada por la tecnología PEM sea aproximadamente la mitad que la de la electrólisis alcalina (25 vs 10kW/m^2). Otro elemento que facilita reducir el área ocupada es que en la PEM no es necesaria la utilización del KOH, con sus riesgos asociados.
- La calidad del Hidrógeno producido con PEM es del orden del 99,97 % frente al 99,90 % de pureza en la electrólisis alcalina.
- Los tiempos de arranque en frío son de algunos segundos para el caso de la PEM mientras que son del orden de minutos para el caso de la electrólisis alcalina [45].

¹La introducción del producto Nafion™ por parte de la empresa Dupont en 1970 fue clave para su utilización ya que a partir de esta membrana se pueden fabricar los electrodos de base de Carbono y matriz polimérica con partículas de Platino con una cantidad significativamente menor de este último [45]

4.2.3. Electrólisis de estado Sólido

La SOE es una tecnología de electrólisis en la cual el electrolito es un cerámico en estado sólido que transporta iones de Oxígeno a alta temperatura (Figura 4.9).

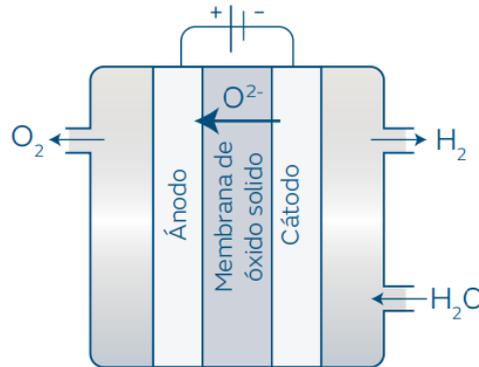


Figura 4.9: Electrólisis de estado Sólido (SOE) [45]

La tecnología se encuentra aún en estado de desarrollo pero el interés que presenta se debe principalmente por los altos rendimientos que logra comparado con otras tecnologías de electrólisis. La temperatura a la que opera el electrolizador suele ser de entre 500 a 850°C y el agua que se utiliza se encuentra en estado de vapor [16, 50]. En este proceso se parte de agua en estado vapor, pero para llevar el agua a este estado implica un consumo de energía adicional, por lo cual el método resulta económico cuando se cuenta con un proceso que tenga exceso de energía de alta temperatura. Una tecnología como ésta en estado maduro permitiría aumentar la eficiencia en soluciones que pasan por ciclos Rankine, alimentando el electrolizador directamente con vapor y reduciendo el tamaño de los turbogeneradores.

Los desafíos de esta tecnología están hoy por el lado de superar los problemas relacionados con la estabilidad y degradación de los equipos que incluyen corrosión, ciclos térmicos, sellado y de migración del Cromo [16].

4.2.4. Electrólisis de membranas de intercambio aniónico

La Electrólisis de membranas de intercambio aniónico (AEM) es una tecnología que combina algunas ventajas de la electrólisis alcalina y la PEM. El

electrolito que utiliza es levemente alcalino y en vez de un diafragma (barrera porosa que permite el paso de iones positivos y negativos), como es utilizado en la electrólisis alcalina, se utiliza una membrana de intercambio aniónico (barrera que permite únicamente el paso de iones negativos). Como ventajas principales se destacan la baja concentración de KOH requerido y lo compacto de las celdas. La principal desventaja es su grado de madurez, la degradación rápida de su membrana y que se construyen actualmente a escala de laboratorio [51].

4.2.5. Oxígeno derivado de electrólisis

El Oxígeno es un subproducto generado en la electrólisis que posee la capacidad para ser utilizado en procesos productivos. Sin embargo, actualmente suele ser venteadado a la atmósfera luego de realizada la electrólisis [52]. En casos donde la producción es distribuida, como lo es normalmente bajo la tecnología PEM en generación solar o eólica, esto dificulta que sea rentable la utilización del Oxígeno generado.

Las aplicaciones productivas más comunes del Oxígeno a nivel global son actualmente [52]:

- **Altos hornos.** Tanto los altos hornos de combustión como los altos hornos eléctricos utilizados en la fundición de hierro son los mayores consumidores de Oxígeno en la actualidad.
- **Tratamiento de efluentes.** La sustitución de la inyección de aire por la inyección de Oxígeno en estas plantas aumenta las capacidades de tratamiento, reduce las emisiones al ambiente y aumenta el rendimiento energético.
- **Producción de semiconductores.** Para la producción de semiconductores de alta calidad a través de procesos de oxidación.
- **Plantas de incineración y de gasificación.** Esta aplicación tiene el potencial para ser de los más importantes consumidores de Oxígeno. Para la combustión de materiales de bajo PCI, la combustión con aire enriquecido provee ciertas ventajas. Por un lado, la masa y volumen de humos producidos puede bajar hasta casi en un 80 %. Esto trae ventajas a nivel del rendimiento energético, reducción de requerimientos para equipos de tratamiento de humos y posibilidad de captura de CO₂. Por otro lado,

al ser combinado con combustión en etapas y/o con recirculación de gases, permite bajar los niveles de NO_x, además de poder utilizarse para mantener las temperaturas de llama estables de forma de minimizar la producción de otros compuestos contaminantes.

- **Oxígeno para uso médico.** Este tipo de Oxígeno requiere de una pureza superior al 90-93 % por lo cual normalmente se utiliza el proceso de separación criogénica para esta aplicación. Las electrólisis, tanto alcalina como PEM superan este nivel de pureza, por lo cual es un potencial uso también para el Oxígeno derivado de estos procesos.

4.3. Otras formas de obtención de Hidrógeno

El Hidrógeno puede obtenerse a partir de una amplia cantidad de métodos que varían principalmente en cuanto a las tecnologías aplicadas, su grado de madurez, niveles de inversión, costos de producción y si parten de fuentes renovables o no.

Como se mencionó anteriormente en la sección 4.1, los métodos más utilizados en la actualidad para la producción de Hidrógeno son aquellos a partir de combustibles fósiles. Dentro de estos, el método más utilizado es el reformado con vapor del gas natural, que a través de un reactor catalítico y la adición de vapor se encarga de transformar el gas metano en dióxido de Carbono e Hidrógeno.

Dentro de los procesos que utilizan biomasa uno de los más utilizados para la obtención de Hidrógeno es la gasificación. En este proceso, además del Hidrógeno obtenido de los volátiles a través de la pirólisis en las primeras etapas de la gasificación, se le suma una parte de Hidrógeno a través de la reacción de cambio agua-gas, esto es, el monóxido de Carbono obtenido por gasificación se combina con vapor de agua para formar dióxido de Carbono e Hidrógeno. El monóxido de Carbono resultante de la gasificación puede utilizarse en un proceso Fischer-Tropsch para la obtención de combustibles sintéticos similares a los obtenidos del petróleo. El gas de síntesis obtenido de la gasificación posee un alto contenido de alquitranes, por lo cual generalmente se utiliza un reactor catalítico para limpiar y romper las largas cadenas de hidrocarburos. En este proceso catalítico idealmente se podría utilizar Oxígeno pero por un tema de costos se suele usar aire, con la generación de NO_x asociada. Este tratamiento de los alquitranes tiene un costo muy elevado actualmente y es la

principal razón para que la generación de Hidrógeno a través de la gasificación de biomasa no sea más utilizada en la actualidad.

En la Figura 4.10 se puede ver un resumen simplificado de los métodos actuales y en la cual se remarca la tecnología seleccionada para este estudio.

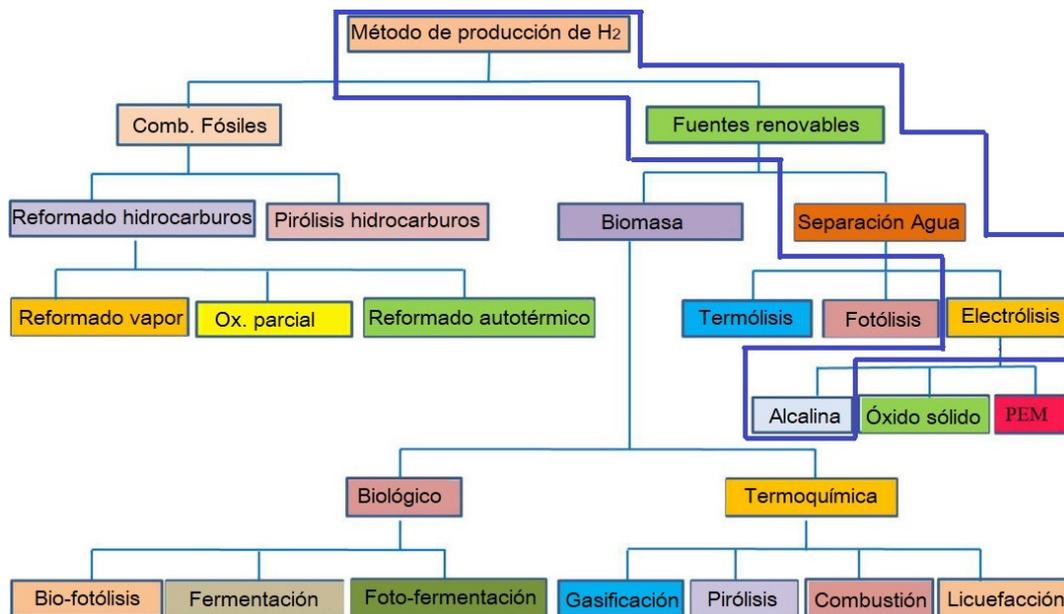


Figura 4.10: Métodos actuales de producción de Hidrógeno [41]

4.4. Almacenamiento y transporte del Hidrógeno

4.4.1. Densidad volumétrica y energética del Hidrógeno

El Hidrógeno tiene un muy alto PCI por unidad de masa de 120MJ/kg, pero en condiciones ambientales tiene una extrema baja densidad de 0,08kg/m³, que lleva a que también tenga una **baja densidad de energía volumétrica** de 0,01MJ/l. Esta energía volumétrica es el parámetro más importante a la hora de transportarlo o almacenarlo para su posterior utilización. Por lo tanto, para fines prácticos de manejo, la densidad del Hidrógeno debe aumentarse significativamente al almacenarlo y transportarlo. Las formas de disminuir su volumen son: mediante la compresión, enfriamiento, una combinación de ambas (Criocompresión) y mediante la licuefacción. Esta última al día de hoy resulta poco atractiva en general, excepto para usos aeroespaciales.

Incluso en estado líquido a 20K y 1bara, la densidad del Hidrógeno líquido es de $70,8\text{kg/m}^3$, superior a la del Hidrógeno gaseoso a presiones de 1.000bar y 288K (60kg/m^3), pero muy por debajo de las densidades de los combustibles líquidos tradicionales como la gasolina (760kg/m^3).

El Hidrógeno comprimido gaseoso a presiones de 350 ó 700bar se viene convirtiendo en el estándar del sector de la movilidad. Si el Hidrógeno en condiciones ambientales se lleva a 350bar y 288K, la densidad aumenta de $0,08\text{kg/m}^3$ a 23kg/m^3 y la densidad de energía volumétrica aumenta de $0,01\text{MJ/l}$ a 3MJ/l (700kcal/l). Cuando se comprime a 700bar, su densidad aumenta a 40kg/m^3 y su densidad energética aumenta a 5MJ/l (1.200kcal/l). De todas formas, bien por debajo de la densidad de energía específica de la gasolina, que es alrededor de 44MJ/l (7.200kcal/l).

4.4.2. Métodos de almacenamiento de Hidrógeno

Para el almacenamiento del Hidrógeno existen dos métodos principales: almacenamiento físico y el almacenamiento mediante otros materiales.

En el almacenamiento físico se mantiene el Hidrógeno en su forma libre, sin que se asocie a otros materiales, principalmente a través de la compresión y/o enfriamiento. En este grupo se encuentran el Hidrógeno comprimido, el Hidrógeno criocomprimido y el Hidrógeno líquido. Estos métodos son los más simples y los más utilizados al día de hoy, en especial el Hidrógeno comprimido, ya que además son los métodos en los que se tiene mayor conocimiento. Para contener el material se pueden usar desde tanques y redes de gas hasta cavernas subterráneas.

Los recipientes para almacenar Hidrógeno comprimido presentan los siguientes requerimientos:

- Soportar altas presiones: 300, 500, 700bar son presiones típicas de las “hidrolineras” o “hidrogeneras” (estaciones de abastecimiento de Hidrógeno). En algún caso se está llegando a los 950bar.
- Soportar un número alto de ciclos a la carga y descarga del depósito (por ejemplo, 10mil ciclos de carga completa).
- Los materiales utilizados deben ser lo menos susceptibles posible a la fragilización por Hidrógeno. Esta fragilización se encuentra típicamente en metales expuestos al Hidrógeno, donde los pequeños tamaños del

Hidrógeno penetran y se combinan con los elementos de la estructura cristalina del metal, bajando su tenacidad [53].

- Minimizar las fugas del fluido hacia el exterior.

Los tanques para el almacenamiento y transporte del Hidrógeno se clasifican en cuatro tipos, denominados Tipo I, II, III y IV de acuerdo a la norma ISO 11439. Esta norma aplica para gas natural pero los tanques de Hidrógeno están certificados según esta norma¹.

- Tanques Tipo I son tanques fabricados a partir de acero o Aluminio que suelen soportar presiones del orden de 200bar, aunque algunos pueden llegar a presiones superiores, por ejemplo, 300bar. Sus paredes son gruesas y su capacidad gravimétrica, esto es, la masa de Hidrógeno que son capaces de almacenar en función del peso del tanque es del entorno del 1 %. Por lo tanto, son utilizados normalmente en aplicaciones estacionarias.
- Tanques Tipo II son tanques también en acero o Aluminio que suelen soportar hasta 700 o 1000bar debido a refuerzos circunferenciales de fibra de vidrio o de carbono. Los refuerzos y el material base se reparten en forma pareja el esfuerzo. Estos tanques siguen siendo de un peso considerable por lo que se los suele usar en aplicaciones estáticas de alta presión, como por ejemplo, en hidrogeneras.
- Tanques Tipo III son tanques que cuentan con un forro interior en acero o Aluminio que está en contacto con el Hidrógeno cuya función es minimizar las fugas por difusión. Exteriormente cuentan con refuerzos en distintas direcciones de material compuesto como fibra de carbono, que se lleva el principal esfuerzo estructural y contiene el forro interior. Es un tanque más liviano que los tipos anteriores, adecuado para aplicaciones móviles.
- Tanques tipo IV son similares a los Tipo III pero el forro en vez de ser metálico es de un material plástico, típicamente polietileno de alta densidad. La capacidad gravimétrica suele ser de 5 % pero llegan a ser del 11 %, aunque como desventaja presenta mayores fugas por difusión que los tanques Tipo III. Las presiones admisibles llegan a 700bar.

¹Las normas a cumplir en cada sitio dependen de reglamentos locales y están en pleno desarrollo, si bien las más comunes al momento son las: ADR /DIN EN 12245 / ISO 11119-3 / EC 79 / UNR134. Las Naciones Unidas han preparado el estándar SAE J2579, específico para el almacenamiento de Hidrógeno

Los tanques pueden ir desde capacidades reducidas, con cilindros que van desde 10 a 50lt, hasta baterías de tanques que pueden utilizarse para el almacenamiento y distribución que van desde los 25m³ a los 70m³. Las presiones de estos tanques suelen ser de 250bar, 500bar y 950bar. Debido a la gran presión de los tanques resulta conveniente aumentar la cantidad de tanques en lugar de aumentar el diámetro de los tanques, lo cual llevaría a diseño de tanques con paredes muy gruesas.

La energía requerida para comprimir el Hidrógeno a 500bar y refrigerarlo es considerable, unos 2,6kWh/kgH₂ [45], del orden del 8 % del contenido energético del Hidrógeno. El Hidrógeno líquido es utilizado generalmente para el transporte a larga distancia, ya que pese a presentar un aumento importante en su densidad, el proceso consume altas cantidades de energía, unos 13kWh/kgH₂, del orden del 40 % del contenido energético del Hidrógeno [45].

Otros métodos físicos de almacenamiento en cavernas de sal o yacimientos petroleros agotados pueden ser interesantes para el almacenamiento a gran escala pero no son de aplicación para el presente estudio.

El almacenamiento con Hidrógeno asociado a otros materiales concentra grandes esfuerzos de investigación y presenta un futuro prometedor, por ejemplo en el transporte marítimo de grandes distancias o para el almacenamiento prolongado de energía. Dentro de este tipo de almacenamiento se encuentra el Hidrógeno asociado a hidruros orgánicos, hidruros metálicos, materiales absorbentes o compuestos químicos que contengan Hidrógeno. La deshidrogenación de los compuestos suele ser termolíticamente, aprotando calor, hidrolíticamente por reacción con agua, a través de cambios en la presión del material o a través de reacciones con catalizadores. En la actualidad estos procesos presentan mayor complejidad, mayores costos asociados y potencial degradación con el tiempo que los métodos físicos [45]. La densidad energética volumétrica suele superar a la de los métodos físicos y su densidad energética gravimétrica suele ser menor que la de los métodos físicos.

El transporte del Hidrógeno puede realizarse en forma marítima para cubrir largas distancias, en forma terrestre para cubrir distancias menores o a través de cañerías, siendo esta última la más económica en cuanto a costos operativos una vez que se cuenta con la infraestructura necesaria. Para el transporte a través de cañerías las soluciones típicas son o bien utilizar las redes actuales de gas natural o bien crear nuevos hidroductos, donde se transporta únicamente Hidrógeno. En el caso de utilizar redes existentes de gas natural, se pueden

utilizar mezclas que se limitan a cierto porcentaje de Hidrógeno dentro del gas natural, lo que se denomina “Blending”. Este porcentaje está limitado por la regulación local que van del 0 % al 12 % pero que técnicamente se ha visto que puede ser viable llevar a un 20 % sin mayores cambios en la red, dependiendo del uso que tendrá ese combustible, sobre todo si el uso es doméstico o industrial. En casos de utilizarlo para quema, puede tolerarse hasta un 30 % mientras que si es utilizado para alimentar motores o turbinas este porcentaje puede ser tan bajo como 2 %. Otra forma de utilizar las redes existentes de gas natural para transportar Hidrógeno es transportando 100 % de gas natural sintético, producido por la metanación del Hidrógeno¹ y CO₂ (Ecuación 4.1).



El gas natural sintético es totalmente compatible con la infraestructura existente de gas natural, tanto a nivel de equipos para su transporte, almacenamiento y para su consumo. Además el metano posee mayor densidad energética volumétrica que el Hidrógeno, lo que permite más autonomía en caso de utilizarlo para movilidad. Las principales desventajas de este método son [45]:

- Para su producción, debe contarse con una fuente rica en CO₂, como plantas de biogas o humos de combustión.
- En el proceso de metanación se libera aproximadamente un 20 % del PCI del Hidrógeno en forma de calor
- A diferencia del Hidrógeno, se torna muy importante minimizar las fugas al ambiente causadas por el uso del metano, dado sus importantes efectos sobre el cambio climático.

En relación a la seguridad en el almacenamiento, transporte y utilización del Hidrógeno, en algunos casos se requieren algunas medidas especiales para que su manejo sea seguro. Las principales características del Hidrógeno que exigen a los sistemas de seguridad en recintos cerrados son principalmente su amplio rango de concentraciones inflamables en el aire (4 % a 75 %) y su baja energía de ignición (0,017mJ) [54]. En espacios abiertos, su baja densidad específica y su baja densidad energética volumétrica lo hacen un gas relativamente seguro, que se difunde rápidamente en el ambiente. Por esto, las normas y estándares²

¹También conocido como proceso Paul Sabatier

²La asociación internacional HySafe se ha establecido como el organismo de referencia en Europa para establecer las pautas sobre seguridad en el manejo del Hidrógeno [45].

exigen medidas de seguridad muy diferentes cuando se trata de ambientes cerrados o abiertos.

4.5. Sistemas de propulsión con Hidrógeno

4.5.1. Pilas de Hidrógeno

Las pilas de Hidrógeno, generan energía eléctrica a partir de la energía química del Hidrógeno al realizar su oxidación para obtener agua. Este proceso se realiza sin pasar por una combustión ni por un ciclo Carnot, con rendimientos típicos del 40 al 60 %, superiores a lo que resulta el rendimiento de otros métodos de generación eléctrica, sin cogeneración, a partir de motores o turbinas. Además de la energía eléctrica se obtiene agua y calor; este último puede ser utilizado, en cuyo caso el rendimiento global aumenta. Un uso típico en aplicaciones móviles es utilizar el calor para calefaccionar el ambiente del vehículo y en el caso de aplicaciones estacionarias se lo puede utilizar para cogeneración con rendimientos de hasta 85 %. Otra ventaja de las pilas de combustible frente a motores o turbinas es que a bajas temperaturas no generan NOx [45].

Las pilas de Hidrógeno presentan tecnologías similares a las de los electrolizadores y su funcionamiento es justamente el inverso que el de estos, en cuanto a lo que se obtiene y de lo que se parte.

La tecnología más ampliamente utilizada para aplicaciones móviles al momento del presente estudio son las pilas Pilas de combustible de membrana polimérica (PEMFC), la cual es una tecnología madura. Las ventajas más significativas frente a otras tecnologías son que trabajan a bajas temperaturas, de entre 40°C a 80°C, lo cual permite un corto tiempo de arranque [45]¹. Otra ventaja importante de las pilas PEMFC frente a otras tecnologías es que debido a su mayor densidad de corriente, presentan menores tamaños para una misma potencia. Por último, presentan una rápida respuesta a cambios de carga.

Las potencias generadas por las pilas PEMFC van desde 10W hasta 150kW, por lo cual pueden producir la potencia que generalmente se utiliza en vehículos terrestres.

¹Las demás tecnologías, como las pilas alcalinas, óxido de estado sólido, carbonatos fundidos o ácido fosfórico, no son generalmente utilizadas para aplicaciones de movilidad [45] y por lo tanto no se mencionarán más a fondo ya que la aplicación en movilidad es el interés en el presente estudio.

Los materiales utilizados para la construcción de pilas PEMFC son muy similares a los mencionados para la construcción de electrolizadores PEM, por lo cual el uso de metales preciosos como el Platino es una gran desventaja por su costo y su escasez.

La durabilidad de las pilas PEMFC en camiones de transporte pesado al momento del estudio es cercano a las 8000 horas de funcionamiento [55].

4.5.2. Vehículos propulsados a Hidrógeno

Los vehículos propulsados a Hidrógeno son todos aquellos que utilizan Hidrógeno como fuente de energía. El Hidrógeno puede utilizarse en un motor de combustión, en una turbina o en pilas de combustible. En el presente estudio se seleccionan pilas de combustible debido a las ventajas de rendimiento que ofrecen respecto a las otras soluciones, pero utilizar motores de combustión podría ser otra opción viable, adaptando la flota existente. Los automóviles o camiones con pilas de combustible son vehículos con motores eléctricos y baterías eléctricas que utilizan la energía de la pila para funcionar o para cargar las baterías del vehículo.

A nivel general, los vehículos propulsados a pilas de Hidrógeno cuentan con varias ventajas como:

- Alta autonomía
- Bajos tiempo de recarga de combustible¹
- Baja contaminación acústica
- Bajo mantenimiento
- No generan emisiones de productos contaminantes

Todas estas son ventajas muy relevantes para vehículos utilizados en la recolección de residuos urbanos, de uso intensivo y en áreas pobladas. En este tipo de vehículos, los vehículos propulsados a Hidrógeno se imponen frente a los vehículos a baterías [45] debido principalmente a la alta autonomía y a los bajos tiempos de recarga.

Los vehículos para la recolección de residuos operan generalmente en un mismo circuito, lo cual hace que sea un caso ideal para minimizar la infraestructura de recarga de los vehículos. La gran visibilidad que tienen a nivel

¹Los tiempos de recarga son de aproximadamente 15 minutos para tanques de 25kg, de acuerdo al fabricante Hyzon Motors (<https://www.hyzonmotors.com/vehiculos/hyzon-refuse-truck>)

de las poblaciones locales también resulta un aspecto interesante para generar impacto y promover la utilización de la tecnología.

En general estos vehículos utilizan tanques de 25 a 50kg de Hidrógeno pre-surrizados a 350barg [45]. Las potencias de las pilas PEMFC utilizadas en estos vehículos van desde 30kW hasta más de 100kW, pero los motores eléctricos que mueven tienen potencias máximas superiores, que pueden llegar a consumir hasta más de 300kW. Por lo tanto se utilizan baterías eléctricas para absorber estos transitorios, con capacidades que rondan entre los 50 y 150kWh.

Existen antecedentes de programas en los cuales se utilizan vehículos para la recolección de residuos propulsados a hidrógeno, como los del programa REVIVE en Europa (ver Figura 4.11). Este programa fue creado en el 2018 para la operación de 15 vehículos de recolección de residuos operando en 8 localidades distintas dentro de Suiza, Holanda, Bélgica y Suecia. La empresa e-truckseurope provee las unidades para este programa y es financiado por programas como “European Union’s Horizon 2020 Research and Innovation programme”, “Hydrogen Europe” y “Hydrogen Europe Research”. Dentro del programa REVIVE se está desarrollando el estudio “Waste-to-Wheel” que evalúa la producción de hidrógeno en plantas de incineración durante períodos donde la oferta de energía eléctrica supera a la demanda para ser utilizado finalmente en vehículos de recolección de residuos propulsados a hidrógeno.



Figura 4.11: Programa REVIVE, Europa

Capítulo 5

Caso de aplicación a la ciudad de Montevideo

5.1. Aspectos generales

El RSU es considerado como una fuente de energía parcialmente renovable, donde la parte biogénica puede considerarse 100% renovable y la parte que proviene de origen fósil no es considerada como renovable. En países como Inglaterra, a la hora de otorgar incentivos, se considera al RSU equivalente a la madera cuando el porcentaje de parte biogénica supera el 90% [56].

5.1.1. Tipos de Residuos

Los residuos pueden clasificarse de varias formas. En lo que respecta a su origen, los residuos se dividen en:

- Residuos Sólidos Urbanos (RSU)
- Residuos industriales
- Residuos de construcción
- Residuos de demolición
- Residuos de jardinería de espacios públicos
- Otros

Los RSU incluyen los residuos sólidos generados en las viviendas, así como también los residuos del comercio e instituciones y los residuos de limpieza de espacios públicos.

Otra forma de clasificar los residuos es de acuerdo a los procesos con los cuales pueden ser tratados. La norma Instituto Uruguayo de Normas Técnicas (UNIT) 1239 divide los residuos en tres grandes categorías:

- **Residuos reciclables:** Todos los materiales que pueden ser reciclados en la actualidad y cuya mezcla no compromete la posibilidad de clasificación secundaria y su posterior valorización. Esta categoría incluye: papel, cartón, vidrio, plásticos, metales, textiles, madera, cuero y envases compuestos (cajas de jugo, leche, vino o alimentos, envases metalizados)
- **Residuos compostables:** Todos los materiales orgánicos que pueden mediante este método volver al suelo en forma de fertilizantes orgánicos. Ejemplos: Restos de alimentos, infusiones y residuos de jardinería.
- **Residuos mezclados:** Todos los residuos sin alternativa de ser reciclados ni de ser compostables, por ejemplo: papel higiénico, paños húmedos, pañales, toallas de mano, toallas sanitarias, cerámicas, huesos, material de barrido, colillas de cigarrillos y todas las fracciones de residuos que no se pueda o se decida no clasificar.

5.2. Generación de residuos y sistema de recolección

5.2.1. Montevideo

En Montevideo la disposición final de residuos sólidos se realiza, dependiendo del tipo de residuo, a través de algunos de los siguientes:

- Relleno sanitario, equipado con sistema de tratamiento de los líquidos lixiviados y con un sistema de captura y quema de gases generados.
- Plantas de clasificación de residuos secos. En estas plantas se separan y acondicionan los materiales reciclables para venderse a industrias locales.
- Planta de Tratamiento de Residuos Orgánicos: Se dedica al tratamiento de estos residuos para convertirlos en compost.

En el Estudio de Caracterización de Residuos Sólidos Urbanos con Fines Energéticos [57], se determinó que en Montevideo en el año 2013 se generaban 0,99kg/habitante/día de residuos sólidos domiciliarios y 1,26kg/habitante/día de residuos asimilables a RSU. Este valor viene aumentando desde 1992, en

parte por los hábitos de consumo que implican mayor frecuencia en el recambio de productos y que también implica mayor uso de embalajes tales como plástico, cartón y papel. Si se lo compara con la generación en otros países, este valor se encuentra por debajo de la generación de RSU de Estados Unidos (2,08kg/habitante/día) o de países europeos como Alemania (1,59kg/habitante/día) pero superior a la media de America Latina y el Caribe (0,93kg/habitante/día) [58].

Para actualizar este valor se utiliza la fórmula de elasticidad promedio internacional (Ecuación 5.1) que vincula el crecimiento en el Producto Interno Bruto (PIB) con el aumento en la generación de residuos(G_r), donde el valor de elasticidad(ϵ) que vincula a ambos se estima en 0,25 [59].

$$\Delta \%(G_r) = \epsilon \Delta \%(PIB) \quad (5.1)$$

Teniendo en cuenta que el PIB del Uruguay ha crecido de 57,53 miles de millones de dólares a 59,32 miles de millones de dólares entre el 2013 y el 2021, que implica un crecimiento en el PIB del 3,1 %, se estima un crecimiento en la generación de residuos asimilables a RSU de un 0,8 %, o sea, 1,27kg/habitante/día para el año 2021.

Tanto en Montevideo como el resto de los departamentos implementan algún tipo de recolección selectiva, que surge por la instrumentación del Plan de Gestión de Envases (PGE) a partir de la aprobación del Decreto 260/2007. El PGE es una norma ambiental cuyo objetivo es minimizar la generación de residuos de envases, promover su reutilización, reciclaje y demás formas de valorización, evitando que se incluyan como parte de los residuos sólidos domiciliarios y logrando disminuir los efectos ambientales de su disposición incontrolada [59].

La composición del RSU para Montevideo se puede ver en la tabla 5.1. Se puede observar que la materia orgánica es el principal componente con el 40,2% en peso. Si se los une junto con la madera y jardinería (5,1%), obtendremos que la fracción putrescible es de un 45,3%. Los residuos plásticos son el segundo componente más numeroso (17,3%). El tercer componente en abundancia son los papeles y cartón (13,8%). Si comparamos con valores de residuos de países de altos ingresos (plásticos 11%; papel 24%) [1], comprobamos que en Montevideo hay una menor proporción de papel y una mayor proporción de plásticos. Esto último incluso luego de haber entrado en vigor

la ley que regula las bolsas plásticas cuyo decreto se implementó a partir del año 2019, que tiene como objetivo reducir el impacto ambiental por el uso de bolsas plásticas, desestimulando su uso y promoviendo su reuso y reciclaje.

Tabla 5.1: Composición del RSU en la ciudad de Montevideo [60]

Material	% peso
<i>Incinerables</i>	
Papel y cartón	13,8
Tetrabrick	0,7
Plásticos film	11,0
Plástico botellas	2,4
Plásticos Otros	3,9
Pañales y apósitos	5,7
Textiles	3,2
Materia orgánica	40,2
Madera y jardinería	5,1
<i>No incinerables</i>	
Metales	3,6
Vidrio	3,4
Otros (Escombros,etc)	5,8
Residuos peligrosos	1,2

En la tabla 5.1 se puede observar que los residuos reciclables (resaltados en la tabla) corresponden a un 45 % del total de los RSU generados en Montevideo. La fracción de los RSU que se recicla actualmente en Montevideo es del 4 % en peso, con lo cual hay un gran porcentaje de residuos reciclables que no se valorizan. Los residuos incinerables corresponden al 86 % del total de los RSU generados en Montevideo, dejando fuera de este grupo a los metales, vidrio, escombros y residuos peligrosos.

El PCI de los RSU para Montevideo se puede ver en la tabla 5.2. La “Muestra representativa” es en base a una composición inalterada y fiel de los RSU; la “Muestra modificada” es aquella resultante luego del reciclado ideal, es decir, una muestra que contiene únicamente las fracciones no reciclables. Se puede observar que el PCI de las muestras representativas y modificadas es del orden del 70 % y 50 % respectivamente del PCI típico para la madera seca (al 30 % de humedad).

Los dos sistemas que más difusión presentan en la recolección son los de contenedores de carga trasera y los de carga lateral. Los sistemas de carga trasera generalmente utilizan contenedores de plástico (aunque también hay

Tabla 5.2: Poder Calorífico inferior medio del RSU en la ciudad de Montevideo [57]

Muestra	PCI,bh
Muestra representativa	9,12MJ/kg (2180kcal/kg)
Muestra modificada	6.23MJ/kg (1490kcal/kg)

metálicos) y su volumen máximo se encuentra en el entorno de los 800lt. Este tamaño permite que estos puedan ser desplazados hasta el camión recolector el cual, mediante un sistema de izaje acoplado, los descarga en la tolva de compactación. El sistema de carga lateral utiliza contenedores de 2.400 o 3.200lt de capacidad, los cuales se sitúan en la vereda o la calzada. Estos requieren camiones específicos para esta tarea. Los camiones funcionan típicamente a gasoil, que pueden presentar problemas asociados al particulado, ruido intenso durante la marcha y durante el vaciado del contenedor, además de las emisiones contaminantes y de efecto invernadero típicas de la quema de combustibles fósiles.

La Intendencia de Montevideo (IM) cuenta al momento del estudio con 30 camiones levantacontenedores [61]. Cada camión hace por turno entre 80-90km de recorrido. De Lunes a Sábado se tienen 3 turnos y se cuenta con 25-28 camiones de mañana, unos 15-18 camiones de tarde y 22-25 camiones en la noche. Los Domingos se tienen de 13 a 15 camiones en la mañana y no se hacen recorridos en los turnos de la tarde y noche [62].

5.2.2. Departamentos del interior del Uruguay

Se observa que las fracciones de los residuos de Montevideo comparadas con otras ciudades del interior del país son similares, tanto en la tasa de generación de RSU por habitante como en composición de la misma [57]. Por lo tanto, los valores obtenidos para Montevideo son representativos de otros puntos del país.

Los sistemas de recolección son variados y pueden incluir desde camiones recolectores de contenedores, camiones compactadores, hasta camiones abiertos [59] propulsados por motores diesel.

En el caso del departamento de Canelones, cuenta con 30 camiones recolectores y 15 camiones livianos doble cabina con cajas abiertas [63]. Este departamento ha sido un departamento pionero y es el único de los departamentos del Uruguay que va a lograr cumplir la meta a 2023 del plan nacional

de gestión de residuos de reciclar más del 30 % de los envases [64].

5.3. Alcance del caso de estudio

La propuesta consiste en el uso circular de residuos urbanos en los sistemas de recolección de residuos utilizando el Hidrógeno como vector en la ciudad de Montevideo.

De esta forma, se incorpora una flota de anclaje, donde los vehículos propulsados a Hidrógeno realizan recorridos cíclicos. Esto permite evaluar la viabilidad de la infraestructura y la tecnología, además de minimizar las estaciones de carga, que pueden evaluarse para ser utilizadas también por particulares que se incorporen a la tecnología.

Este estudio propone limitar la selección de tecnologías dentro de las que se encuentren maduras, ya que el foco de esta tesis no es estudiar o desarrollar ninguna tecnología que no sea madura.

5.3.1. Definición de escenarios y PCI asociados

Los escenarios que se plantean a continuación se proponen a partir de una estrategia en la cual se evite que la incineración compita con otras operaciones de mayor jerarquía de acuerdo al principio general de gestión de residuos (Figura 1.2). Otro aspecto considerado es que sean escenarios sostenibles en plazos no menores a 15 años debido a la alta inversión que implica una planta como la del caso de estudio [29].

Escenario 1 Incineración de RSU primarios (ver sección 2, página 15) de Montevideo, para alimentar la flota de camiones de Montevideo, suponiendo un porcentaje de recuperación del 85 % para el Tereftalato de Polietileno (PET) y para el cartón y de 60 % de recuperación del resto de los materiales reciclables (Figura 5.1¹).

En lo que refiere al PET y al cartón, el porcentaje de recuperación se definió teniendo en cuenta que el objetivo de las autoridades en el nuevo plan de gestión de residuos es elevar de 4 % a 30 % la valorización de los envases hacia 2023; 50 % en 2025; y 85 % en 2032 [60].

El objetivo de recuperación del 85 % del total de envases parece un objetivo muy desafiante ya que, según los datos de CEMPRE del año 2022, del material

¹Imágen obtenida a través del software SankeyMATIC

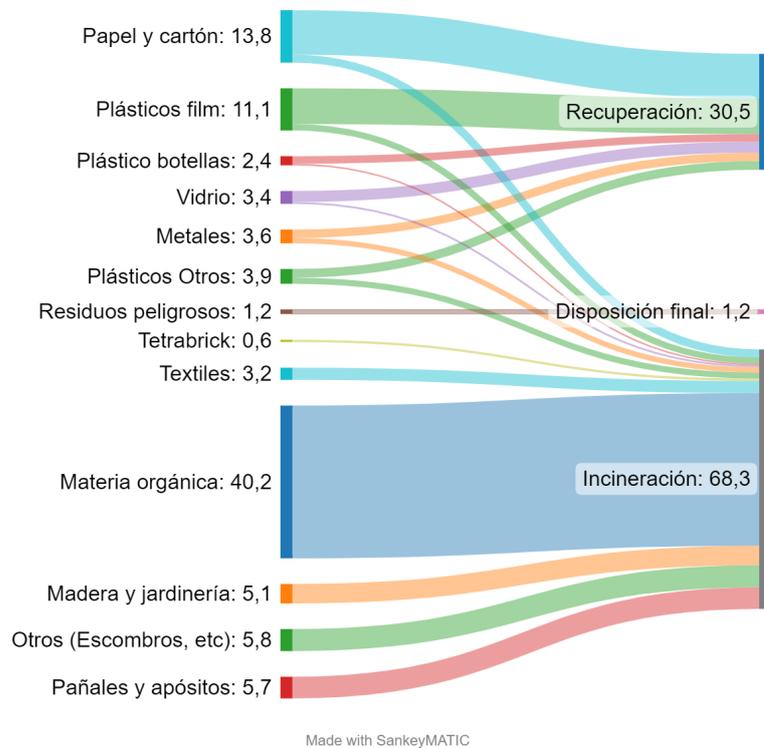


Figura 5.1: Diagrama Sankey - Destino de fracciones del RSU en escenario 1

separado en origen que llega a las plantas de clasificación de Montevideo sólo un 40 % se recicla. La mayor parte del material de descarte corresponde a plásticos y materiales celulósicos contaminados con materia orgánica u otro material que no permite su valorización. En menor proporción son materiales que no tienen valor de mercado para su reutilización, como plásticos que ya tuvieron procesos de valorización, plásticos pertenecientes a categoría 7 (plásticos no reciclables), o materiales que fueron mal segregados en origen [62].

La estimación del PCI del Residuo a incinerar en Escenario 1 (RSUe1) se halla a partir del aporte de cada fracción en masa (γ_i) al PCI de la mezcla resultante a través de la fórmula 5.2.

$$PCI_{RSUe1} = \sum \gamma_i PCI_i \quad (5.2)$$

En la tabla 5.3 se puede encontrar las distintas fracciones que componen el RSU, con su PCI asociado y el valor resultante del PCI del RSUe1. En la columna “Otros destinos” se muestran los porcentajes del RSU que no forman parte del RSUe1, recuperados en otros procesos de valorización como el reci-

claje, compostaje u otros destinos, como en el caso de los residuos peligrosos. El valor resultante del PCI del RSUe1 es de 7,78MJ/kg (1859kcal/kg).

Tabla 5.3: Caracterización y poder calorífico inferior del RSUe1 [57]

Material	% Otros destinos	% RSU	% RSUe1	PCI bh (MJ/kg material)	PCI bh (MJ/kg RSUe1)
Papel y cartón	85	13,8	3,0	15,12	0,46
Tetrabrick	0	0,7	1,0	17,45	0,18
Metales	60	3,6	2,1	0	0
Plásticos film	85	11	2,4	36,05	0,87
Plástico botellas	85	2,4	0,5	36,05	0,18
Plásticos Otros	60	3,9	2,3	36,05	0,82
Vidrio	85	3,4	0,7	0	0
Textiles	0	3,2	4,7	16,87	0,79
Materia orgánica	0	40,2	58,9	5,23	3,08
Madera y jardinería	0	5,1	7,5	10,47	0,78
Otros (Escombros, etc)	0	5,8	8,5	0	0
Pañales y apósitos	0	5,7	8,3	7,21	0,60
Residuos peligrosos	100	1,2	0		0
Total			100		7,78

La fracción de material principal del RSUe1 está compuesta por materia orgánica, la cual tiene una alta humedad (75 % en base húmeda) [57]. De todas formas, se observa que el valor del PCI del RSUe1 es mayor al mínimo recomendado para realizar incineración sin necesidad de combustible auxiliar (ver sección 2.2, página 22). Por cada 100kg de residuos asimilables a RSU se generan 68kg de RSUe1. Teniendo en cuenta que la población en Montevideo en el último censo realizado en el 2011 era de 1,3 millones de personas, se estima que la generación de RSUe1 en Montevideo es de 1127ton/día [65].

Para la definición del porcentaje de los RSUe1 generados en Montevideo a incinerar en la planta se han tenido en cuenta los siguientes factores:

- La cantidad de RSUe1 a incinerar necesario para alimentar la energía consumida por la flota de camiones es de aproximadamente 39.000ton/año (ver sección 5.4.4). Este valor se encuentra por debajo del mínimo recomendado para una planta de incineración de 50.000ton/año [29]. Una posibilidad para mejorar este aspecto consiste en incinerar una parte adicional del RSUe1 generado para volcar Energía eléctrica (EE) adicional a la red eléctrica.
- El proceso de incineración de residuos presenta una jerarquía mayor respecto al relleno sanitario pero una menor jerarquía respecto otros procesos que pueden llevarse a cabo, como la digestión anaerobia [66], que suelen tener menores impactos en los análisis de ciclos de vida.

- El tiempo mínimo recomendado de vida para una planta de incineración es de 15 años [29]; por lo cual cualquier otro uso de este material de residuo no podrá utilizarse en otros procesos durante este período.
- La incineración de RSU no se practica actualmente en el Uruguay.

En base a estos factores se estima que no sería recomendable una propuesta que implique la incineración del 100 % de la generación de este tipo de residuos, al menos en una primer etapa. La incineración de un 50 % del RSUe1 generado en Montevideo es un valor que permitiría balancear esos factores^{1 2}. De esta forma, se alimenta de combustibles a la flota de camiones recolectores y se vuelca el excedente eléctrico generado a la red eléctrica.

Escenario 2 Este escenario es similar al escenario 1 pero sumado a que entre en funcionamiento el proyecto de digestión anaerobia de residuos orgánicos para la generación de Metanol a ser utilizado por la industria naviera, que se encuentra actualmente en estudio por parte del gobierno [67]. Por lo tanto en este escenario se incineran los productos que resulten del rechazo de los residuos no aplicables para la digestión anaerobia y con los porcentajes de reciclado del PET, cartón y resto de reciclables mencionados en el escenario 1 (Figura 5.2³).

En la tabla 5.4 se pueden encontrar los datos que permiten la estimación del PCI del Residuo a incinerar en Escenario 2 (RSUe2), realizada en forma similar a la del escenario 1. El valor resultante del PCI es de 11,63MJ/kg (2779kcal/kg), valor 50 % superior al del escenario 1. Por cada 100kg de residuos asimilables a RSU se generan 23kg de RSUe2. Teniendo esto en cuenta se estima que la generación de RSUe2 en Montevideo es de 380ton/día [65].

Se destaca que en este escenario entre los materiales “Otros”, incluyendo escombros, y los “pañales y apósitos” representan el 50 % del total del material a incinerar.

A partir de las fracciones que componen el RSUe1, el RSUe2 y de la composición de cada fracción, en la tabla 5.5 se estima la composición química del RSUe1 y RSUe2.

Para la definición del porcentaje de los RSUe2 generados en Montevideo

¹Para el análisis de este estudio permite además simplificar el análisis ya que la energía volcada a la red coincide con la del escenario 2

²En esta definición no se ha tenido en cuenta la capacidad económica del país para sostener un proyecto que no suele ser el óptimo si solamente se observan los aspectos económicos (ver sección 5.5.4). Este aspecto se verificará más adelante

³Imágen obtenida a través del software SankeyMATIC

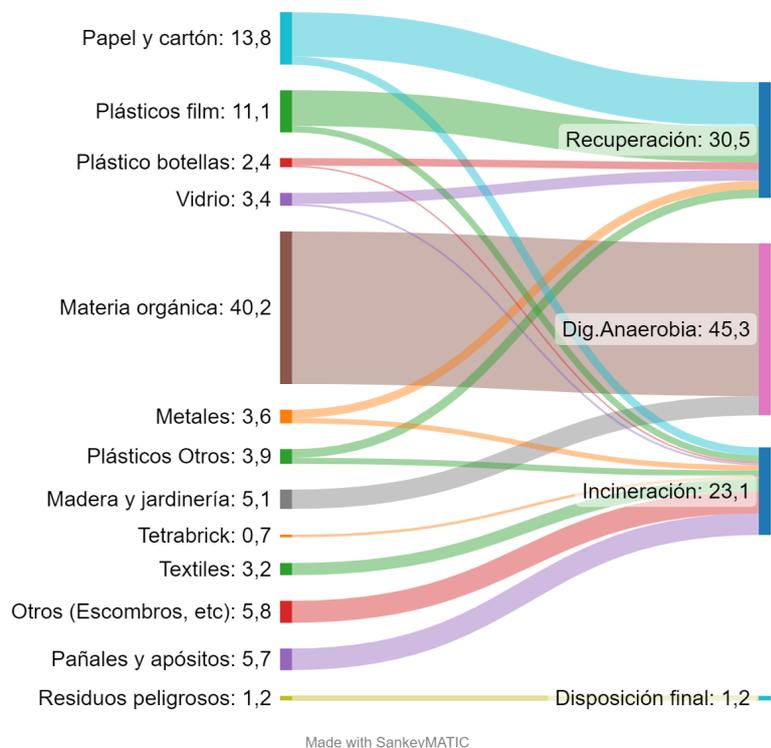


Figura 5.2: Diagrama Sankey - Destino de fracciones del RSU en escenario 2

Tabla 5.4: Caracterización y poder calorífico inferior del RSUe2 [57]

Material	% Otros destinos	% RSU	% RSUe2	PCI bh (MJ/kg material)	PCI bh (MJ/kg RSUe2)
Papel y cartón	85	13,8	9,0	15,12	1,36
Tetrabrick	0	0,7	3,0	17,45	0,53
Metales	60	3,6	6,3	0	0
Plásticos film	85	11	7,2	36,05	2,59
Plástico botellas	85	2,4	1,6	36,05	0,56
Plásticos Otros	60	3,9	6,8	36,05	2,45
Vidrio	85	3,4	2,2	0	0
Textiles	0	3,2	13,9	16,87	2,35
Materia orgánica	100	40,2	0,0	5,23	0
Madera y jardinería	100	5,1	0,0	10,47	0
Otros (Escombros, etc)	0	5,8	25,2	0	0
Pañales y apósitos	0	5,7	24,8	7,21	1,79
Residuos peligrosos	100	1,2	0	-	0
Total			100		11,63

a incinerar en la planta se realiza un análisis similar al realizado para los RSUe1. En este caso, sin embargo, no se visualizan procesos de mayor jerarquía a la incineración para los residuos del escenario 2, por lo cual se prevé la incineración del 100% de la generación de los RSUe2.

Tabla 5.5: Composición química del RSUe1 y RSUe2 [68]

Material	% RSU	% RSUe1	% RSUe2	C	H	O	N	S	Ceniza	H2O
Papel y cartón	13,8	3,0	9,0	33,11	5,39	33,88	0,15	0,02	4,45	23
Tetrabrick	0,7	1,0	3,0	34,40	5,60	35,20	0,16	0,02	4,62	20
Metales	3,6	2,1	6,3	4,37	0,58	4,17	0,10	0,00	87,78	3
Plásticos film	11	2,4	7,2	48,00	8,00	18,24	0,00	0,00	5,76	20
Plástico botellas	2,4	0,5	1,6	48,00	8,00	18,24	0,00	0,00	5,76	20
Plásticos Otros	3,9	2,3	6,8	48,00	8,00	18,24	0,00	0,00	5,76	20
Vidrio	3,4	0,7	2,2	0,49	0,10	0,39	0,10	0,00	96,92	2
Textiles	3,2	4,7	13,9	49,50	5,94	28,08	4,05	0,18	2,25	10
Materia orgánica	40,2	58,9	0,0	11,68	2,00	9,72	0,53	0,03	1,04	75
Madera y jardinería	5,1	7,5	0,0	23,90	3,00	19,00	1,70	0,16	2,24	50
Otros (Escombros, etc)	5,8	8,5	25,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	20
Pañales y apósitos	5,7	8,3	24,8	8,85	1,47	5,02	0,03	0,00	1,08	83,55
Residuos peligrosos	1,2	0%	0,0	-	-	-	-	-	-	-
RSUe1 (%másico, bh)				15,68	2,45	11,31	0,64	0,04	10,83	59,05
RSUe2 (%másico, bh)				20,85	3,13	12,38	0,60	0,03	29,85	33,17

5.4. Características y dimensionamiento de la instalación

En la Figura 5.3 se muestra un esquema de la instalación que se describirá a continuación y en la tabla 5.6 se resumen los principales flujos asociados.

Tabla 5.6: Flujos principales de la instalación

Punto	Descripción	Flujo		Flujo	
		Escenario 1		Escenario 2	
1	RSU generado	602.615	ton/año	602.615	ton/año
2	RSU reciclado	183.858	ton/año	183.858	ton/año
3	RSU digestión anaerobia	0	ton/año	272.985	ton/año
4	RSU sin otras recuperaciones	418.757	ton/año	145.773	ton/año
5	RSU incinerado	211.013	ton/año	138.700	ton/año
6	Potencia EE Exportación neta	8,4	MW	8,4	MW
7	Potencia EE Electrolizador y compresión Hidrógeno	1,91	MW	1,91	MW
8	Hidrógeno	716	kgH2/día	716	kgH2/día
9	RSU disposición final	230.597	ton/año	48.475	ton/año

Para el dimensionamiento del sistema se procederá siguiendo el orden descrito en la Figura 5.4. Se comenzará definiendo la flota de camiones (A). Se determinará el tamaño y las características necesarias de la planta de generación de Hidrógeno y de su almacenamiento (B). A partir del consumo del sistema definido en (B) y teniendo en cuenta tanto el tamaño mínimo recomendable para plantas incineradoras como el nivel de jerarquía de residuos, se determina el nivel de EE a exportar (C). Finalmente se define la caldera y el grupo turbogenerador requerido (D).

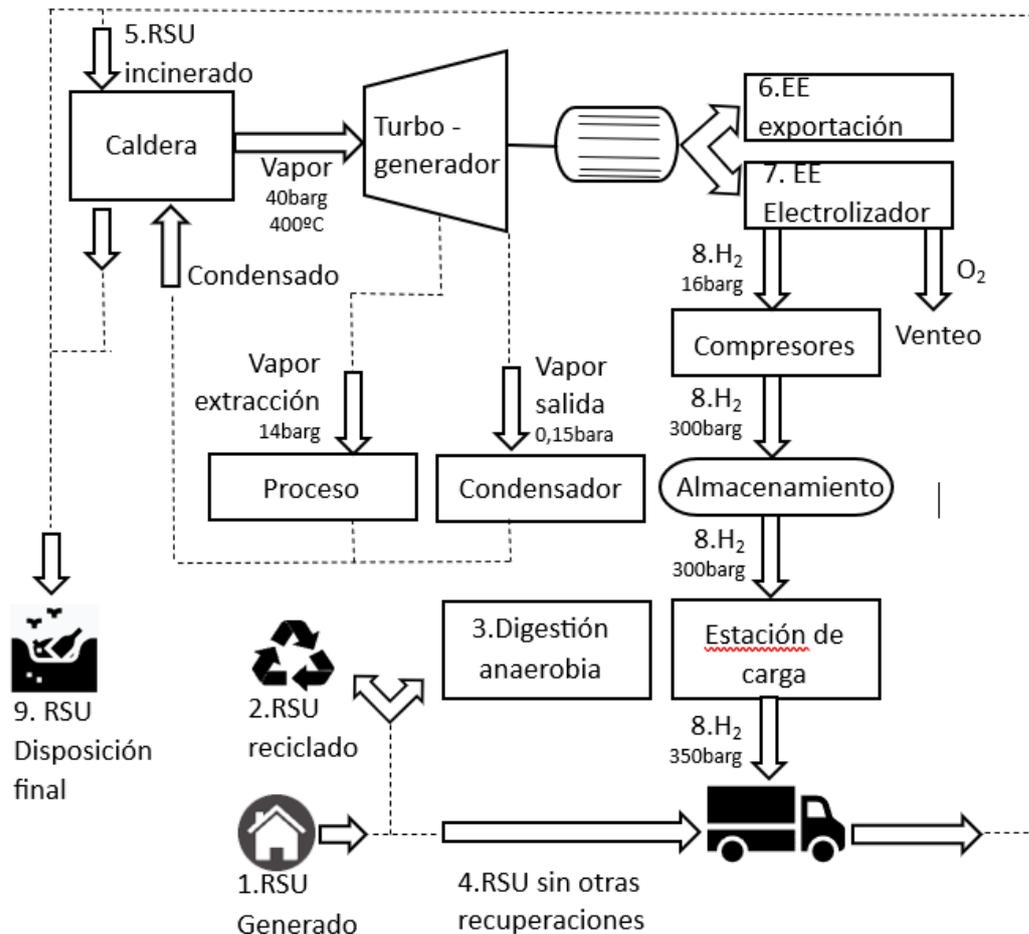


Figura 5.3: Esquema de la instalación

5.4.1. Flota de camiones

Para el presente estudio se prevé el uso de camiones como los descritos en la sección 4.5.2 propulsados a pilas de Hidrógeno PEMFC con almacenamiento físico del Hidrógeno presurizado a 350barg y temperatura ambiente, a través de tanques con capacidad total de 25kg. Los mismos se ubican típicamente en la parte exterior trasera de la cabina.

Teniendo en cuenta las flotas de camiones actuales de la IM (ver sección 5.2) y la operación actual, se calculan en la tabla 5.7 que en promedio se utilizan 20 camiones para los recorridos diarios en cada turno y que cada camión recorre en promedio 251km/día. En el presente estudio se considera una flota de unos 20 camiones recolectores de contenedores de residuos funcionando a Hidrógeno.

Algunos fabricantes estiman un rendimiento promedio de 8km/kgH₂, incluyendo 8 levantamientos de contenedores por km [69]. Para el presente estudio

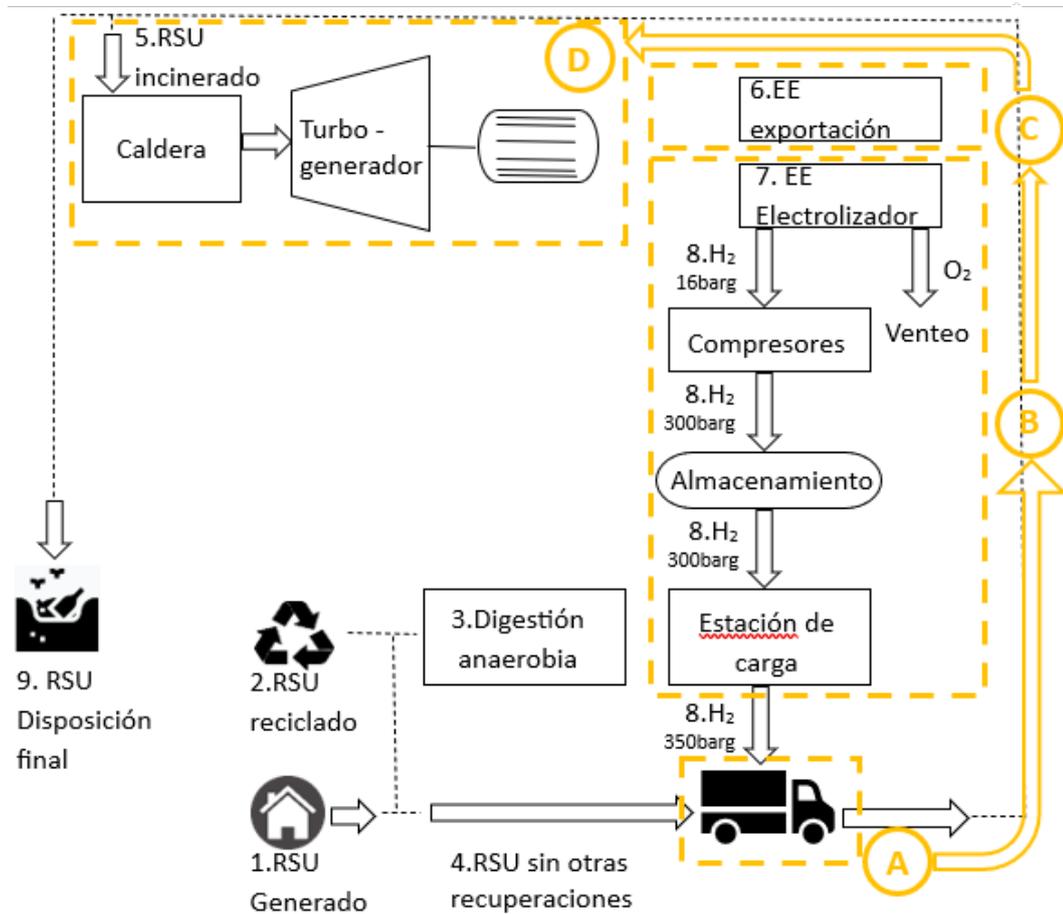


Figura 5.4: Metodología para el dimensionamiento de la instalación

se estimará un rendimiento de $7\text{km}/\text{kgH}_2$, teniendo en cuenta la mayor cantidad de levantamiento de contenedores por kilómetro. Se puede verificar que teniendo en cuenta este consumo, por turno se consumen 12kgH_2 , con lo cual la capacidad de almacenamiento de 25kgH_2 prevista cubre aproximadamente dos turnos completos. El consumo diario de la flota resulta de $716\text{kgH}_2/\text{día}$, o llevado al consumo promedio por hora resulta de $332\text{Nm}^3\text{H}_2/\text{h}$ (ver tabla 5.8).

El área para el estacionamiento, calle de entrada y playa de maniobras de los camiones se estima en 1500m^2 , basado en camiones de $10\text{m} \times 2,5\text{m}$.

5.4.2. Sistema de almacenamiento y estación de carga

El Hidrógeno gaseoso se prevé almacenar en tanques presurizados metálicos a 300barg , de forma de poder utilizar tanques tipo I (ver sección 4.4.2) que son económicamente convenientes en situaciones donde se cuenta con el espacio

Tabla 5.7: Flota de camiones recolectores, Intendencia de Montevideo [62]

Descripción	Cantidad	Unidad
Distancia promedio camión por turno	85	km
Cantidad camiones promedio, turno mañana, Lu-Sa	26,5	camiones
Cantidad camiones promedio, turno tarde, Lu-Sa	16,5	camiones
Cantidad camiones promedio, turno noche, Lu-Sa	23,5	camiones
Cantidad camiones promedio, turno mañana, Do	14	camiones
Comiones por turno promedio	20	camiones
Distancia total recorrida	35.105	km/semana
Distancia diaria promedio por camión	251	km/camión.día

suficiente. Los mismos generalmente no cuentan con recubrimiento interior; están basados en el material seleccionado y en los espesores de diseño para contrarrestar el fenómeno de fragilización¹.

Para la compresión del Hidrógeno se utilizará un sistema de compresores que llevarán el Hidrógeno producido por los electrolizadores desde 16barg hasta los 300barg. En la estación de carga de los camiones se contará con otro sistema de compresión que llevará el Hidrógeno desde la presión del sistema de almacenamiento hasta los 350barg del tanque de los camiones. Estimando un rendimiento politrópico típico del 80 % y rendimiento del motocompresor del 90 %, realizando una compresión en múltiples etapas y un requerimiento energético para pasar de 16barg a 350barg de 8,9MJ/kg [70], se estima que la potencia consumida por el sistema de compresión será de 85kW (ver tabla 5.8).

Tabla 5.8: Parámetros de generación de Hidrógeno y potencia eléctrica asociada

Descripción	Valor
Distancia promedio diaria flota camiones (km/día)	5.015
Rendimiento camión (km/kgH ₂)	7
Consumo H ₂ flota camiones (kgH ₂ /día)	716
Consumo H ₂ flota camiones (kgH ₂ /h)	30
Consumo H ₂ flota camiones (Nm ³ /h)	332
Producción O ₂ asociada (kg/h)	240
Consumo típico electrólisis alcalina H ₂ @16barg (kWh/kgH ₂)	61
Potencia eléctrica electrolizadores (MW)	1,83
Potencia compresión H ₂ 16barg a 350barg (kW)	85
Consumo neto generación y compresión H ₂ (MW)	1,91

Se prevé una capacidad total de almacenamiento de 3000kg de Hidrógeno, que se corresponde con la demanda de la flota para 4 días de funcionamiento.

¹Por ejemplo: ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 3

En consulta con proveedores se propone el uso de 872 cilindros de 163litros, montados en racks de 109unidades. Estos 8 racks ocupan un área en planta de 308m^2 ($11\text{m} \times 28\text{m}$) si se los coloca en forma horizontal fondo con fondo de cada rack y dejando espacio para retirar los cilindros en caso de mantenimiento. Se prevé que se almacenen dentro de un galpón techado, con ventilación acorde para evitar situaciones de riesgo.

En cada turno los camiones visitan el sitio de disposición final varias veces, con lo cual es posible organizar un plan de carga para evitar congestionamiento en la estación de carga. Incluso cargando los 20 camiones una vez por turno, se contaría con 24minutos para esta maniobra, cuando la carga completa requiere de aproximadamente 15minutos y los camiones pueden realizar dos turnos completos con una carga. Por lo tanto un puesto de carga sería suficiente para resolver la operación del sistema. Por mayor flexibilidad y confiabilidad en caso de rotura se prevé que se puedan cargar hasta 2 camiones en forma simultánea. Se estima que el sistema de carga ocupe un área de 300m^2 ($10\text{m} \times 30\text{m}$), principalmente ocupada por los puestos de carga y espacio para camiones en espera.

5.4.3. Electrolizador

Para este estudio se prevé utilizar electrolizadores alcalinos trabajando con electrolito de KOH en configuración bipolar y sistema sin mezcla de electrolito. Se seleccionaron este tipo de electrolizadores debido a la madurez de la tecnología, la menor inversión inicial, mayor durabilidad, menores costos de mantenimiento. Además en esta aplicación no se requiere trabajar a carga parcial y los tiempos de arranque del sistema no son un problema.

La calidad de Hidrógeno suministrada por el sistema (99,8 %) es inferior a la requerida por la pila de combustible PEM de los camiones, que de acuerdo a la norma ISO-14687 requiere una calidad superior al 99,97 %. Por lo tanto es necesaria la inclusión de un purificador a la salida del sistema para evitar la degradación de las pilas de combustible.

Teniendo en cuenta los valores típicos de rendimientos para este tipo de electrolizadores (ver sección 4.2.1) y verificando también con proveedores, se estima que los mismos consumirán $5,5\text{kWh}/\text{Nm}^3$; o sea unos $61\text{kWh}/\text{kgH}_2$ trabajando con gases a 16barg de presión a la salida del purificador. Esto representa un consumo de los electrolizadores de aproximadamente 1,8MW

para generar el consumo promedio de Hidrógeno para la flota de camiones.

La producción promedio por hora de Hidrógeno $332\text{Nm}^3\text{H}_2/\text{h}$ implica la mitad de esa cantidad de producción promedio por hora de Oxígeno, o sea, $166\text{Nm}^3\text{H}_2/\text{h}$ (ver tabla 5.8).

Se prevé la instalación de dos electrolizadores del 100 % de capacidad en paralelo para aumentar la confiabilidad del sistema.

5.4.4. Turbogenerador y Caldera

El sistema se prevé que realice la incineración de residuos primarios, sin ningún pretratamiento previo adicional en la planta de incineración, sin embargo una fracción proviene de centros de valorización, en los cuales se realiza la selección de las fracciones reciclables, por lo cual parte de los residuos serán pretratados. La ausencia de un pretratamiento implica una simplificación importante a nivel de la complejidad de la planta, de espacio y de operación. Se prevé que la planta trabaja en su condición nominal en forma continua, utilizando la capacidad del búnker de entrada para absorber los transitorios de llegada de residuos a la planta.

Por los valores de los PCI de los combustibles en cualquiera de los escenarios de estudio 1 y 2, la combustión se puede realizar sin combustible auxiliar y tampoco es necesario el uso de parrillas más complejas refrigeradas por agua, con lo cual pueden utilizarse las parrillas más simples refrigeradas por aire (ver sección 2.2, página 22).

El sistema turbogenerador se prevé que integre una turbina de condensación de vapor trabajando con un aerocondensador trabajando a 0,15bara (54°C). Se prevé un aerocondensador y no una torre de enfriamiento para minimizar el consumo de agua de la planta, teniendo en cuenta que es un recurso cada vez más escaso en el país. La turbina se prevé que lleve sangrados para calentar el condensado en el tanque de alimentación de agua de caldera.

Las condiciones de vapor de entrada al turbogenerador se estiman en 40barg y 400°C para poder utilizar calderas convencionales(ver sección 2.2, página 23). El rendimiento del ciclo de generación simplificado (η_{ciclo}) (ver tabla 5.9; figura 5.5) se calcula a partir de considerar un rendimiento isoentrópico ($\eta_{\text{isoentrópico}}$) del turbogenerador de 0,8, de las propiedades a las presiones/temperaturas definidas para el ciclo y de las ecuaciones de rendimiento 5.3 y 5.4.

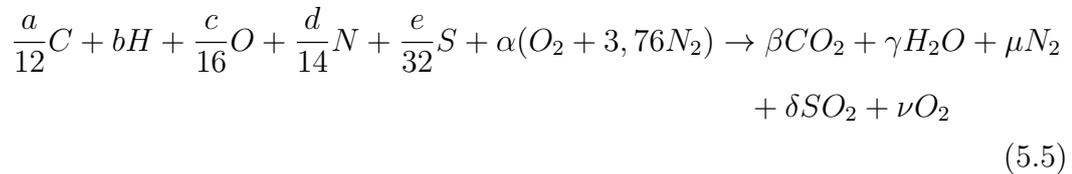
$$\eta_{isoentropico} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}} \quad (5.3)$$

$$\eta_{ciclo} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{h_1 - h_4} \quad (5.4)$$

Tabla 5.9: Parámetros del ciclo de generación

Parámetro	Valor	Unidad
p1	41	bara
T1	400	°C
h1	3.212	kJ/kg
s1	6.758	J/kgK
p2	0,15	bara
h2s	2.190	J/kgK
$\eta_{isoentropico}$	0,8	
h2	2.394,4	kJ/kg
h3	226	kJ/kg
s3	755	J/kgK
h4	230	J/kgK
η_{ciclo}	0,273	
Cualidad del punto 2	91 %	

Considerando que el RSU, con composiciones detalladas en la tabla 5.5 se quema en un generador de vapor con un Exceso de aire (EA) del 40% y resolviendo la combustión completa del mismo, resultan los productos de combustión de la ecuación 5.5.



Donde a, b, c, d y e corresponde a la fracción en masa resultante de la composición química del combustible en base húmeda y α corresponde a la cantidad de kmoles de Oxígeno a agregar por kilogramo de combustible, incluyendo el aire estequiométrico y el EA (ver ecuación 5.6) .

$$\alpha = \left(\frac{a}{12} + \frac{b}{4} + \frac{e}{32} - \frac{c}{32} \right) (1 + EA) \quad (5.6)$$

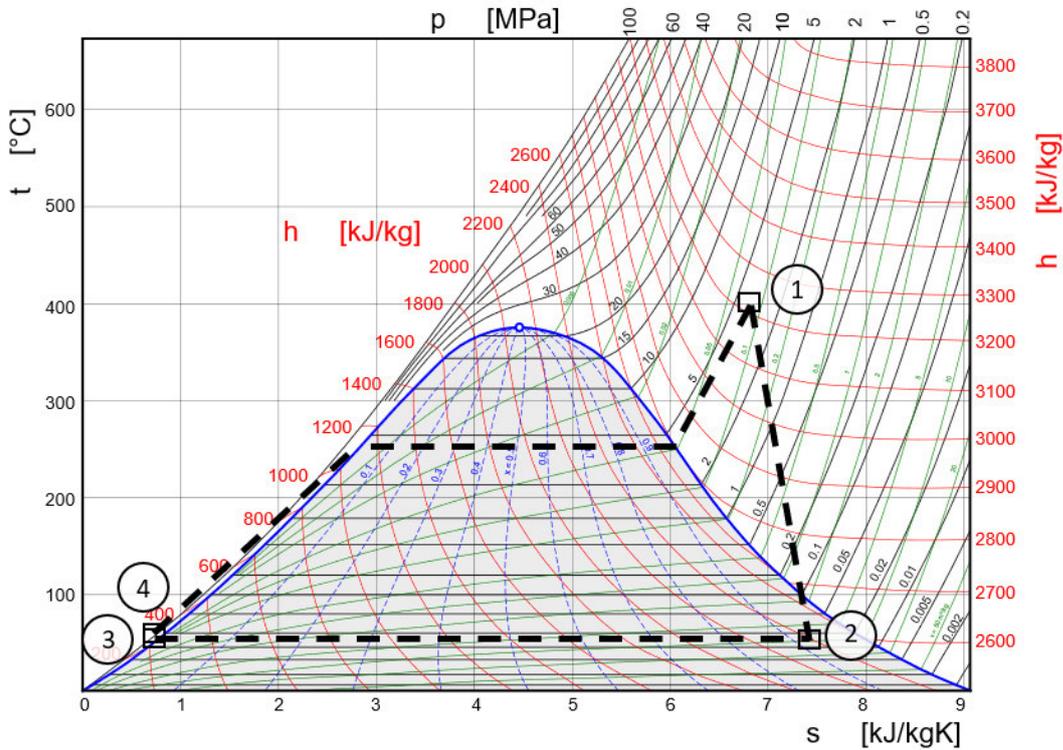


Figura 5.5: Diagrama Temperatura-entropía del ciclo de generación [71]

En la tabla 5.10 se pueden ver los resultados del aire necesario y los productos de combustión para el combustible de cada escenario.

Tabla 5.10: Aire y productos de combustión

Combustible	α	β	γ	μ	δ	ν
RSUe1 (kmol/kgf)	0,021938	0,013067	0,045056	0,082714	0,000013	0,006268
RSUe2 (kmol/kgf)	0,029877	0,017375	0,034078	0,112551	0,000009	0,008536

Realizando un balance de energía a los reactivos y productos de la combustión y considerando la definición de rendimiento, podemos calcular el valor del mismo (ecuaciones 5.7; 5.8; 5.9; 5.10 y tabla 5.11). En estos cálculos se ha asumido:

- Una temperatura en chimenea de 200°C para estar por encima del punto de rocío ácido, que suele ser de 140°C, lo cual implica temperaturas de humos superiores a esta para evitar la condensación en la chimenea (ver sección 2.2, página 23).
- 1 % de pérdidas de radiación y convección al exterior y 3 % en pérdidas por incombustos.

- Temperatura de cenizas de 700°C.

$$PCI + h_{sf} + G_a h_a = q_u + q_p + h_{hh} + h_{ash} \quad (5.7)$$

$$\eta = \frac{q_u}{PCI} \quad (5.8)$$

$$q_p = ePCI \quad (5.9)$$

$$\eta = (1 - e) + \frac{(h_{sf} + G_a h_a - h_{hh} - h_{ash})}{PCI} \quad (5.10)$$

Donde:

h_{sf} es la entalpía sensible del combustible por kilogramo de combustible

G_a es la masa de aire de combustión por kilogramo de combustible

h_a es la entalpía del aire de combustión por kilogramo de combustible

q_u es el calor útil por kilogramo de combustible

q_p son las pérdidas de calor por kilogramo de combustible

e es el porcentaje de pérdidas

h_{hh} es la entalpía de los humos húmedos por kilogramo de combustible

h_{ash} es la entalpía de cenizas por kilogramo de combustible

Tabla 5.11: Rendimiento de generador de vapor

Combustible	h_{sf} (kJ/kgf)	$G_a h_a$ (kJ/kgf)	h_{hh} (kJ/kgf)	h_{ash} (kJ/kgf)	e	PCI (kJ/kg)	η
RSUe1	0	0	819	61	0,04	7.783	0,847
RSUe2	0	0	949	188	0,04	11.635	0,862

En la tabla 5.11 se observa que los valores de rendimiento obtenidos para ambos combustibles son muy similares al valor de rendimiento típico para estar por encima del punto de rocío ácido con este tipo de combustibles del 85 %.

Estimando un autoconsumo de la planta de energía del 10 % de la energía producida, incluyendo la Caldera de RSU/Balance de planta/Turbogenerador y teniendo en cuenta tanto el rendimiento eléctrico del generador(η_{elec}) como el rendimiento mecánico de la turbina(η_{mec}), se llega a que la potencia térmica requerida por la caldera para la producción de Hidrógeno es de aproximadamente 8MW(ver ecuación 5.11 y tabla 5.12).

$$Potencia_{termica,caldera} = \frac{Potencia_{electronica,bruta}}{\eta_{elec}\eta_{mec}\eta_{ciclo}} \quad (5.11)$$

El consumo asociado de combustible para la generación de Hidrógeno puede verse en la tabla 5.12. Estos consumos representan aproximadamente un 9% y un 18% respectivamente para escenario 1 y 2 de la generación de estos residuos en la ciudad de Montevideo. Por lo tanto, los residuos urbanos generados en Montevideo son ampliamente suficientes para mover los camiones que los recolectan.

Tabla 5.12: Consumo de residuos dedicados a la generación del Hidrógeno

Parámetro	Valor	
Autoconsumo típico Planta generación EE (%)	10	
Potencia bruta generada (MW)	2,10	
Rendimiento Ciclo turbogenerador	0,273	
Rendimiento eléctrico del generador	0,97	
Rendimiento mecánico de la turbina	0,98	
Potencia térmica de la caldera (MW)	8,1	
	RSUe1	RSUe2
Rendimiento caldera	0,847	0,862
PCI RSU,bh (kcal/kgRSU)	1.859	2.779
PCI RSU,bh (kJ/kgRSU)	7.784	11.636
Consumo RSU (kg/h)	4.426	2.909
Consumo RSU (ton/año)	38.773	25.486
Generación RSU Montevideo (ton/año)	411.355	138.700
Consumo RSU / generación RSU Montevideo (%)	9	18

En la tabla 5.13 se encuentran los consumos de RSU vinculados a la generación de EE para volcar a la red eléctrica y las potencias eléctricas asociadas.

Tabla 5.13: Generación de energía eléctrica para volcar a la red eléctrica

Descripción-Parámetros para exportación EE	Valor RSUe1	Valor RSUe2
Consumo de RSU(ton/año)	172.240	113.214
Consumo de RSU(kg/h)	19.662	12.924
Potencia térmica generada con RSU(MW)	36,0	36,0
Potencia eléctrica bruta generada con RSUe1/RSUe2(MW)	9,3	9,3
Potencia eléctrica neta generada con RSUe1/RSUe2(MW)	8,4	8,4

En la tabla 5.14 se encuentran resumidos los parámetros principales de funcionamiento de la planta.

Tabla 5.14: Resumen de parámetros de funcionamiento de la planta

Descripción	Valor	
Potencia eléctrica bruta para generación H ₂ (MW)	2,1	
Potencia eléctrica bruta generación EE(MW)	9,3	
Potencia eléctrica bruta total de la planta(MW)	11,4	
Potencia eléctrica neta exportación de EE(MW)	8,4	
	Valor	Valor
	RSUe1	RSUe2
Consumo de RSU para generación H ₂ (ton/año)	38.773	25.486
Consumo de RSU para generación de EE(ton/año)	172.240	113.214
Consumo de RSU total de la planta(ton/año)	211.013	138.700
RSU incinerado / RSU generado en Montevideo(%)	50	100

El tratamiento de gases se prevé que esté basado principalmente en los tratamientos normalmente utilizados a partir de la inyección de cal y carbón en forma seca para el control de emisiones de gases ácidos y de metales pesados. El sistema incluye un ciclón, reactor y filtro de mangas. Además se prevé un sistema SCR mediante la inyección de NH₃ en los gases de combustión calientes para el control de las emisiones de NO_x.

El área ocupada por la caldera, turbogenerador, balance de planta y electrolizadores se estima en 7.500m² (150m × 50m).

5.4.5. Planta de agua

El sistema requiere de una planta de agua para alimentar a los distintos procesos, principalmente para:

- Consumo de agua desmineralizada para descomponerse en Hidrógeno y Oxígeno en los electrolizadores. La producción promedio por hora de Hidrógeno es de 30kg/h, que teniendo en cuenta la composición de la molécula de agua, representa un consumo 9 veces mayor de agua desmineralizada¹ (270kg/h).
- Consumo de agua desmineralizada para reponer las pérdidas en la caldera y turbogenerador, principalmente por la purga continua. Otros consumos menores que existen son las pérdidas de vapor por el desaireador del tanque de agua y pérdidas por el sistema de sellos y sistema de evacuación de no condensables en el turbogenerador.

¹Valor que surge de la estequiometría y a su vez de corroborar con el consumo previsto en catálogos de electrolizadores comerciales [72]

- Consumo de agua bruta del redler húmedo para la extracción de cenizas de fondo. El valor se ha estimado suponiendo que el consumo másico de agua será similar a la mitad de la producción de cenizas de fondo.
- Consumo de agua bruta por sistemas de enfriamiento. Los sistemas de enfriamiento previstos se realizan a través de un aerocondensador, con lo cual los sistemas son cerrados y no tienen un consumo de agua asociado. En el caso de haber optado por una torre de enfriamiento hubiese representado aproximadamente 6000kg/h de agua entre evaporación y purga del sistema.

La planta de agua recibe agua bruta del pozo y en función de la calidad de la misma incorpora tratamientos como ser: ablandado, filtrado, ultrafiltrado, ósmosis inversa, electro de-ionización, etc. Por cada metro cúbico de agua desmineralizada se estima que se consumen 2m³ de agua bruta. En la tabla 5.15 se encuentran resumidos los consumos principales de agua de la planta.

Tabla 5.15: Principales consumos de agua de la planta

Consumo	RSUe1	RSUe2
Consumo agua desmineralizada de caldera y turbina (kg/h)	385	385
Consumo agua desmineralizada de electrólisis (kg/h)	270	270
Total agua desmineralizada (kg/h)	655	655
Agua bruta requerida para alimentar planta de agua desmineralizada (kg/h)	1310	1310
Agua redler húmedo para transporte cenizas RSUe1 (cenizas 11 %); RSUe2 (cenizas 30 %) (kg/h)	1451	2601
Total agua bruta (kg/h)	2.760	3.910

Se observa que el consumo de agua de la planta se duplicaría si se hubiese optado por un sistema de enfriamiento basado en torres de enfriamiento.

5.4.6. Definición del sistema

En la tabla 5.16 se presentan de forma condensada los aspectos más significativos respecto a las características y tamaño del sistema.

Teniendo en cuenta la relación entre la potencia eléctrica neta generada por la planta y la potencia del combustible que la alimenta (ver figura 5.6) se calcula que el rendimiento del sistema caldera/turbogenerador es del 20 %.

Tabla 5.16: Características y tamaño del sistema

Sistema Electrolizador / Compresión / Almacenamiento / Camiones recolectores		
Descripción	Cantidad	Unidad
Cantidad de camiones recolectores a Hidrógeno	20	unidades
Consumo promedio Hidrógeno flota camiones	30	kg/h
Potencia eléctrica neta electrolizadores	1,83	MW
Potencia bruta - generación y compresión Hidrógeno	2,10	MW
Capacidad almacenamiento Hidrógeno @ 350barg	3.000	kg
Sistema Caldera / Turbogenerador		
Descripción	Cantidad	Unidad
Potencia eléctrica bruta total de la planta	11,4	MW
Potencia térmica salida de la caldera	44,1	MWt
Presión de condensación	0,15	bara
Condiciones del vapor de entrada a la turbina	40 barg @ 400°C	
Tipo de Turbina / Condensador	Turbina de condensación / Aerocondensador	
	RSUe1	RSUe2
Consumo de RSU	211.013	138.700 ton/año
Consumo del RSU generado en Montevideo	50 %	100 %

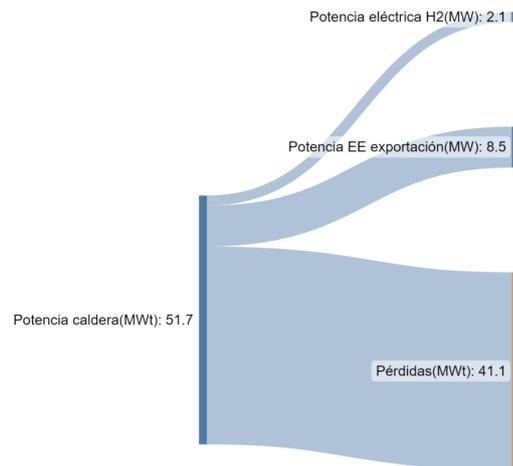


Figura 5.6: Destino de la potencia del combustible

En lo que respecta a la generación y suministro de energía a los camiones recolectores, el rendimiento del sistema Electrolizador-Compresor-Celda de combustible se puede observar en la tabla 5.17 que tiene un valor del 22 %, lo que va a implicar que un muy bajo porcentaje de la energía contenida en el combustible llegue finalmente a los motores eléctricos de los camiones recolectores.

El sistema general deberá integrar otras instalaciones que no se han desarrollado en este estudio como los siguientes: Generador Diesel para alimentación de emergencia, sistema contra incendio, tanques de agua bruta, agua desmineralizada y agua de incendio, aire comprimido, etc.

Tabla 5.17: Rendimiento del sistema

Descripción	Valor	Unidad
Rendimiento sistema caldera/turbogenerador	20 %	
PCS Hidrógeno	39	kWh/kg
Energía requerida por electrolizador	61	kWh/kg
Energía compresión bruta @ 350barg	27,6	kWh/kg
Rendimiento electrolizador-compresor@350barg	44 %	
Rendimiento celdas de combustible	50 %	
Rendimiento Electrolizador-Compresor-Celda de combustible	22 %	

5.5. Estudio económico/financiero

5.5.1. Aspectos generales

A continuación se realiza un estudio de prefactibilidad económico/financiero del caso de estudio para los dos escenarios planteados (Sección 5.3.1). La metodología a emplear se basa en el estudio del Costo Nivelado de Energía (Levelized Cost Of Energy) (LCOE), seguido por un flujo de fondos y análisis de sensibilidad.

El estudio se realiza sobre la base de que una compañía privada financie el 100 % de la inversión y que a través de un contrato con instituciones estatales o municipales reciba ingresos por la venta de EE y de H₂ a través de tarifas definidas en una licitación. Debido al interés que puede generar la concreción de un proyecto de este tipo y a que es previsible las dificultades económicas que pueda representar, se asumirá que el proyecto cuenta con exoneraciones fiscales.

5.5.2. Inversiones

Para la estimación de las inversiones a realizar, se recurre tanto a bibliografía específica como a la consulta con proveedores. Los valores de estas estimaciones se pueden ver en la Tabla 5.18.

Se observa que la inversión en el sistema de incineración del RSU y sistema de generación de energía eléctrica representa más del 90 % de la inversión total para cualquiera de los escenarios.

Tabla 5.18: Resumen de inversiones

Descripción	Inversión unitaria		Unidad	Cant. RSUe1	Cant. RSUe2	Inv. RSUe1 (MUSD)	Inv. RSUe2 (MUSD)
Planta incineración y generación de energía eléctrica [5]	100	MUSD	100kton/año	2,3	1,5	231	152
Sistema Generación H ₂ 2x100% ¹	802,5	USD	1/kWel	3.653	3.653	2,9	2,9
Sistema de almacenamiento H ₂ ²	1,1	MUSD	unidad	1	1	1,1	1,1
Sistema de carga de H ₂ en camiones [73]	2.100	USD	kgH ₂ /día	716	716	1,5	1,5
Camiones recolectores [74]	0,5	MUSD	Unidad	20	20	10,0	10,0
Obras conexión con red eléctrica ³	1	MUSD	Unidad	1	1	1,0	1,0
Galpón parque de tanques H ₂ [75]	537	USD	m ²	308	308	0,2	0,2
Terreno [75]	0,15	MUSD	ha	1,0	1,0	0,1	0,1
Inversión total						248	169

¹Presupuesto obtenido a partir de un fabricante especializado que integra electrolizadores, equipos auxiliares, rectificador eléctrico, sistema de control y analizadores.

²Presupuesto obtenido a partir de un fabricante especializado que incluye tanques y el paquetizado de los equipos sobre bastidor.

³Estimación realizada en el presente estudio.

5.5.3. Parámetros de partida

Para la realización del estudio económico/financiero se parte considerado los parámetros que se detallan en la Tabla 5.19.

5.5.4. Costo Nivelado de Energía - LCOE

El LCOE se calcula para determinar el costo presente promedio que representa la energía producida por un generador durante su vida útil (Ecuación 5.12).

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^T (I_n + O_n + M_n) / (1 + i)^n}{\sum_{n=0}^T E_n / (1 + i)^n} \quad (5.12)$$

Donde:

I_n es la inversión

O_n son los costos de operación

M_n son los costos de mantenimiento

i es la tasa de descuento

T Es la vida útil del proyecto más período de construcción

Tabla 5.19: Parámetros de partida

Parámetros de la Planta	RSUe1	RSUe2	Unidad
Vida útil		20	años
Período de construcción		3	años
Disponibilidad de la planta (8.000hs/año)		91 %	
Capacidad de procesamiento de RSU	211.013	138.700	ton/año
Capacidad de diseño ¹	231.059	151.877	ton/año
Potencia neta exportación de EE(MW)		8,4	MW
Precio venta EE ²		73,0	USD/MWh
Producción Hidrógeno		30	kgH ₂ /h
Precio venta Hidrógeno ³		6,2	USD/kgH ₂
Costo de disposición final Felipe Cardozo [62]		15,0	USD/ton
Reducción de disposición, masa ⁴	91,3 %	76,5 %	
Ahorro por disposición final Felipe Cardozo	13,7	11,5	USD/ton
Metales (90 % Ferrosos/10 %no ferrosos)	2,1 %	6,3 %	ton/tonRSU
Precio metales ⁵		0,053	USD/kg
Ingresos por recuperación metales ⁶	1,1	3,3	USD/tonRSU
Origen biogénico en el RSU ⁷	72,0 %	15,0 %	
Tasa descuento ⁸		7,5 %	
Costos fijos [76]		5	USD/kW/año
Costos operación y mantenimiento [76]		46	USD/tonRSU

¹La planta se prevé que pueda trabajar a un ritmo mayor al nominal, para poder afrontar fenómenos transitorios y además, en caso que se considere conveniente, se podría incinerar el RSU que no se procese durante los períodos de mantenimiento. En lo que refiere a la producción de Hidrógeno, la planta podrá seguir produciendo durante la parada del sistema incinerador/generador de EE pero en este caso, consumiendo energía de la red eléctrica.

²Precio de referencia-contrato UPM2.

³Precio de paridad con el gasoil, basado en un costo de gasoil de 50,5\$/lt y un rendimiento de los camiones recolectores a gasoil de 1,5km/lt [62].

⁴A partir de cálculos propios, en base a la ceniza del combustible.

⁵Precio de referencia-presupuesto de empresa local por materiales ferrosos.

⁶Se prevé la recuperación de metales de las cenizas de fondo.

⁷En este estudio no se considera la venta de bonos de Carbono, pero en ese caso habría sólo una parte del combustible que proviene de origen biogénico.

⁸Valor estimado para el estudio.

E_n es la producción de energía

El LCOE se aplica ampliamente para generadores de energía eléctrica pero no así para generadores de otros tipos de energía. En generadores que producen más de una fuente de energía, como los que funcionan en Cogeneración (Combined Heat and Power) (CHP), se suele considerar para el cálculo del LCOE los ingresos debidos a la producción de otros energéticos y descontarlos de los costos para producir energía eléctrica [77]. En el presente estudio se realiza el cálculo del LCOE aplicando esta consideración, descontando de los

costos Operativos y de Mantenimiento los ingresos por la venta de Hidrógeno, ingresos por venta de metales Ferrosos recuperados de las cenizas e ingresos por los ahorros que representen la menor disposición final en Felipe Cardozo.

A partir de la ecuación 5.12 y de la tabla 5.19 se calcula el LCOE para el escenario 1 y 2(ver Tabla 5.20).

Tabla 5.20: LCOE de partida

	RSUe1	RSUe2
LCOE (USD/MWh)	489	324

De la comparación entre ambos escenarios, se observa que el LCOE del escenario 2 es menor que el LCOE del escenario 1, que se explica por la menor inversión inicial y a menores costos variables en el caso del escenario 2, ambos aproximadamente 30 % menores en este caso.

De todas formas se observa que el valor del LCOE en ambos escenarios se encuentra muy por encima del valor de partida de venta de la EE. Esto implica que al realizar un análisis de flujo de fondos, considerando los parámetros de partida (ver Tabla 5.19), los valores presentes netos de las inversiones realizadas para el escenario 1 y 2 con los parámetros de partida sean muy negativos, de aproximadamente -250MUSD y de -150MUSD respectivamente. Por lo tanto, desde un punto de vista económico/financiero, ambas inversiones tendrían resultados muy desfavorables. En la tabla 5.21 se muestran algunos valores de LCOE de referencia para distinto tipo de tecnologías de generación de energía actuales.

Tabla 5.21: LCOE de referencia [78]

Tecnología	LCOE (USD/MWh)
Solar (gran escala)	40
Eólica terrestre	42,5
Ciclo combinado - Gas natural	57,5
Geotérmica	91
Carbón	101,5
Nuclear	150

5.5.5. Análisis de alternativas y análisis de sensibilidad

Frente a los resultados económicos negativos del análisis de partida se plantean las siguientes posibilidades para mejorar los resultados.

Venta de vapor

Esto implica pasar a modalidad CHP¹. Se consideran precios de vapor que estén en el entorno del costo del combustible requerido para la generación de vapor para una industria de Montevideo (36USD/MWht) a partir de leña.² La cogeneración de vapor se realiza con una parte del vapor que seguirá saliendo por la salida de baja presión de la turbina y una extracción controlada de vapor que se extrae a una presión intermedia. Se supone para la extracción controlada una presión constante de 15bara, con lo cual resulta una temperatura de 283°C y una entalpía 3002kJ/kg. La extracción de vapor hacia el proceso industrial implica menor producción de energía eléctrica ya que este vapor se expande parcialmente en la primer parte de la turbina. Resolviendo de manera similar al ciclo resuelto en la sección 5.4.4 y suponiendo por simplicidad que ambos condensados retornan al tanque de agua a la misma temperatura de 54°C, se obtiene la tabla 5.22.

Tabla 5.22: Parámetros de cogeneración

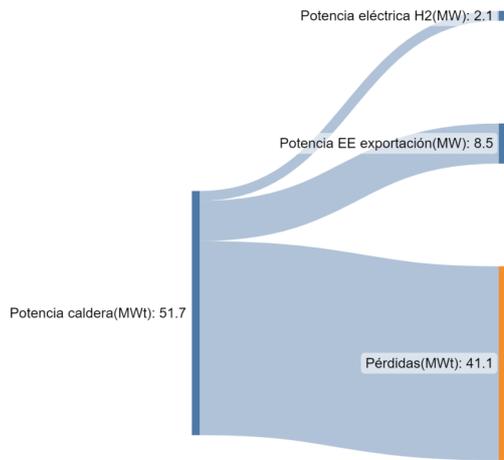
Vapor de extracción 15bara(%)	0 %	30 %	60 %	100 %
Vapor de extracción 15bara(ton/h)	0	15	30	51
Vapor no extraído 0,15bara(ton/h)	51	36	21	0
Potencia bruta 1er parte de turbina(MW)	2,9	2,9	2,9	2,9
Potencia bruta 2da parte de turbina(MW)	8,5	6,0	3,4	0,0
Potencia eléctrica bruta total(MW)	11,5	8,9	6,4	2,9
Potencia eléctrica bruta H ₂ (MW)	2,1	2,1	2,1	2,1
Autoconsumo para exportación EE(MW)	0,9	0,7	0,4	0,1
Potencia eléctrica neta exportación EE(MW)	8,5	6,1	3,9	0,7
Vapor vendido por año (MWht)	0	93.308	186.616	311.026

A partir de la tabla 5.22 puede observarse el destino de la potencia térmica incinerada en función del porcentaje de vapor de extracción que se destina hacia el proceso industrial cuando se trabaja en modalidad CHP. En la figura 5.7 se puede observar esta información en forma de diagramas.

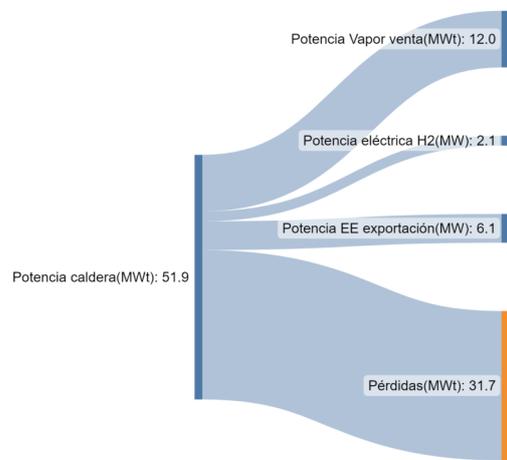
Por otro lado, a partir de la tabla 5.22 también pueden calcularse los valores de LCOE que resultan de variar los parámetros de cantidad de vapor de

¹Se menciona como CHP ya que de la combustión del RSU se obtiene en la planta vapor y potencia eléctrica, pero esta última se utiliza en parte para la exportación de energía eléctrica y en parte para producir H₂. Pero visto el proceso como caja negra se podría decir el proceso es una trigeneración.

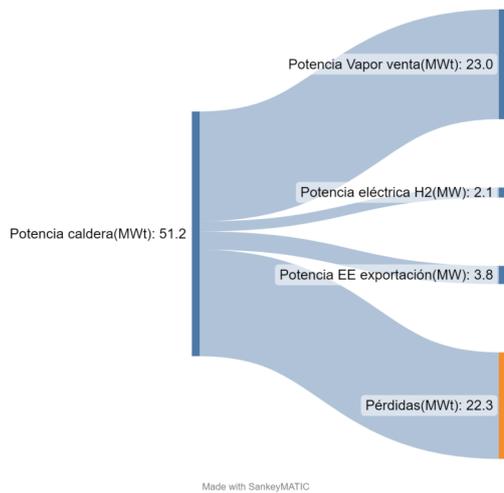
²Esta estimación se realiza considerando una eficiencia de una caldera industrial típica del 85%; un precio de la leña para Montevideo de 95USD/ton [79] y un poder calorífico inferior de la leña de 11,3MJ/kg (2700kcal/kg).



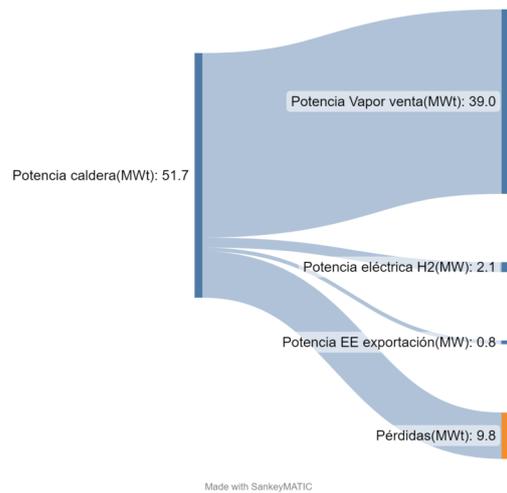
(a) Vapor de extracción 0 %



(b) Vapor de extracción 30 %



(c) Vapor de extracción 60 %



(d) Vapor de extracción 100 %

Figura 5.7: Destino de la potencia térmica incinerada en función del vapor de extracción

extracción y del precio de venta del mismo, que se muestran en la tabla 5.23 y en las Figuras 5.8 y 5.9.

En la tabla 5.23 y en las Figuras 5.8 y 5.9 se observa que en función del precio de venta del vapor, la producción del mismo puede ser ventajosa o contraproducente. A partir de un nivel de precio del vapor, los ingresos por la venta de vapor superan los costos que genera producirlo y a la baja de energía eléctrica debido a la extracción de vapor (ya que una parte del vapor no se expande hasta la salida de la turbina sino que se extrae previo a la salida). A partir de este precio, aumentar la cantidad de extracción baja el LCOE pero

Tabla 5.23: Análisis de sensibilidad del LCOE en función de la venta de vapor

Precio venta vapor (USD/MWht)	RSUe1			RSUe2		
	36	50	70	36	50	70
Vapor extracción(%)						
0 %	489	489	489	324	324	324
30 %	605	579	541	379	352	315
60 %	863	778	656	499	414	293
100 %	3.371	2.686	1.707	1.644	958	-21

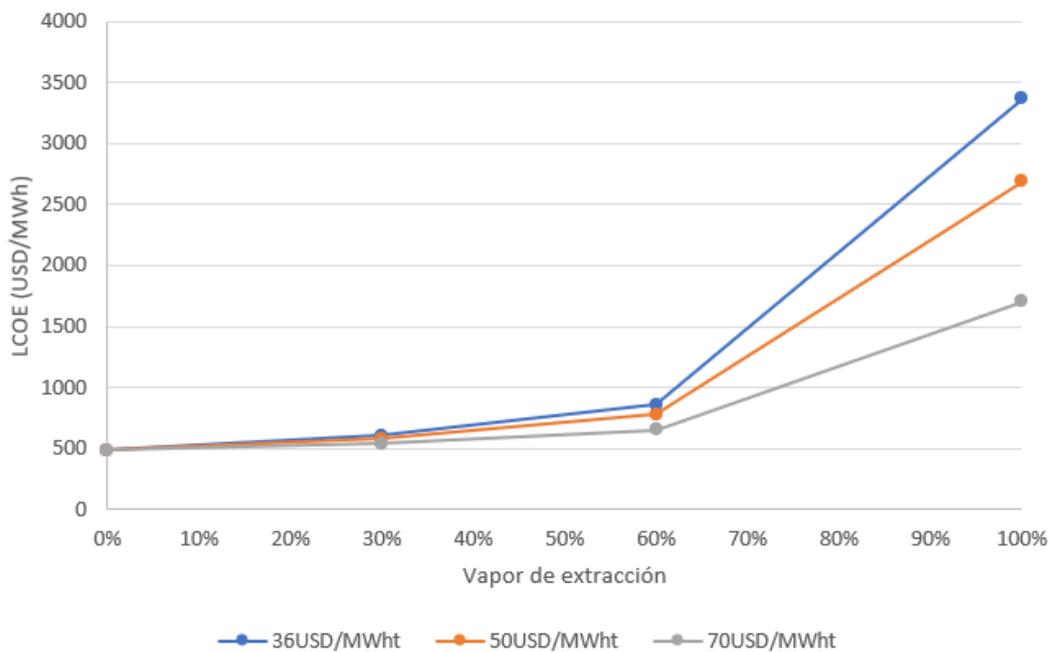


Figura 5.8: Sensibilidad del LCOE-Venta de vapor en Escenario 1

para precios más bajos un aumento de la cantidad de extracción aumenta el LCOE. Para el rango de precios analizado, se observa este comportamiento para el RSUe2 en un valor cercano a los 70USD/MWht (ver Figura 5.9). Este valor de precio se encuentra muy por encima del costo estimado para la generación de vapor para una industria de Montevideo, por lo cual la venta de vapor a este nivel de precio no parece una oferta atractiva para el establecimiento de una industria junto a la planta de incineración. Para obtener valores de LCOE cercanos o inferiores al precio de venta de energía eléctrica residencial en el Uruguay (295USD/MWh) [80] con el RSUe2 se requiere de un precio de venta de aproximadamente 70USD/MWht y una extracción del 60%.

En el caso del RSUe1, en el rango de precios analizados resulta contrapro-

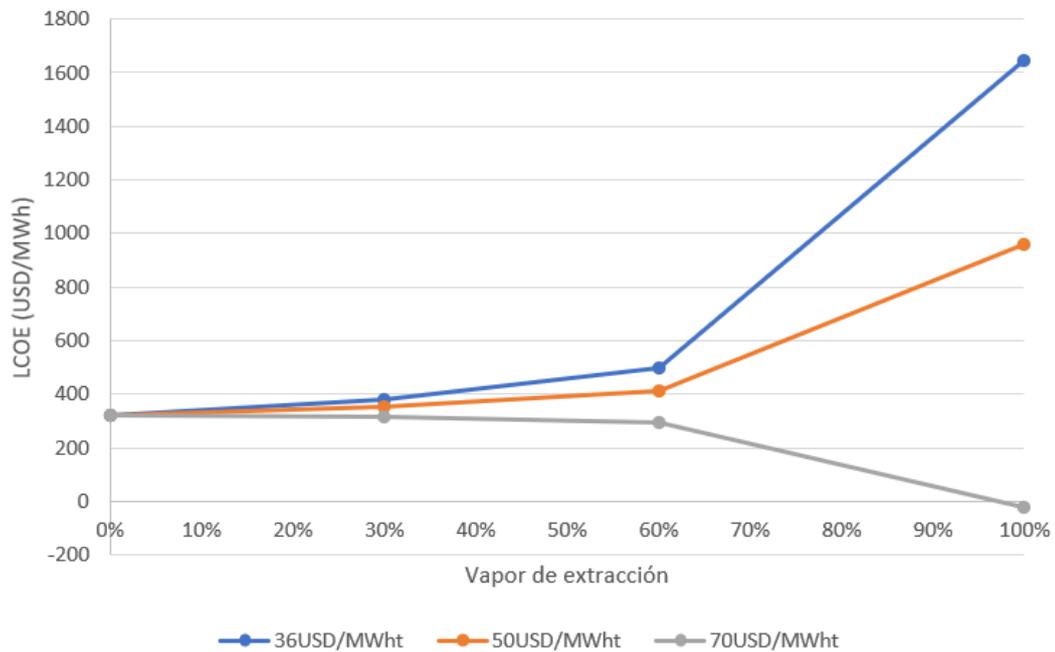


Figura 5.9: Sensibilidad del LCOE-Venta de vapor en Escenario 2

ducente la venta de vapor para todos los casos.

A partir de la información de la figura 5.7(d) se calcula que el rendimiento del sistema caldera/turbogenerador para el caso de extraer el 100 % del vapor hacia el proceso industrial es del 81 %; 4 veces superior al del rendimiento sin CHP (ver sección 5.4.4).

Variación de precio de venta del H₂.

El precio de venta del H₂ se estudia desde el 50 % (3,1USD/kg) hasta el 200 % (12,4USD/kg) del valor de paridad de costos para la IM con el gasoil que utilizan los camiones actuales (6,2USD/kg). La dependencia del LCOE con esta variable puede verse en la Figura 5.10 y Figura 5.11. Puede observarse el bajo impacto que tiene el precio de venta del H₂ en el LCOE; de las variables analizadas es la que menos impacto tiene en el escenario 1; en el escenario 2 impacta igual que el costo de disposición. No parece una buena estrategia de intentar bajar el LCOE en base a una suba de precios del H₂, que además no alcanza valores cercanos al precio de venta de la energía eléctrica de partida para el rango de precios de H₂ estudiado.

Variación de costo de Felipe Cardozo.

El costo de disposición de Felipe Cardozo se estudia desde el valor actual (15USD/ton) hasta el 300% de este valor (45USD/ton). La dependencia del LCOE con esta variable puede verse en la Figura 5.10 y Figura 5.11. La dependencia del LCOE con esta variable es mayor a la del precio del H₂ para el escenario 1 y es similar para el escenario 2. Puede observarse que dentro del entorno de valores analizados, el LCOE sigue estando en valores muy por encima del precio de venta de la energía eléctrica de partida.

Variación de la capacidad de procesamiento y generación de EE.

La capacidad de procesamiento se estudia en un entorno de valores a partir del valor base para ambos escenarios. Se estudia por encima del mínimo recomendado (Sección 5.3.1) de 50.000ton/año, que corresponde a un valor de 24% y 36% de la capacidad base respectivamente para el Escenario 1 y 2. La dependencia del LCOE con esta variable puede verse en la Figura 5.10 y Figura 5.11. Si bien el valor del LCOE baja con el aumento de capacidad, una mayor capacidad puede traer problemas por el lado de la disponibilidad del RSU y además competir con procesos de mayor jerarquía, como los que se mencionan en la Sección 5.3.1.

En la Figura 5.10 y Figura 5.11 se puede observar como en la zona donde se dan los menores valores de LCOE, el mismo tiene una dependencia similar respecto a las variables de estudio. Dentro del entorno de valores considerados, no se afecta fuertemente el valor del LCOE y en ningún caso baja a valores atractivos desde el punto de vista económico.

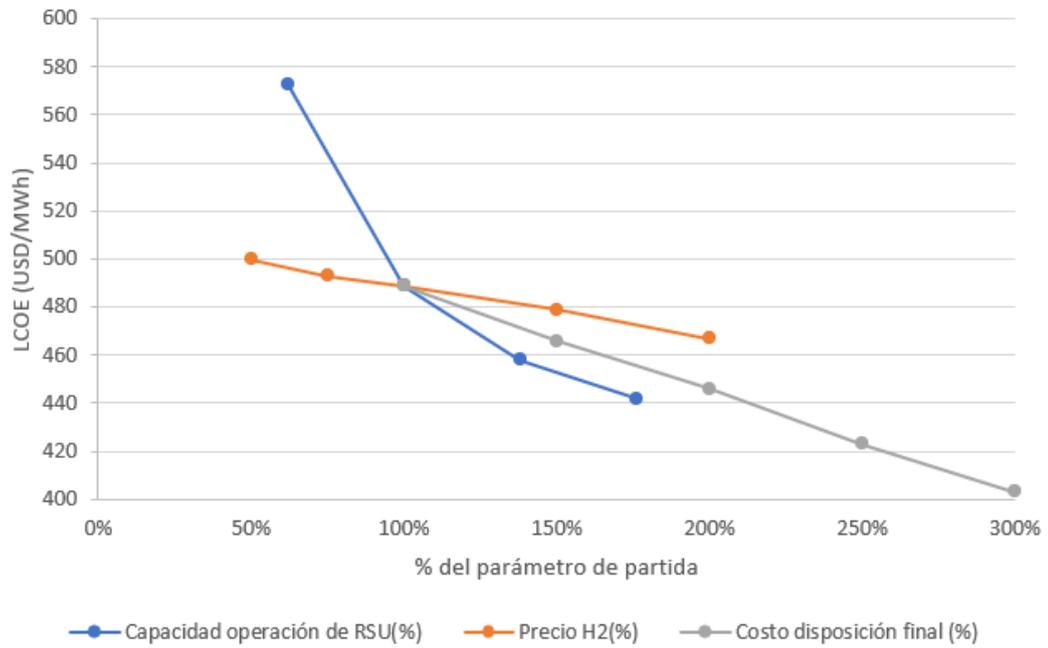


Figura 5.10: Dependencia del LCOE con precio de venta de H₂, costo Felipe Cardozo y Capacidad de la planta en el Escenario 1

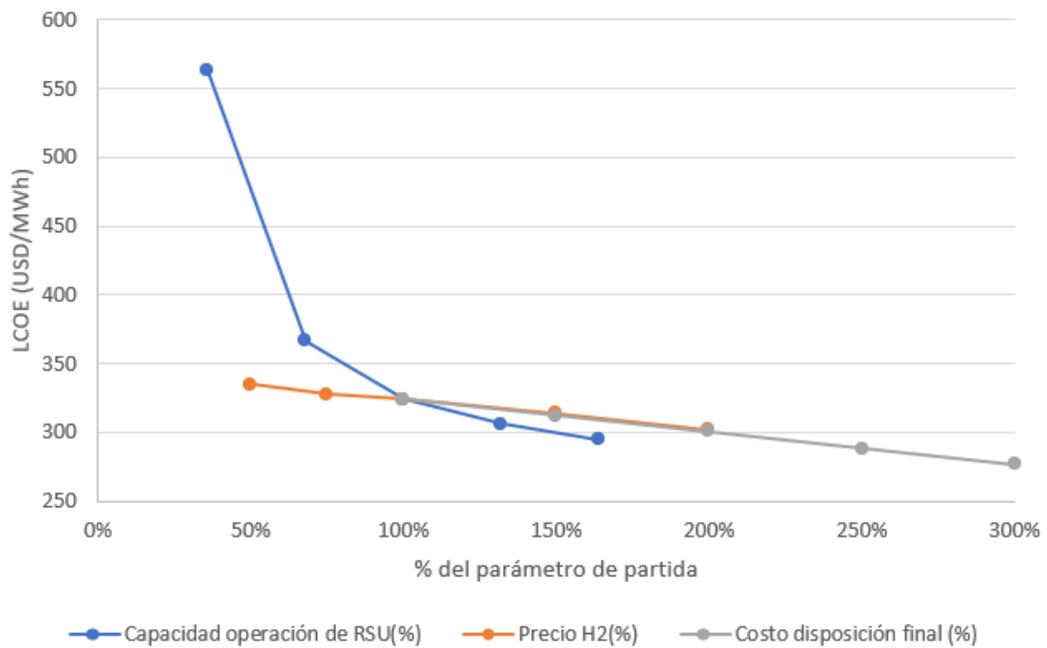


Figura 5.11: Dependencia del LCOE con precio de venta de H₂, costo Felipe Cardozo y Capacidad de la planta en el Escenario 2

Capítulo 6

Conclusiones y consideraciones finales

6.1. Conclusiones

La producción de Hidrógeno a partir de residuos y su posterior consumo en una flota de camiones que se analizan en este estudio están parcialmente alineados con la estrategia definida por la segunda transformación energética que el país está impulsando para descarbonizar el transporte pesado en el Uruguay [18]. Dentro de los escenarios analizados, el escenario 1 de este estudio posee un contenido mayormente biogénico (72 %) mientras que el escenario 2 posee un contenido biogénico mucho menor (15 %). Por lo tanto, el origen del combustible en el escenario 2 es mayormente fósil, si bien el combustible no es un combustible fósil convencional. Por otro lado, se encuentra alineado con varios de los objetivos planteados por la ONU, como la búsqueda de la neutralidad climática de aquí a 2050, a desvincular el crecimiento económico del uso de recursos, a promover el uso de energías no contaminantes, a tomar acciones por el clima y al cuidado de ecosistemas terrestres [15].

En este trabajo se estudió un sistema de producción de hidrógeno para alimentar a los vehículos de recolección municipal, a partir de residuos sólidos urbanos y se presentó un caso de estudio en el que se plantean dos escenarios. Dentro de los escenarios estudiados, se analizaron soluciones de incineración que no compitan con otras opciones de valorización de mayor jerarquía y en estos casos los PCI de los RSU resultaron mayores al mínimo recomendado para realizar incineración, sin necesidad de utilizar un combustible auxiliar

(ver sección 2.2). El escenario que presenta mayor PCI de los RSU es aquel en el cual se considera que toda la materia orgánica de los RSU se destina a un proceso de recuperación a través de digestión anaerobia para la producción de Metanol.

Se verificó que la tecnología para la realización de una planta de generación de Hidrógeno a partir de RSU y la utilización en camiones recolectores se puede realizar con tecnología madura. En la producción de Hidrógeno a partir de residuos existe una gran variedad de tecnologías disponibles aunque al día de hoy muy pocas de ellas se encuentran maduras. La electrólisis alcalina que se seleccionó para este estudio es una tecnología madura y es la más económica hoy en día pero otras tecnologías en desarrollo podrían presentar grandes ventajas frente a esta en el futuro, en especial respecto a la eficiencia. Dentro de estas tecnologías se destaca la electrólisis de estado sólido, con eficiencias más altas que otros métodos de producción pero aún en estado de desarrollo, principalmente por la rápida degradación de los equipos.

Se pudo observar que una parte muy baja de la energía contenida en el combustible primario termina transformándose en energía eléctrica que impulsa los motores de los vehículos. El rendimiento del sistema de generación de H_2 y utilización del mismo en camiones recolectores, compuesto por Electrolizador-Compresor-Celda de combustible, resultó del 22 %. La energía eléctrica que alimenta el sistema mencionado se evaluó generarla a partir de un sistema caldera/turbogenerador, donde el rendimiento resultante fue del 20 %. Se verificó que el RSU generado en Montevideo es ampliamente suficiente para la alimentación de combustible para la flota de camiones recolectores, estimándose un consumo del 9 % y 18 % del RSU generado para el escenario 1 y 2 respectivamente destinado a la generación de H_2 .

Los mayores desafíos para el desarrollo de una iniciativa como la que se estudió se encontraron al realizar el análisis económico. Se utilizó la metodología de LCOE para la evaluación económica de distintos escenarios. El escenario 2 fue el que presentó los mejores resultados económicos, pero los valores de LCOE obtenidos no fueron suficientemente atractivos: 489 USD/MWh para el escenario 1 y 324 USD/MWh para el escenario 2. El costo de la planta de incineración y generación de energía eléctrica es el factor que más afectó el cálculo del LCOE ya que representa aproximadamente un 90 % del total de la inversión. En la búsqueda de alternativas que mejoren los resultados económicos se realizó un análisis de sensibilidad y se consideraron como alternativas la

venta de vapor a través de un proceso de cogeneración, la variación del precio de venta del H_2 , la variación del ingreso por evitar disposición en la usina de Felipe Cardozo y la variación de la capacidad de la planta. Dentro de los rangos estudiados, en ninguno de estos casos se obtuvieron valores atractivos de LCOE incluso suponiendo la exoneración total de impuestos, lo cual implicaría la necesidad de un apoyo externo al proyecto para que el mismo pueda resultar atractivo para inversores. En el caso de la venta de vapor, se observó que con un sistema manejando el 100% del vapor en modalidad CHP el rendimiento aumenta al 81% pero el precio de venta del vapor para tornar rentable el proyecto debería ser un precio más alto del que podría ser atractivo para una planta industrial.

Por lo tanto, el caso de estudio presenta varias dimensiones en las cuales el proyecto aporta valor y apoya varios objetivos estratégicos relevantes tanto a nivel nacional como internacional. A nivel económico, para poder verificar si se encuentra un espacio en el cual el aspecto económico pueda acompañar y sumar positivamente a la propuesta, es necesario ampliar los estudios.

6.2. Trabajos a futuro

Los siguientes temas no se han cubierto en el presente estudio y podrían resultar de interés para futuros estudios:

- Realizar una evaluación del ciclo de vida específica para el Uruguay, de forma de verificar a nivel local y profundizar sobre los beneficios ambientales que favorecen la recuperación de energía mediante el procesamiento térmico para la fracción restante de los desechos que no pueden reciclarse, compostarse o digerirse anaeróbicamente de manera sostenible.
- Estudiar si la co-combustión de otros productos como: residuos no peligrosos del sector industrial y comercial, lodos de aguas residuales, ciertos residuos hospitalarios, compatibles con la quema de RSU, permitirían mejorar la viabilidad económica sin comprometer la viabilidad técnica del proyecto. En el estudio de 2012 realizado por Themelis [81] se concluye que la quema de este tipo de residuos contribuiría a mejorar el poder calorífico y mejorar la economía de la planta a partir del cobro de una tasa a los generadores de este tipo de residuos.

- En la estrategia actual de tratamiento de residuos reciclables es importante que los materiales depositados en los centros de recolección estén vacíos, secos y limpios; esta es la principal razón por la cual al día de hoy solo el 40% de lo que llega a las plantas de clasificación se pueda reciclar. Que estos productos lleguen limpios y secos implica un consumo de detergentes, agua y energía, además del trabajo invertido en la limpieza y secado de los productos contaminados. Realizar una evaluación del ciclo de vida para verificar que esta estrategia sea ventajosa para el medio ambiente, frente a incinerar los productos que estén contaminados y requieran una limpieza con detergentes y agua.
- Realizar un estudio específico del poder calorífico de las fracciones de los residuos para poder comparar con los valores obtenidos de la bibliografía consultada por este estudio ya que este parámetro afecta fuertemente la necesidad de un combustible auxiliar, la tecnología de combustión a utilizar, el tamaño de la instalación y el análisis económico en general.
- Verificar la cantidad de levantamiento de contenedores por kilómetro recorrido y ajustar el rendimiento de la flota de camiones para el caso particular
- Estudiar si la incineración para la producción únicamente de Hidrógeno (sin la exportación de energía eléctrica a la red) puede ser una opción viable y cuanto resulta el costo nivelado del Hidrógeno en ese caso.

Referencias bibliográficas

- [1] Ekta Meena Bibra et al. *Global EV Outlook 2021: Accelerating Ambitions Despite the Pandemic*. IEA, 2021.
- [2] IEA Global EV Outlook et al. “Catching up with climate ambitions”. En: *IEA: Paris, France* (2023).
- [3] John Burdon Sanderson Haldane, S WilliamD Reader. “Deadalus of science and the future”. En: *A paper read to the Heretics, Cambridge* (1923).
- [4] Seyed Ehsan Hosseini. “Hydrogen has found its way to become the fuel of the future”. En: *Future Energy* 1.3 (2022), pp. 11-12.
- [5] David Curran Wilson et al. *Global waste management outlook*. United Nations Environment Programme (UNEP), 2015.
- [6] Behnam Dastjerdi et al. “A systematic review on life cycle assessment of different waste to energy valorization technologies”. En: *Journal of Cleaner Production* 290 (2021), p. 125747.
- [7] Pablo Kok et al. *Caracterización y valorización de residuos sólidos domiciliarios de la ciudad de Montevideo*. 2012.
- [8] Ioan-Robert Istrate et al. “Review of life-cycle environmental consequences of waste-to-energy solutions on the municipal solid waste management system”. En: *Resources, conservation and recycling* 157 (2020), p. 104778.
- [9] Silpa Kaza et al. *What a waste 2.0: a global snapshot of solid waste management to 2050*. World Bank Publications, 2018.
- [10] *National footprint and biocapacity accounts*. Global Footprint Network, 2021.

- [11] “Jerarcas y expertos defienden la instalación de rellenos sanitarios para eliminar vertederos”. En: *Semanario Busqueda n°2082* (2020). URL: <https://www.busqueda.com.uy/Secciones/Pese-al-rechazo-de-la-poblacion-jerarcas-y-expertos-defienden-la-instalacion-de-rellenos-sanitarios-para-eliminar-vertederos-uc814>.
- [12] Fichtner-Lksur Asociados. “Plan director de residuos sólidos de Montevideo y Área Metropolitana”. En: *Mandatado por la República Oriental del Uruguay, Oficina de Planeamiento y Presupuesto, Uruguay, Dirección de Proyectos de Desarrollo, noviembre* (2005).
- [13] Andreas Bartl. “Moving from recycling to waste prevention: A review of barriers and enablers”. En: *Waste Management & Research* 32.9_suppl (2014), pp. 3-18.
- [14] David B Hunter et al. “Glasgow Climate Summit: Cop26”. En: *UCLA School of Law, Public Law Research Paper 22-02* (2021).
- [15] Cepal NU. “The 2030 agenda and the sustainable development goals - An opportunity for Latin America and the Caribbean”. En: (2018).
- [16] International Energy Agency. *Global Hydrogen Review 2021*. OECD Publishing, 2021.
- [17] Paula Nardone. “World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway”. En: (2022).
- [18] “Impulsando la economía del hidrógeno verde - GUB.UY.” En: *MIEM, 24/06/2021* (2021). URL: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/impulsando-economia-del-hidrogeno-verde>.
- [19] “Uruguay lanza el proyecto piloto H2U para avanzar hacia la producción de hidrógeno verde”. En: *MIEM, 06/04/2021* (2021). URL: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/uruguay-lanza-proyecto-piloto-h2u-para-avanzar-hacia-produccion-hidrogeno>.
- [20] “Gobierno lanzó Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde”. En: *Presidencia del Uruguay, 30/03/2022* (2022). URL: <https://www.gub.uy/presidencia/comunicacion/noticias/gobierno-lanzo-fondo-sectorial-hidrogeno-verde>.

- [21] “Uruguay es uno de los 4 países del mundo que recibirá financiamiento del Fondo Conjunto de Naciones Unidas para los ODS”. En: *MIEM*, 02/03/2021 (2021). URL: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/uruguay-es-4-paises-del-mundo-recibira-financiamiento-del-fondo-conjunto>.
- [22] *Incineration of Municipal Solid Waste*. Department for Environment, Food & Rural Affairs of United Kingdom (Defra), 2012.
- [23] TWG Comments. “TWG Comments on Draft 1 of Waste Incineration BREF”. En: (2003).
- [24] Frederik Neuwahl et al. “Best available techniques (BAT) reference document for waste incineration”. En: *Publications Office of the European Union: Luxembourg* (2019).
- [25] Detroit Stoker Company. “Detroit Reciprograte Refuse/Municipal Solid Waste Stoker”. En: (2022).
- [26] Detroit Stoker Company. “Detroit Rotograte Refuse/Municipal Solid Waste Stoker”. En: (2022).
- [27] G Pinuccia Martignon. “Trends in the use of solid recovered fuels”. En: *IEA Bioenergy* (2020).
- [28] TWG. “TWG Comments on Draft 1 of Waste Incineration BREF”. En: *Waste Incineration BREF* (2003).
- [29] T Rand, J Haukohl, U Marxen. “Municipal solid waste incineration”. En: *A decision Maker’s Guide. Washington, DC: The International bank for reconstruction and development, World Bank* (2000).
- [30] Shang-Hsiu Lee, Nickolas J Themelis, Marco J Castaldi. “High-temperature corrosion in waste-to-energy boilers”. En: *Journal of thermal spray technology* 16 (2007), pp. 104-110.
- [31] Yuuzou Kawahara. “Application of High-Temperature Corrosion-Resistant Ceramics and Coatings under Aggressive Corrosion Environment in Waste-to-Energy Boilers”. En: *Handbook of Advanced Ceramics, 2nd ed.; Somiya, S., Ed* (2013), pp. 807-836.
- [32] Barbara Waldmann et al. “Corrosion monitoring in waste-to-energy plants”. En: *Proceedings of the Eurocorr—The European Corrosion Congress, Edinburgh, UK*. 2008, pp. 7-11.

- [33] Walter R Niessen. *Combustion and incineration processes: applications in environmental engineering*. CRC Press, 2010.
- [34] J. Paul Guyer. *An Introduction to Solid Waste Incineration*. Continuing Education y Development, 2011.
- [35] *Propuesta Técnica Reglamento de calidad del aire*. MVOTMA & DINAMA, 2020. URL: <https://www.ambiente.gub.uy/oan/documentos/propuesta-tecnica-aire.pdf>.
- [36] Michal Jurczyk. “Flue gas cleaning in municipal waste-to-energy plants-Part 1”. En: *Infrastruktura i Ekologia Terenow Wiejskich* (2016).
- [37] Johannes JE Martin, Ralf KoralewskaAndreas Wohlleben. “Advanced solutions in combustion-based WtE technologies”. En: *Waste management* 37 (2015), pp. 147-156.
- [38] Kaarina Schenk. “KVA-Rückstände in der Schweiz”. En: *Der Rohstoff mit Mehrwert. Bundesamt für Umwelt (BAFU). Bern. Online verfügbar unter <https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/abfall/ud-umwelt-diverses/kvarueckstaendeinderschweiz.pdf>, zuletzt geprüft am 1* (2010), p. 230.
- [39] Selma Atilhan et al. “Green hydrogen as an alternative fuel for the shipping industry”. En: *Current Opinion in Chemical Engineering* 31 (2021), p. 100668.
- [40] Emanuele BiancoHerib Blanco. “Green hydrogen: a guide to policy making”. En: (2020).
- [41] S Shiva KumarV Himabindu. “Hydrogen production by PEM water electrolysis—A review”. En: *Materials Science for Energy Technologies* 2.3 (2019), pp. 442-454.
- [42] B Kroposki et al. *Electrolysis: information and opportunities for electric power utilities*. Inf. téc. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2006.
- [43] Diogo MF Santos, César AC SequeiraJosé L Figueiredo. “Hydrogen production by alkaline water electrolysis”. En: *Quimica Nova* 36 (2013), pp. 1176-1193.
- [44] Jörn BraunsThomas Turek. “Alkaline water electrolysis powered by renewable energy: A review”. En: *Processes* 8.2 (2020), p. 248.

- [45] Juan Ramón Morante et al. “Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada”. En: *Fundación Naturgy, Madrid, España* (2020).
- [46] Robert Phillips Charles W Dunnill. “Zero gap alkaline electrolysis cell design for renewable energy storage as hydrogen gas”. En: *RSC advances* 6.102 (2016), pp. 100643-100651.
- [47] Alex Gregory Derek Konopka. *Hydrogen production by electrolysis-Present and future(Annual Intersociety Energy Conversion and Engineering Conference)*. 1975, p. 1184.
- [48] DM Soares et al. “Deactivation mechanism of nickel cathodes in alkaline media”. En: *International journal of hydrogen energy* 19.7 (1994), pp. 573-578.
- [49] Mariana Corengia Ana I Torres. “Coupling time varying power sources to production of green-hydrogen: a superstructure based approach for technology selection and optimal design”. En: *Chemical Engineering Research and Design* (2022).
- [50] US Department of Energy. “Hydrogen Production: Electrolysis”. En: *Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, Online <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>* (2021).
- [51] Ainhoa Albistur. “Diseño y evaluación de electrolizadores basados membranas de intercambio aniónico (AEM)”. En: (2022).
- [52] Takeyoshi Kato et al. “Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production”. En: *Energy* 30.14 (2005), pp. 2580-2595.
- [53] Federico Gutiérrez-Solana Salcedo. “Fragilización por hidrógeno en tuberías de acero”. Tesis doctoral. Caminos, 1981.
- [54] José Luis Aprea. “Normativa y Seguridad en sistemas de Hidrógeno”. En: *Curso de Tecnologías del Hidrógeno - Red CYTED* (2022).
- [55] Xuguang Tan, Wenmiao Chen Fengwen Pan. *Fuel Cell Heavy-Duty Trucks: Application and Prospect. Engineering*. 2021.
- [56] DEFRA. “Energy from waste - A Guide to the Debate”. En: *DEFRA: London, UK* (2014).

- [57] Lksur. “Estudio de caracterización de residuos sólidos urbanos con fines energéticos-Informe 1:Montevideo”. En: *Concurso público 2012 promovido por Alcoholes del Uruguay S.A. y Dirección Nacional de Energía* (2013).
- [58] Lksur. “Estudio de caracterización de residuos sólidos urbanos con fines energéticos-Informe 2: Canelones, San José, Melo, Tacuarembó, Salto y Paysandú”. En: *Concurso público 2012 promovido por Alcoholes del Uruguay S.A. y Dirección Nacional de Energía* (2013).
- [59] CSI IngenierosEstudio Pittamiglio. “Información de Base para el Diseño de un Plan Estratégico de Residuos Sólidos”. En: *Concurso público 2012 promovido por Alcoholes del Uruguay S.A. y Dirección Nacional de Energía* (2013).
- [60] Ministerio de Ambiente. *Plan nacional de gestión de recursos - Uruguay + Circular*. 2021.
- [61] “Flota completa de camiones trabajando”. En: *Noticias Institucionales IMM* (2021). URL: <https://montevideo.gub.uy/institucional/noticias/contenedores-se-vacian-tres-veces-por-semana>.
- [62] Asesor en Planificación de Gestión de Residuos Sólidos Sebastián Bajsa. “Entrevista a la dirección ambiental de la Intendencia de Montevideo”. En: *Ing. Marcelo Schimchak* (2022).
- [63] Gobierno de Canelones. “Plan Integral de Limpieza y Gestión de Residuos de Canelones”. En: *Plan de gestión de residuos* (2020).
- [64] Marisol Mallo - gerenta del Área de Información Planificación y Calidad Ambiental de la Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental del Ministerio de Ambiente. “Entrevista a 20 años de la ley de envases, donde está parado el país”. En: *Emisora Del Sol programa No Toquen Nada* (2023).
- [65] Intendencia de Montevideo. “Informe Censos 2011 - Montevideo y área metropolitana”. En: *Unidad de Estadística y Planificación Estratégica* (2013).
- [66] UK Defra. *Guidance on applying the Waste Hierarchy*. 2011.

- [67] “Basura por metanol: el proyecto con que Uruguay busca vender combustible a Maersk”. En: *Bloomberg línea* (2022). URL: <https://www.bloomberglinea.com/2022/03/03/basura-por-metanol-como-es-el-proyecto-con-que-uruguay-busca-ser-proveedor-de-maersk/>.
- [68] Alexandre MagrinhoViriato Semiao. “Estimation of residual MSW heating value as a function of waste component recycling”. En: *Waste management* 28.12 (2008), pp. 2675-2683.
- [69] “HYDROGEN FUEL CELL ELECTRIC POWERTRAIN SPECS”. En: *HYZON REFUSE TRUCK* (2023). URL: <https://www.hyzonmotors.com/vehicles/hyzon-refuse-truck>.
- [70] Dr. Ing. Quim. Juan Bussi. “Almacenamiento de Hidrógeno”. En: *Curso de Tecnologías del Hidrógeno - Red CYTED* (2022).
- [71] “Water/Steam T-s (temperature - entropy) diagram”. En: *Wikipedia commons* (2012). URL: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:T-s_diagram.svg.
- [72] Cummins. “Bulletin 5676513 - HySTAT ALKALINE ELECTROLYZERS”. En: (2021).
- [73] Mariya KolevaMarc Melaina. *Hydrogen fueling stations cost*. 2020.
- [74] Cameron Rout et al. “A comparative total cost of ownership analysis of heavy duty on-road and off-road vehicles powered by hydrogen, electricity, and diesel”. En: *Heliyon* 8.12 (2022), e12417.
- [75] María José González. “Análisis de prefactibilidad técnico económica de una planta de valorización de residuos orgánicos para la ciudad de Montevideo, con tecnologías alineadas con los principios de una economía circular”. En: (2021).
- [76] Athanasios Tolis et al. “Electricity and combined heat and power from municipal solid waste; theoretically optimal investment decision time and emissions trading implications”. En: *Waste management & research* 28.11 (2010), pp. 985-995.
- [77] Alexandra Bratanova, Jacqueline RobinsonLiam Wagner. “Modification of the LCOE model to estimate a cost of heat and power generation for Russia”. En: (2015).

- [78] Moses Jeremiah Barasa KabeyiOludolapo Akanni Olanrewaju. “The leveled cost of energy and modifications for use in electricity generation planning”. En: *Energy Reports* 9 (2023), pp. 495-534.
- [79] Alfonso Blanco et al. “Análisis para el desarrollo de la cogeneración a partir de biomasa en Uruguay”. En: *PROBIO* (2014).
- [80] “Indicadores Energéticos Julio 2023”. En: *Indicadores Energéticos SEG Ingeniería* (2023). URL: https://www.segingenieria.com/wp-content/uploads/2023/08/Indicadores-Energ%C3%A9ticos_2307.pdf.
- [81] NJ ThemelisME Diaz-Barriga. “Estudio de prefactibilidad técnica y económica para la instalación de capacidad de generación de energía a partir de residuos (WTE) en Uruguay”. En: *Technologies for Sustainable Waste Management-Themelis Associates y Dirección Nacional de Medio Ambiente-Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente. Estudio. Montevideo, Uruguay* (2012).
- [82] Tyseley. “Reports for review of operating permit”. En: *AS9216* (2001).

ANEXOS

Anexo 1

Material complementario - Estado del arte

1.1. Lavado de gases de combustión

En la eliminación de gases ácidos de los gases de combustión, los reactivos alcalinos más utilizados son:

- Hidróxido de Calcio. Se utiliza en todos los tipos de limpieza: húmedo, semihúmedo y seco.
- Bicarbonato de Sodio se aplica a una gama de sistemas principalmente secos.
- Hidróxido de Sodio y piedra caliza: generalmente solo se aplican a sistemas húmedos.

Las técnicas de limpieza más comunes son:

- **Limpieza con lavadores húmedos** En los lavadores húmedos los contaminantes quedan atrapados en una corriente líquida. Los gases de combustión se mezclan con agua, Peróxido de Hidrógeno, solución de hidróxido de Sodio o lechada de caliza micronizada, que capturan los contaminantes ácidos a una alta velocidad. Estos lavadores también pueden colaborar a filtrar el polvo, sobre todo las partículas más gruesas. En el caso de lavadores que funcionan con agua, suelen tener 2 etapas: En la primera etapa el agua de lavado tiene un PH muy bajo (0-1) y tanto el HCl como el HF se eliminan en esta primera etapa. Esta agua de

lavado se recircula y se purga lo mínimo necesario como para mantener la eficiencia del lavado.

En la segunda etapa se agrega solución de NaOH o lechada de cal al agua de lavado. El agua de esta etapa tiene un PH aproximadamente neutro (6-7), con lo cual se logra eliminar el SO₂. Además, se produce una eliminación adicional de HCl y HF. En el caso de usar cal, el sulfato cálcico que se forma se recupera mecánicamente y es posible reutilizarlo en algunos casos como material de construcción. (Figura 1.1)

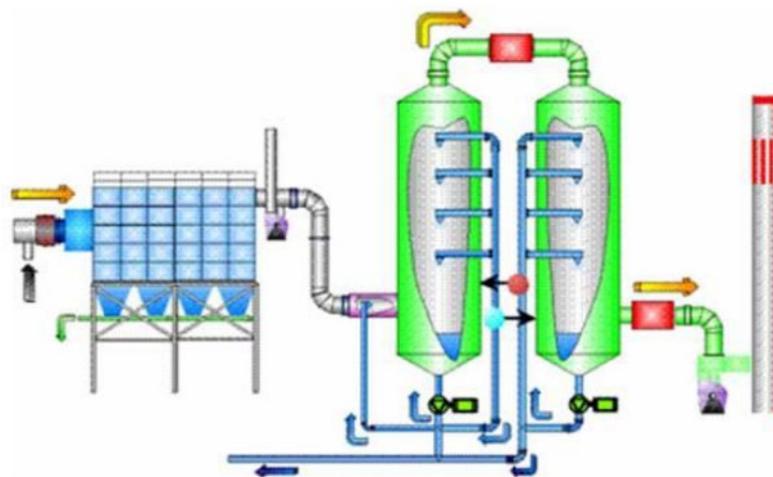


Figura 1.1: Lavador húmedo de 2 etapas con etapa de prefiltrado [24]

El líquido residual del tratamiento deben someterse a un tratamiento especial como neutralización y precipitación de metales pesados (especialmente del Mercurio). Luego de su tratamiento, el agua residual producida se suele evaporar en los gases de combustión.

El lavado húmedo aumenta la humedad en los gases de combustión y baja su temperatura, por lo cual puede ser necesario un recalentamiento posterior para evitar problemas de corrosión en la chimenea o la visibilidad de la “pluma”. En general la pluma se reduce considerablemente por encima de temperaturas de liberación de 140°C [24].

- **Limpieza con lavadores secos** En los procesos de lavado en seco, el agente de absorción se introduce en el reactor o en los ductos en forma de polvo seco. Los productos de reacción generados son también secos y deben eliminarse del gas de combustión como polvo en una etapa posterior, normalmente un filtro de mangas. La torta que se forma en los

filtros de manga proporciona un área de contacto efectiva entre el gas de combustión y el absorbente.

Para lograr una buena eficiencia de eliminación de los gases ácidos, con esta técnica suele ser necesario inyectar una sobredosificación importante del agente absorbente. Como mejora, se pueden prefiltrar los gases de combustión con un ESP y recircular parte del polvo extraído en el filtro de mangas, que aún posee absorbente sin reaccionar.

- **Limpieza con lavadores semi-húmedos** En los lavadores semi-húmedos el agente de absorción (por ejemplo, Cal hidratada) se inyecta en forma líquida en solución o en suspensión con agua. Este líquido se inyecta en forma de spray y con turbulencia de los gases de combustión para asegurar un buen contacto entre el absorbente y los gases. La temperatura de los gases de combustión proporciona la energía necesaria para la evaporación del agua resultando productos que son secos. Para la separación de estos productos secos se suele utilizar un filtro de mangas, donde se tiene la segunda área de contacto efectivo entre el gas de combustión y el absorbente.

“En comparación con los procesos secos, estos procesos suelen ser más eficientes y requieren menor sobredosificación del agente de absorción. Las plumas también son raramente visibles con esta técnica.” [24]

1.2. Técnicas de reducción de emisiones de NO_x

- **SNCR.** En esta técnica los NO_x se eliminan inyectando el agente reductor en zonas donde los gases de combustión tienen temperaturas de entre 850°C y 1000°C.

Si se busca una mayor eficiencia inyectando una mayor cantidad del agente reductor esto lleva normalmente a emisiones no deseables de NH₃ junto con los gases de combustión. Una excepción a lo anterior es el caso en el que posteriormente se utilizan lavadores de gases húmedos, donde el exceso de NH₃ se puede separar de los gases y recuperar.

Las ventajas de utilizar NH₃¹ en vez de Urea son que cuando se lo utiliza

¹En la práctica se utiliza una solución líquida de Hidróxido de Amonio, aunque comúnmente se le llama “Amoníaco”

a la temperatura adecuada (menores a 1000°C), tiene mayor eficiencia de reducción y el costo del producto es menor al de la urea. La urea, sin embargo, tiene un rango más amplio de temperaturas, un manejo más seguro y por lo tanto un menor costo de almacenamiento [82]. En la práctica, para calderas de gran tamaño se suele usar NH_3 mientras que para calderas más pequeñas se suele usar urea [24].

- **SCR.** En este proceso se toman los gases de combustión en un punto donde la temperatura se encuentre entre 150°C y 450°C y se les inyecta una mezcla de aire y NH_3 . Luego se los conduce por un catalizador, generalmente de Platino, Rodio u óxido de Titanio. Al pasar por el catalizador, el NH_3 reacciona con los NO_x para formar Nitrógeno y vapor de agua [24]. La mayoría de los sistemas utilizados en los incineradores de RSU funcionan en el rango de 180 a 250°C . A menores temperaturas existe un mayor riesgo de ensuciamiento y de **envenenamiento del catalizador**. Esto agrega complejidad y costos ya que para la incineración de RSU, el SCR se aplica generalmente después del filtrado y eliminación de gases ácidos, donde dependiendo del método utilizado, las temperaturas pueden ser más bajas. En estos casos se pueden recalentar los gases utilizando intercambiadores de calor y recuperando parte de la temperatura de salida con precalentadores de los gases de entrada al SCR. “Cuando los niveles de Óxidos de Azufre (SO_x) en los gases de combustión ya se han reducido a un valor muy bajo ($20\text{mg}/\text{Nm}^3$) en la entrada del SCR, se puede reducir el calentamiento o incluso omitirlo” [24].