



---

# **Universidad Autónoma De Yucatán**

**Facultad de Ingeniería**

**Maestría en Ingeniería**

**Opción: Energías Renovables.**

**“Evaluación del método químico para la  
separación de EVA en el reciclaje de paneles  
fotovoltaicos”**

**Giselle Hernández Brenes**

**Asesora: Dra. Inés Margarita Riech Méndez**

**Co-asesor: Dr. German Giacoman Vallejos**

**Mérida, Yucatán.**

Aunque este trabajo hubiere servido para el Examen de Grado y hubiera sido aprobado por el sínodo, sólo el autor es responsable de las doctrinas emitidas en él.

# ÍNDICE

ÍNDICE	II
LISTA DE FIGURAS	IV
LISTA DE TABLAS	V
<b>CAPÍTULO I RECICLAJE DE PANELES SOLARES</b>	<b>1</b>
1.1 Introducción . . . . .	1
1.2 Antecedentes . . . . .	3
1.3 Planteamiento del problema . . . . .	5
1.4 Justificación . . . . .	6
1.5 Objetivo general . . . . .	7
1.6 Objetivos específicos . . . . .	7
<b>CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO</b>	<b>8</b>
2.1 Energía solar y el efecto fotovoltaico . . . . .	8
2.2 Tipos de paneles solares . . . . .	9
2.2.1 Silicio monocristalino y policristalino . . . . .	9
2.2.2 Paneles solares de película delgada . . . . .	10
2.3 Componentes de un panel solar . . . . .	11
2.3.1 Propiedades y características del encapsulante . . . . .	12
2.3.2 Propiedades y características del Backsheet . . . . .	16
2.4 Métodos para el reciclaje de paneles solares . . . . .	18
2.4.1 Separación física de componentes . . . . .	19
2.4.2 Tratamiento térmico . . . . .	20
2.4.3 Tratamiento químico . . . . .	21
2.5 Cromatografía . . . . .	23
2.5.1 Principio de funcionamiento . . . . .	24
2.5.2 Cromatografía de gases . . . . .	24
<b>CAPÍTULO III METODOLOGÍA</b>	<b>30</b>
3.1 Preparación de muestras . . . . .	30
3.2 Proceso químico . . . . .	31
<b>CAPÍTULO IV RESULTADOS</b>	<b>34</b>
4.1 Muestras obtenidas . . . . .	34

4.2	Separación del EVA . . . . .	37
4.2.1	Optimización del proceso con Tolueno . . . . .	41
4.2.2	Efecto del tamaño de muestra en la separación del EVA y la celda	46
4.2.3	Eficiencia del proceso químico . . . . .	48
4.3	Resultados de Cromatografía . . . . .	52
CAPÍTULO V CONCLUSIONES		55
REFERENCIAS		56

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Celda solar de silicio monocristalino y policristalino (Solar, 2016) . .	10
Figura 2	Panel solar de silicio a) monocristalino b) policristalino (Solar, 2016)	10
Figura 3	Componentes de un panel solar de segunda generación (película delgada). (Bohorquez Arguello, 2019). . . . .	11
Figura 4	Composición típica de un panel solar . . . . .	11
Figura 5	Estructura de polímeros y termoplásticos usados en Backsheet (Geretschlager et al., 2016) . . . . .	16
Figura 6	Procesos de reciclaje del panel solar . . . . .	19
Figura 7	Horno de la columna. (Pérez y Magadán., 2004). . . . .	26
Figura 8	Detector de conductividad térmica. (Pérez y Magadán., 2004). . . .	28
Figura 9	Detector de ionización de flama. (Pérez y Magadán., 2004). . . . .	29
Figura 10	Lámpara calentando muestra . . . . .	31
Figura 11	Muestras listas para llevar a baño maria. . . . .	32
Figura 12	Desprendimiento de celda+EVA del backsheet . . . . .	34
Figura 13	Muestra de Celda+EVA . . . . .	35
Figura 14	Backsheet retirado . . . . .	36
Figura 15	a.Muestra con solvente antes del experimento, b.Muestra después del experimento, 30 minutos en baño maria a 55°C . . . . .	37
Figura 16	Muestras con benceno durante 1 min, 15 min y 30 min en baño maria a 50°C . . . . .	38
Figura 17	Muestras con benceno durante 1 min, 15 min y 30 min en baño maria a 70°C . . . . .	39

Figura 18	EVA aglomerado luego de ser filtrado de la solución . . . . .	39
Figura 19	Muestras con Tolueno durante 1 min, 15 min y 30 min en baño maria a 50°C . . . . .	40
Figura 20	Muestras con Tolueno durante 1 min, 15 min y 30 min en baño maria a 70°C . . . . .	40
Figura 21	a)Tolueno+agua sin baño ultrasónico. b)Tolueno+agua después de 30 min en baño ultrasónico . . . . .	42
Figura 22	Muestra con Tolueno 120 min, 70°C . . . . .	43
Figura 23	Muestra con Tolueno + agua (120 min, 70°C) . . . . .	44
Figura 24	EVA en Tolueno en la parte superior y agua en la parte inferior . . .	45
Figura 25	Tamices para separar muestras por tamaño . . . . .	46
Figura 26	Distintos tamaños de muestra . . . . .	47
Figura 27	Muestras después de centrifugar, 4.4mm, 1.68mm, 0.086mm y me- nor a 0.086mm respectivamente . . . . .	47
Figura 28	Porcentaje de pesos de muestras con Tolueno+agua . . . . .	49
Figura 29	Porcentaje de pesos de muestras con Tolueno . . . . .	49
Figura 30	Porcentaje de pesos de muestras con Tolueno y Tolueno+agua . . .	50
Figura 31	Porcentaje de peso de EVA retirado químicamente del total conte- nido en las muestras . . . . .	51

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Características y requerimientos del encapsulante (Czanderna y Pern, 1996). . . . .	13
Tabla 2	Propiedades importantes del encapsulante (Oliveira et al., 2017). .	13
Tabla 3	Absortividad y transmitancia de distintos encapsulantes (Oliveira et al., 2017). . . . .	14
Tabla 4	Componentes aditivos del EVA para paneles fotovoltaicos (Oliveira et al., 2017). . . . .	15
Tabla 5	Composición de EVA marca Dupon con curado estándar (Jiang et al., 2015). . . . .	15
Tabla 6	Porcentaje de Gel a distintas temperaturas y tiempo de curado rá- pido (Oliveira et al., 2017). . . . .	16
Tabla 7	Backsheets comerciales (Geretschlager et al., 2016). . . . .	17

Tabla 8	Propiedades ópticas y mecánicas de distintos Backsheets (Geretschlager et al., 2016). . . . .	18
Tabla 9	Temperatura de solventes para tratamiento químico, eliminación de EVA (Azeumo et al., 2019). . . . .	22
Tabla 10	Efecto en la disolución del EVA de distintos solventes (Sukmin et al., 2012). . . . .	22
Tabla 11	Experimento químico. . . . .	33
Tabla 12	Resultados de separación del backsheet de la celda+EVA. . . . .	35
Tabla 13	Peso perdido después de calcinación . . . . .	48
Tabla 14	Peso de EVA retirado . . . . .	50
Tabla 15	Resultados de cromatografía de gases Tolueno. . . . .	52
Tabla 16	Resultados de cromatografía de gases Benceno. . . . .	53
Tabla 17	Resultados de cromatografía de gases Hexano. . . . .	54

# CAPÍTULO I

## RECICLAJE DE PANELES SOLARES

### 1.1 Introducción

Debido al incremento de la demanda de energía, emisiones de CO<sub>2</sub>, regulaciones ambientales, y el aumento del precio del petróleo, la producción de energía por combustibles fósiles debe ser sustituida por la generación a partir de fuentes renovables. La energía solar fotovoltaica es un tipo de energía renovable que ha ganado reconocimiento por ser amigable con el medio ambiente, no produce ruido ni gases tóxicos, y elimina el alto costo ambiental que genera el quemar combustibles fósiles (Youngjin y Jaeryeong., 2012).

La energía solar fotovoltaica inició en 1954, cuando se desarrolló la primera celda solar de silicio monocristalino como material fotovoltaico, esta tecnología de celdas solares es denominada como de primera generación. La segunda generación de celdas solares se basa en películas delgadas de materiales como Teluro de Cadmio (CdTe) y las denominadas CIGS (Cobre, Indio, Galio, Selenio), mientras que las de tercera generación son celdas que permiten eficiencias teóricas mucho mayores que las actuales y a un precio menor, es una tecnología emergente que utiliza materiales como polímeros, así como híbridos orgánico-inorgánico y perovskitas (Oyola y Gordillo, 2007).

Al conjunto de celdas solares agrupadas se le denomina módulo fotovoltaico, estas celdas transforman la energía solar en energía eléctrica, Una celda solar básica es una unión PN con un contacto en la región P y otro en la región N que permiten la conexión con un circuito eléctrico. Las convencionales están construidas a partir de una oblea de material semiconductor como el silicio, de un espesor aproximado de entre 100 y 500 micrometros, en la que se ha difundido una impureza trivalente, región P y sobre la que se difunde una capa muy fina, de 0,2 a 0,5 micrometros, de una impureza pentavalente, región N, para obtener una unión PN. La mayoría de los módulos fotovoltaicos tienen entre 36 y 96 celdas conectadas en serie. Además, tienen una protección frente a los agentes atmosféricos, un aislamiento eléctrico adecuado y una consistencia mecánica que permita su manipulación práctica (Florencia et al., 2013).

La producción e instalación de paneles fotovoltaicos ha crecido significativamente en todo el mundo, entre el 2015 y 2019 el total de energía fotovoltaica instalada creció un 62 % (IRENA, 2019), esto es debido al incremento de la eficiencia de las celdas y la disminución en costos de producción. Actualmente, las celdas de silicio cristalino dominan el mercado fotovoltaico, con una participación de 85 % de las tecnologías que lo conforman. Se espera que este material continúe como líder en el desarrollo de tecnologías fotovoltaicas por lo menos durante la siguiente década (Oyola y Gordillo, 2007). Las celdas de silicio monocristalinas muestran eficiencias hasta de 26.1 %, mientras que las celdas de silicio policristalino alcanza hasta un 23.3 % (NREL, 2020)

Las instalaciones de paneles fotovoltaicos para uso domésticas van desde 3kW conectados a la red y hasta 450MW para plantas abastecedoras a las redes eléctricas de transmisión, registrando una capacidad mundial instalada de 222 GW a finales del año 2015 (PROMEXICO, 2017) y para el 2019 la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica global ya era de 580.59 GW (IRENA, 2019). La cantidad de paneles solares crece rápidamente y se espera que incremente aún más en los siguientes años. Normalmente la vida útil de un panel solar es de 25 años, se calcula que para el año 2050 se tengan 9.57 millones de toneladas de paneles solares desechados (Xu et al., 2018). Por lo tanto, es importante elaborar un plan para reciclar futuros residuos fotovoltaicos, ya que el reciclaje tiene grandes beneficios como la recuperación y reutilización de materiales. Los módulos fotovoltaicos utilizan metales valiosos como el oro, plata, telurio, indio, galio y otros materiales como vidrio y aluminio capaces de ser recuperados, reciclados y reutilizados dentro o fuera de la misma industria fotovoltaica (Dominguez y Geyer, 2017).

En México las primeras instalaciones fotovoltaicas fueron utilizadas principalmente para la electrificación de comunidades rurales, para el año 2013 se tuvo un gran incremento en la capacidad instalada (82 MW) debido a la construcción de la primera planta solar Aura 1 (Dominguez y Geyer, 2017). De acuerdo con el SIE en el 2018 México contó con una capacidad de 23.98 petajoules en energía solar fotovoltaica (SIE-SENER, 2019). Este crecimiento de fotovoltaica en México apenas comienza, y aún no se cuentan con regularizaciones para el manejo de los residuos al finalizar su vida útil (Dominguez y Geyer, 2017). En la Unión Europea, al final de su vida útil, los paneles solares son clasificados como residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (WEEE por sus siglas en inglés), mientras que en otros países son parte de la clasificación general de residuos (Azeumo et al., 2019).

Recientemente se han realizado avances en investigaciones de reciclaje de paneles



solares, principalmente en Europa, Japón y Estados Unidos. La mayoría de los estudios están enfocados en la extracción del silicio y reciclaje de metales raros (Xu et al., 2018). Los módulos fotovoltaicos están conformados por una capa de vidrio, marco de aluminio, una capa que encapsula la celda de EVA (Ethyl Vinil Acetate), la celda fotovoltaica, una caja de conexiones y un polímero denominado Backsheet que da soporte a las celdas. El marco de aluminio es separado del panel mecánicamente, el vidrio puede ser recuperado por procesos térmicos o mecánicos mientras que el silicio y metales son separados por métodos tanto térmicos como químicos. Para cualquier proceso de recuperación de silicio y metales es necesario eliminar el EVA y Backsheet de la celda fotovoltaica, existen métodos tanto térmicos, químicos y mecánicos para esto. Se ha visto que los más eficientes son los químicos y térmicos, pero aún no se tiene con exactitud una estimación de la emisión de gases tóxicos e impacto ambiental que dejan estos (Fiandra et al., 2019). En el presente trabajo, se realizará un estudio del método químico para eliminar el EVA, haciendo un análisis de los residuos químicos que resultan de este primer paso en el proceso de reciclaje de módulos fotovoltaicos. Es importante buscar métodos eficientes que minimicen los impactos ambientales.

## 1.2 Antecedentes

Actualmente, se está llevando a cabo investigaciones sobre el reciclaje de paneles solares, principalmente en Europa, Japón y Estados Unidos. La mayoría de los estudios de reciclaje de paneles solares se han centrado en la extracción de silicio y el reciclaje de elementos metálicos. En la actualidad, hay tres métodos de procesamiento de residuos de paneles solares: reparación de componentes, recuperación de la celda fotovoltaica y recuperación de silicio y otros elementos de metales raros (Xu et al., 2018). Todos los métodos de reciclaje tienen un proceso en común, la eliminación del EVA y Backsheet. Debido a que no son reciclables se emplean procesos térmicos y químicos para su eliminación.

Takuya et al. (2001), prescribió la recuperación de celdas fotovoltaicas de paneles solares de silicio cristalino convencionales empleando un solvente orgánico. En las pruebas utilizan múltiples tipos de solventes orgánicos para disolver la película de etilvinilacetato (EVA), se descubrió que el tricloroetileno podía fundir muestras de EVA reticuladas mantenidas a 80 °C. Aplicando este método a un panel solar se encontró que la presión mecánica es necesaria para suprimir la hinchazón del EVA. Después de sumergir el módulo en tricloroetileno a 80 °C durante diez días, se eliminó el EVA y la

celda de silicio se recuperó con éxito sin ser dañada (Takuya et al., 2001).

Se han reportado tratamientos térmicos para eliminar EVA y Backsheet. Para la degradación del EVA se necesitan temperaturas de 500 a 600°C durante una hora para su completa eliminación (Pagnanelli et al., 2019). Farneth et al. (1993), estudiaron la degradación de varios polímeros, entre ellos EVA y Tedlar™ (polímero del Backsheet), concluyendo que para la completa degradación del Tedlar™ se necesitan 800°C, y que en el proceso de descomposición de la cadena polímera, emite grandes cantidades de gases tóxicos (Farneth et al., 1993). Debido a esto otros autores llevan la celda a un pre-tratamiento térmico de hasta 330°C por tiempos no mayores a 30 min, para posteriormente separar físicamente el backsheet y así evitar la emisión de grandes cantidades de gases tóxicos (Wang et al., 2012).

Para la degradación del EVA también han estudiado los efectos de la concentración de diferentes solventes a distintas temperaturas, potencia ultrasónica, tiempos de radiación, etc. El efecto en la degradación del EVA depende del tipo de solvente utilizado, su concentración y tiempo sumergido. Los solventes orgánicos más eficientes para la degradación del EVA son el tolueno, tricloroetileno y diclorobenceno, como lo demostró Sukmin et al. (2012) donde experimentó la disolución del EVA con distintos solventes, encontrando estos últimos mencionados como los mejores para retirar el EVA de la celda. Sin embargo, el proceso utilizado llevó un largo periodo (2días) y temperaturas de 90°C para lograr que el EVA se diluyera en el solvente. Posteriormente se procedió a un tratamiento térmico, debido a que aún se detectaron restos de EVA después del tratamiento químico. (Sukmin et al., 2012).

Youngjin y Jaeryeong. (2012) mostraron que a una potencia ultrasónica de 450 W y una temperatura de 70° C, la película de EVA puede disolverse por completo en 3 mol/L de tolueno después de una hora. Este método acorta significativamente el tiempo de disolución de EVA en disolventes orgánicos. Sin embargo, al llevar la celda completa a altas potencias ultrasónicas provocó que se rompiera parcialmente, por lo que proponen mejorar la potencia para poder recuperar la celda sin que esta sufra daños. Algunos solventes tienen altos costos, y usar equipos ultrasónicos aumenta aún más el precio del proceso, esto es uno de los motivos que hace que los tratamientos químicos sean menos usuales que los térmicos, (Youngjin y Jaeryeong., 2012).

Los métodos químicos son comunmente usados para recuperar la celda completa y así poder ser reutilizada, como se ha reportado, uno de los problemas de esto es que en el proceso la celda tiende a romperse o perder calidad por las altas concentraciones de solventes utilizados. Azeumo et al. (2019), estudiaron un método físico-químico

para la obtención del silicio y metales. El proceso físico, consiste en la separación de componentes, primero las muestras fueron cortadas en tamaños de 7x1.1x1cm para posteriormente ser fragmentadas con un molino de cuchillas, luego estas muestras fueron pasadas por rejillas de 0.4cm, lo que pasaba la rejilla fue recolectado y los restos llevados de nuevo al molino hasta obtener el tamaño deseado. Estas muestras molidas fueron llevadas al proceso de separación por peso, en el que primero se les añadió agua, posteriormente cloruro de sodio con densidad de  $1.2\text{g/cm}^3$ , y por último politungstato de sodio con densidad de  $1.5\text{g/cm}^3$ . Con la diferencia de densidad de los componentes los metales fueron recolectados manualmente. El proceso químico consistió en la separación de vidrio y EVA, para esto las muestras fueron puestas en un matraz con solvente orgánico. El matraz es sumergido en baño ultrasónico a temperaturas de ebullición del solvente. Se contó con un sistema de recirculación de agua con el fin de condensar el solvente para evitar la emisión de gases, para que el agua alcance la temperatura de ebullición del solvente se añadió glicerina. Con este experimento los autores encontraron que el Tolueno fue el solvente con mejores resultados, eliminando el 95% de EVA después de 50 minutos a  $60^\circ\text{C}$  en baño ultrasónico (Azeumo et al., 2019).

Estos estudios de reciclaje de celdas no habían tomado en cuenta la producción de contaminantes durante el proceso, hasta que Fiandra et al. (2019), combina dos procesos térmicos y utiliza cromatografía de gases para analizar y determinar la fracción molar de los principales gases emitidos, también se establecieron muestras de estas durante el tratamiento para verificar el rendimiento de la combustión con un análisis cuantitativo y cualitativo de las sustancias producidas.(Fiandra et al., 2019). Sin embargo, aunque en los métodos químicos se ha mencionado que el uso de solventes tiene un impacto en el ambiente, no se ha especificado la toxicidad de estos ni de los residuos generados en el proceso.

Debido a que el proceso de reciclaje presenta problemas ambientales, es importante buscar métodos que minimicen estos impactos y así se puedan crear regularizaciones para el manejo adecuado de este tipo de residuos.

### **1.3 Planteamiento del problema**

Existen diversos procesos de reciclaje de celdas solares, estos están en dependencia del material final que se desea obtener: la celda solar completa o el silicio y

metales contenidos en esta. Para todos los procesos de reciclaje se necesita primero eliminar los polímeros de la estructura del panel solar: EVA y Backsheet. Este es el proceso que presenta mayor problema en el reciclaje, ya que su eliminación requiere temperaturas mayores a 450°C y ácidos o solventes a altas concentraciones durante largos periodos de tiempo, lo que representa un alto gasto de energía.

Cuando se desea obtener el silicio y metales de la celda, los solventes a altas concentraciones no representan un problema, pero si lo que se desea es obtener la celda completa para su reutilización, el uso de estos solventes y altas temperaturas puede presentar defectos en ella, por lo que no es considerado un método viable (Youngjin y Jaeryeong., 2012).

Los tratamientos actuales de residuos fotovoltaicos deben de tomar en cuenta la reducción de producción de sustancias tóxicas durante la recuperación de materiales, así como tener nuevas regularizaciones en el manejo de los productos peligrosos derivados del reciclaje (Fiandra et al., 2019).

## **1.4 Justificación**

El tiempo de vida útil de un panel solar es entre 20 y 30 años, perdiendo más del 25 % de su capacidad después de los 25 años. Después de este tiempo se convierten en desecho electrónico, cuyo manejo es difícil a causa de su toxicidad creciente (Takuya et al., 2001). Se han desarrollado procesos de reciclaje de paneles que permiten reutilizar los materiales para crear nuevos paneles u otros equipos. Para cualquier método de reciclaje utilizado es indispensable primero eliminar EVA y Backsheet del módulo fotovoltaico, que al ser degradados térmicamente emiten gran cantidad de gases tóxicos y eliminados por procesos químicos se utilizan solventes ácidos que, de no ser manejados adecuadamente, provocan un grave impacto ambiental (Fiandra et al., 2019).

El método térmico es uno de los más estudiados, sin embargo debido a la alta cantidad de gases tóxicos que emite, lo hace peligroso para la salud de quien lo realiza y el ambiente. En comparación, el método químico deja residuos líquidos de solventes que con un manejo adecuado evitan impactos en la salud y el medio ambiente. Al realizar un estudio de este método dará posibles soluciones a los impactos ambientales que genera y optimizará el proceso de reciclaje de paneles solares haciéndolos más amigables con el medio ambiente.

## **1.5 Objetivo general**

Evaluar el método químico para eliminar el EVA de un panel solar tomando en cuenta la eficiencia e impacto ambiental

## **1.6 Objetivos específicos**

1. Evaluar la eficiencia del tratamiento químico, utilizando Hexano, Benceno y Tolueno como solvente en la eliminación del EVA y su impacto al medio ambiente.
2. Optimizar el proceso químico con el solvente de mejor resultado.
3. Analizar la toxicidad de los residuos de los solventes utilizados.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Energía solar y el efecto fotovoltaico

La energía solar fotovoltaica es la energía procedente del Sol que se convierte en energía eléctrica de forma directa, sin ninguna conversión intermedia. Se produce mediante el efecto fotovoltaico que permite transformar directamente la energía solar en una forma eficiente de energía eléctrica continua (David et al., 2009).

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por unidades básicas denominadas celdas solares o fotovoltaicas. Las celdas solares se fabrican con semiconductores, estos elementos son sólidos que tienen una conductividad eléctrica inferior a la de un conductor metálico pero superior a la de un buen aislante. El semiconductor más utilizado es el silicio. Los átomos de silicio tienen su orbital externo incompleto con solo cuatro electrones denominados electrones de valencia. Estos átomos forman una red cristalina en la que cada átomo comparte sus cuatro electrones de valencia con los cuatro átomos vecinos formando enlaces covalentes. Cualquier aporte de energía, como una elevación de la temperatura o la iluminación del semiconductor, provoca que algunos electrones de valencia absorban suficiente energía para librarse del enlace covalente y moverse a través de la red cristalina, convirtiéndose en electrones libres.

Cuando un electrón libre abandona el átomo de un cristal de silicio, deja en la red cristalina una vacante (hueco), la energía mínima necesaria para romper un enlace y generar un par electrón hueco es una cantidad constante, característica del material semiconductor, que se denomina energía de enlace. Para el silicio, la energía necesaria para generar un par electrón-hueco es 1.12 eV. La luz solar está formada por fotones con una determinada cantidad de energía. Las diferentes energías de los fotones corresponden a las diferentes longitudes de onda que componen el espectro electromagnético solar. El espectro visible se sitúa entre 1,6 y 3,1 eV. Cuando un fotón incide sobre un semiconductor, si tiene suficiente energía, genera un par electrón-hueco. Si su energía es inferior a la energía de enlace del material, lo atravesará sin producir ningún efecto.

Es indispensable que se consiga separar el electrón y hueco de manera que se agrupen en distintas zonas para formar el campo eléctrico y conseguir una diferencia de potencias, para esto se utiliza una unión PN, que consiste en añadir impurezas tipo P por un lado del material e impurezas tipo N por otro (Flores et al., 2013).

## 2.2 Tipos de paneles solares

Los paneles solares se pueden clasificar en tres generaciones:

1. Silicio cristalino (monocristalino o policristalino).
2. Película delgada (silicio amorfo, telurio de cadmio, seleniuro de cobre, indio y galio o CIGS).
3. Concentrador fotovoltaico y tecnologías emergentes (paneles solares CPV, paneles solares sensibilizados por colorantes, paneles solares orgánicos y paneles híbridos).

Dado que los paneles de silicio monocristalinos y policristalinos tienen una mayor eficiencia de conversión que las películas delgadas, actualmente son los más utilizados. Hasta 2012, los paneles de silicio cristalino representaban aproximadamente el 90 % del mercado fotovoltaico mundial, mientras que los paneles solares de tercera generación aún no se han comercializado a gran escala (Xu et al., 2018).

### 2.2.1 Silicio monocristalino y policristalino

El silicio monocristalino se fabrica en lingotes cilíndricos con gran pureza. Se reconoce a simple vista, ya que su superficie es uniforme. Expuestas a la luz actúan como un espejo grisáceo y tienen eficiencias de 18 a 26 %. Los paneles solares de silicio policristalino son de un color azul más claro que el monocristalino, su eficiencia oscila alrededor del 15 % al 23 %, debido principalmente al grado inferior de pureza de silicio que se utiliza, estos módulos son los más comercializados hoy en día debido al precio que se ofertan en el mercado, esto gracias al proceso de fabricación en donde a diferencia de la tecnología monocristalina, no se corta el silicio, si no que se derrite en forma de rectángulos lo cual caracteriza estos paneles (Funcan, 2011). Las celdas monocristalinas están compuestas por un solo cristal de silicio, mientras que las células

policristalinas se forman a base de la unión de varios cristales (Solar, 2016).



Figura 1: Celda solar de silicio monocristalino y policristalino (Solar, 2016)

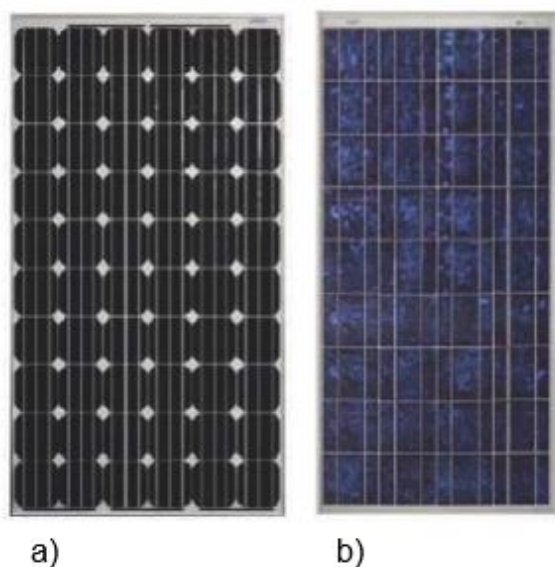


Figura 2: Panel solar de silicio a) monocristalino b) policristalino (Solar, 2016)

### 2.2.2 Paneles solares de película delgada

Los materiales de segunda generación tienen eficiencias del 25 % a nivel de laboratorio, sin embargo, siguen en estudio dado que algunos materiales para su fabricación son poco abundantes en la corteza terrestre y algunos, como el germanio y el selenio son tóxicos, características que dificultan el proceso de fabricación y reciclaje. Todas las celdas solares de segunda generación tienen la misma estructura, con una configuración ventana óptica/capa absorbente, dependiendo de la tecnología o aplicación de la celda cambian los materiales de cada capa.



Esta estructura cuenta con un sustrato que puede ser vidrio, metal o polímero; cuando el sustrato es de vidrio o plástico se deposita una capa de electrodo el cual se usa para mejorar la conducción (Arguello y Bautista, 2019).

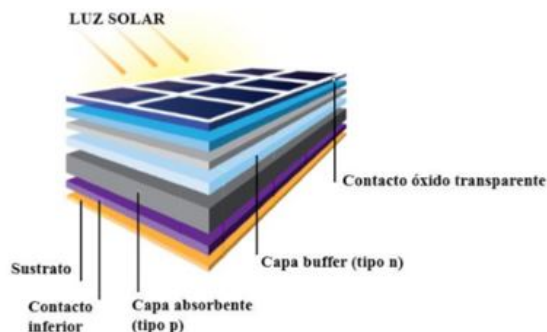


Figura 3: Componentes de un panel solar de segunda generación (película delgada). (Bohorquez Arguello, 2019).

## 2.3 Componentes de un panel solar

Un panel solar está conformado por varias celdas solares conectadas en serie, un marco de aluminio, vidrio, un polímero que encapsula la celda (EVA), otro polímero para darle firmeza al panel (Backsheet) y una caja de conexiones (Xu et al., 2018).

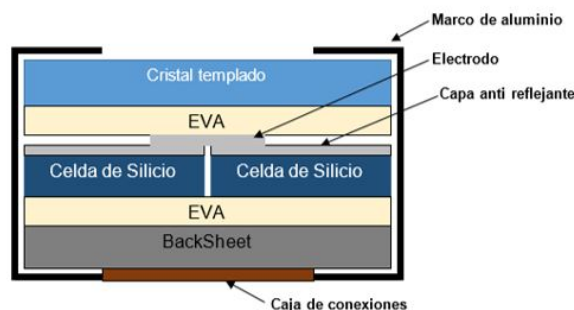


Figura 4: Composición típica de un panel solar

**Marco:** La mayoría de los fabricantes utiliza aluminio anodizado, proporciona rigidez y resistencia mecánica.

**Cubierta Frontal:** Suele ser vidrio templado entre 4 y 5 mm de espesor, con muy buena transmisión de radiación solar. Proporciona protección contra los agentes atmosféricos y los impactos. La superficie exterior del vidrio es antireflexiva y es tratada

para impedir la retención de polvo y suciedad.

**Encapsulante:** Usualmente se utiliza Etil-Vinil-Acetato (EVA), en contacto con la celda, protege a las conexiones de la misma y da resistencia contra vibraciones e impactos. Al igual que la cubierta frontal, permite la transmisión de la radiación solar y no se degrada con la radiación ultravioleta.

**Cubierta posterior:** Se utiliza una capa de polivinilo fluoruro (comercialmente conocido como Tedlar), protege al módulo de la humedad y otros agentes, además de que lo aísla eléctricamente. Es habitual que sea color blanco para reflejar la luz que no recogen las celdas sobre la cara posterior.

**Celda solar:** Elaborada de un material semiconductor, las más utilizadas son de silicio. Conectadas entre sí con electrodos metálicos, soldados o incrustados sobre la rejilla de conexión eléctrica de la cara frontal de la celda.

**Caja de conexiones:** Consiste en una caja situada en la parte posterior del panel, con una protección recomendada contra el polvo y agua, fabricada con plásticos resistentes a temperaturas altas. En su parte interior incorpora los bornes de conexión positivo y negativo del módulo y los diodos de paso.

### **2.3.1 Propiedades y características del encapsulante**

El encapsulante es un material polímero usado para la adhesión entre el vidrio, la celda solar y el backsheet. Da soporte mecánico a la estructura de las celdas mientras provee acoplamiento óptico, protección contra factores externos y aislamiento eléctrico (Oliveira et al., 2017). Algunas de las características y requerimientos que debe tener el encapsulante para ser utilizado en paneles fotovoltaicos se pueden observar en la tabla 1 y 2 (Czanderna y Pern, 1996) (Oliveira et al., 2017).

La transmitancia del encapsulante es una de las características más importantes, ya que debe lograr y mantener el acoplamiento óptico entre la celda y el vidrio mientras mantiene la incidencia de radiación solar de al menos 90 % y una pérdida máxima del 5 % durante los 20-30 años de funcionamiento (Czanderna y Pern, 1996). Existen diferentes tipos de encapsulantes con distintas transmitancias, algunos de ellos se muestran en la tabla 3 (Oliveira et al., 2017).

Los primeros encapsulantes utilizados fueron basados en polímeros de silicona (Po-

Tabla 1: Características y requerimientos del encapsulante (Czanderna y Pern, 1996).

<b>Absorción de agua</b>	<0.5 wt % a 100 %RH
<b>Resistencia a la absorción térmica</b>	Estable arriba de 80°C
<b>Temperatura de fabricación</b>	$\leq 171^{\circ}\text{C}$
<b>Presión en laminación</b>	$\leq 1\text{ atm}$
<b>Degradación por absorción UV</b>	Sin longitud de onda >350nm
<b>Olor y toxicidad</b>	Ninguno
<b>Contenido de Gel (después de curado)</b>	>70 % (mayor es mejor)

Tabla 2: Propiedades importantes del encapsulante (Oliveira et al., 2017).

<b>Químicas</b>	<b>Mecánicas</b>	<b>Eléctricas</b>	<b>Ópticas</b>
Resistente a reacciones fotoinducidas	Fuerza de Tensión	Aislante	Transparencia
Humedad, gas y absorción de agua	Alargamiento o extensión	Fuga de corriente baja	Tranmisividad
Oxidación	Cotenido de Gel	Propiedades dieléctricas	-
Propiedades de degradación inducidas por reacciones de productos	Adhesión	-	-
Reacciones de inter-face	-	-	-

lidimetilsiloxano o PDMS por sus siglas en inglés), de 1960 hasta 1980. Elegidos por su estabilidad intrínseca cuando había estrés inducido por la luz infraroja y ultravioleta (UV). Los encapsulantes de PDMS tenían la mejor transmitancia, aproximadamente un 0,6% mejor que los mejores materiales a base de hidrocarburos. Parte de esta diferencia se debe a la ausencia de absorbentes de UV en PDMS. Actualmente EVA es el encapsulante dominante para paneles fotovoltaicos ya que tiene la mejor combinación de propiedades, y principalmente es más barato, además que presenta una durabilidad aceptable (Kempe, 2011). Otra de las alternativas estudiadas es el Ionomer, este proporciona la máxima vida útil del panel solar a un precio razonable, pero estudios demostraron que este encapsulante con el silicio no muestra buen rendimiento, en comparación con EVA, bajo condiciones de polvo (Oliveira et al., 2017) (Kempe, 2011).

El EVA actúa como termoplástico y elastómetro dependiendo de la cantidad de vinil acetato (VA). Para aplicaciones en paneles solares el EVA contiene alrededor de un

Tabla 3: Absortividad y transmitancia de distintos encapsulantes (Oliveira et al., 2017).

<b>Encapsulante</b>	<b>Absortividad ponderada [1/mm] (1.5AM x-Si QE)</b>	<b>Transmitancia [%] (3.18mm vidrio, 0.45mm encapsulante)</b>
<b>Polidimetilsiloxano (PDMS)</b>	0.4 ± 0.003	94.7 ± 0.3
<b>Etil Vinil Acetato (EVA)</b>	0.012 ± 0.005	94.3 ± 0.4
<b>Butiral de polivinilo (PVB)</b>	0.011 ± 0.005	94.3 ± 0.4
<b>Poliolefina termoplástica (TPO)</b>	0.027 ± 0.006	93.7 ± 0.4
<b>Poliuretano termoplástico (TPU)</b>	0.024 ± 0.004	93.8 ± 0.3
<b>Coácido de polietileno metacrílico (IONOMER)</b>	0.049 ± 0.007	92.7 ± 0.4

28-33 %wt de vivil acetato, compuesto con aditivos como agentes de curado, absorbedores UV, foto-oxidantes y termo-oxidantes (Badiie et al., 2016). Los aditivos utilizados en EVA se muestran en la tabla 4.

Para que el EVA una el vidrio, celda y backsheet, el módulo se calienta de 150 a 200°C en un proceso de curado. En esta polimerización la alta temperatura del EVA y el proceso de curado son críticos para la formación de enlaces químicos (reticulado), proporcionando una mayor durabilidad y resistencia del EVA. El tipo de EVA es determinado por el tiempo de curado: curado estándar, curado rápido y curado ultra rápido. Una medición crítica para la calidad de adhesión del EVA es el contenido de gel. Un contenido de gel arriba del 70 % se considera aduecuado, este se mide con análisis químico o prueba de "peeling". Mientras mayor sea el porcentaje de contenido de gel, mejor será la adhesión del EVA, un contenido de gel del 100 % implica que el polímero se ha incorporado completamente en el reticulado de la estructura(Oliveira et al., 2017).

El EVA presenta bajo costo, bajo coeficiente de absorción de agua y resistencia al vapor húmedo, como material de encapsulación para el módulo fotovoltaico debe tener ciertas características (Badiie et al., 2016). En la tabla 5 se observa la composición típica del EVA como encapsulante en paneles fotovoltaicos, con EVA copolimero de 67 % etileno y 33 % de vinil acetato (Jiang et al., 2015).

#### **Propiedades del EVA como encapsulante de módulos fotovoltaicos:**

- Alta resistividad eléctrica
- Alta resistividad de volumen ( $0.2-1.4 \times 10^{16} \Omega \text{ cm}^{-1}$ )
- Temperatura de reticulación relativamente baja

Tabla 4: Componentes aditivos del EVA para paneles fotovoltaicos (Oliveira et al., 2017).

<b>Componente</b>	<b>%(w/w) para EVA 96-98 %</b>	<b>Propiedad</b>
<b>Peróxido</b>	1 a 2	Agente de curado, se utiliza para reticular a temperaturas elevadas durante laminación
<b>Benzotriazol</b>	0.2 a 0.35	Absorbedor UV
<b>Hinder estabilizador de luz de amina (HALS)</b>	0.1 a 0.2	Estabilizador UV, antioxidante primario, descompone los radicales de peróxido
<b>Fosfonito fenólico</b>	0 a 0.2	Antioxidante secundario, descompone el peróxido, elimina los radicales
<b>Trialkoxy Silano</b>	0.2 a 1	Promueve la adhesión del EVA con superficies inorgánicas

- Resistencia a la radiación UV
- Baja absorción / entrada de agua
- Contenido de gel superior al 70 % después del curado
- Alta transmisión óptica (superior al 91 %)
- Alta adhesión al vidrio (a 90°C fuerza de pelado de 9-12 Nmm<sup>-1</sup>)

Tabla 5: Composición de EVA marca Dupon con curado estándar (Jiang et al., 2015).

<b>Componente</b>	<b>%w/w</b>
<b>EVA copolimero</b>	97.943
<b>Absorvedor UV</b>	0.294
<b>Estabilizador UV</b>	0.098
<b>Antioxidante</b>	0.196
<b>Agente de curado</b>	1.469

Tabla 6: Porcentaje de Gel a distintas temperaturas y tiempo de curado rápido (Oliveira et al., 2017).

Tiempo (min)	130°C	140°C	150°C	160°C
2	0.0 %	73.4 %	81.5 %	84.2 %
5	60.3 %	83.7 %	88.6 %	91.0 %
10	75.0 %	88.2 %	91.6 %	92.3 %

### 2.3.2 Propiedades y características del Backsheet

El Backsheet es una lámina multicapa de varios materiales poliméricos y modificadores inorgánicos. La estructura multicapa permite adaptar las propiedades ópticas, termomecánicas y eléctricas de acuerdo con los requisitos específicos de los módulos (Geretschlager et al., 2016). Se utiliza principalmente para aislar físicamente los componentes del módulo fotovoltaico de factores externos, como barrera de humedad y protección ambiental necesaria, además da soporte al panel (Kim et al., 2014). Los materiales para backsheet comúnmente usados son polímeros o termoplásticos. Los polímeros proporcionan una excelente resistencia a la interperie mientras que los termoplásticos exhiben una buena estabilidad y soporte al panel.

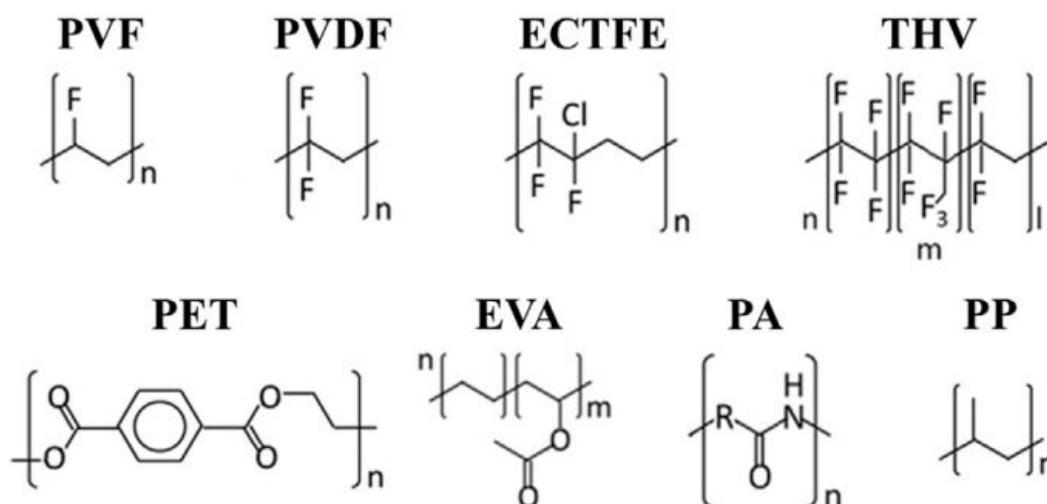


Figura 5: Estructura de polímeros y termoplásticos usados en Backsheet (Geretschlager et al., 2016)

Algunos de los polímeros y termoplásticos usados como Backsheet son:

- Fluoruro de polivinilo (PVF), registrado por Dupon como Tedlar

- Tereftalato de polietileno (PET)
- Poliamida (PA)
- Prolipropileno (PP)
- Fluoruro de polivinilideno (PVDF)
- Etileno-clorotrifluoroetileno (ECTFE)
- Tetrafluoruro hexafluoruropropileno Vinilideno (THV)

Algunos de los Backsheets comerciales se muestran en la tabla 7. Los basados en fluoruro de polivinilo son: FT (tedlar y poliéster) y TPT (tedlar-poliéster-tedlar). Los Backsheets basados en termoplásticos son: PET- (Tereftalato de polietileno) y PA- (Poliamida), según el material usado.

Tabla 7: Backsheets comerciales (Geretschlager et al., 2016).

<b>Nomenclatura</b>	<b>Fabricante</b>	<b>Nombre comercial</b>
<b>TPT-1</b>	Isovoltaic	Icosolar FPF 2442
<b>TPT-2</b>	Krempel	PTL 3 – 38/250
<b>TPT-3</b>	Krempel	PTL 3 HR 1000V
<b>FP-1</b>	Isovoltaic	Icosolar FPA 3572
<b>FP-2</b>	Krempel	PVL Akasol 1000 V
<b>FP-3</b>	Honeywell	Powershield PV 270
<b>FP-4</b>	3M	Scotchshield 17T
<b>PET-1</b>	Dunmore	Dun Solar PPEp1360
<b>PET-2</b>	Coveme	DyMat PYE 3000
<b>PET-3</b>	Isovoltaic	Icosolar APA 3552
<b>PA-1</b>	Isovoltaic	Icosolar AAA 3554

Los Backsheets TPT cuentan con la temperatura de fusión del fluoruro de polivinilo a  $191 \pm 4^\circ\text{C}$ , los FP-2 a  $160^\circ\text{C}$  y los FP-3, FP-4 y PET-2 a  $104 \pm 8^\circ\text{C}$ . Mientras que los otros tipos, a excepción del PA-1, cuentan con la temperatura fusión del PET:  $156 \pm 3^\circ\text{C}$ . Otras propiedades obtenidas por Geretschlager et al. (2016) se muestran en la tabla 8, ponderadas al espectro solar AM 1.5 con reflectancia (R) solar hemisférica 97% difusa y 2.9% directa, transmitancia (T) 95.7% difusa y 4.3% directa. Las propiedades mecánicas fueron obtenidas por pruebas de tracción monótona, el módulo de Young (E) indica la relación existente entre los incrementos de tensión y deformación longitudinal (elasticidad), mientras que  $\sigma_{break}$  representa los valores de estrés en la rotura del Backsheet en MPa.

El rango más amplio en el módulo de Young, así como la tensión de rotura, se

encuentra en Backsheets basados en FP. Con respecto a la rotura los Backsheets de TPT, FP y PET presentan valores bastante uniformes que se dispersan alrededor del 150%. Sin embargo, el PA-1 es mucho más dúctil con una deformación a la rotura de aproximadamente 330% (Geretschlager et al., 2016).

Tabla 8: Propiedades ópticas y mecánicas de distintos Backsheets (Geretschlager et al., 2016).

<b>Nomenclatura</b>	<b>R</b>	<b>T</b>	<b>E (MPa)</b>	$\sigma_{break}$ (MPa)
<b>TPT-1</b>	0.695 ± 0.004	0.017	2763 ± 18	132 ± 8
<b>TPT-2</b>	0.695 ± 0.001	0.015	2701 ± 32	136 ± 6
<b>TPT-3</b>	0.793 ± 0.004	0.102	3148 ± 5	146 ± 5
<b>FP-1</b>	0.789 ± 0.002	0.153	2738 ± 18	129 ± 13
<b>FP-2</b>	0.769	0.167	2763 ± 29	118 ± 13
<b>FP-3</b>	0.780 ± 0.006	0.160 ± 0.001	2038 ± 19	89 ± 5
<b>FP-4</b>	0.762 ± 0.004	0.180 ± 0.001	770 ± 8	30 ± 1
<b>PET-1</b>	0.702 ± 0.008	0.219	2195 ± 27	86 ± 1
<b>PET-2</b>	0.798 ± 0.025	0.154 ± 0.008	2233 ± 19	112 ± 9
<b>PET-3</b>	0.811 ± 0.001	127	2517 ± 93	123 ± 13
<b>PA-1</b>	0.838	0.086 ± 0.001	692 ± 15	31 ± 1

## 2.4 Métodos para el reciclaje de paneles solares

La producción e instalación de módulos fotovoltaicos se ha visto aumentada durante los últimos años, y esta pronosticada a ser una de las principales fuentes de energía. Se espera que los residuos fotovoltaicos sean de 50 a 60 millones de toneladas para el 2050 (Fulvio et al., 2019). Con el fin de disminuir el impacto negativo que pueden tener estos desechos se ha buscado el reciclaje como una solución. Debido al largo tiempo de vida de los paneles solares, el reciclaje de estos no era una preocupación durante los primeros 25 años, pero los primeros paneles instalados ya están siendo retirados, y el correcto manejo de estos residuos es ahora un tema importante ya que su mal manejo puede tener un alto impacto ambiental.

El porcentaje del peso de los elementos en un panel solar típico es: vidrio 65-85%, Aluminio 10-20%, Silicio 3-4%, EVA 5-10%, Backsheet 1.5%, Cobre 1.2% y plata 0.053% (Fiandra et al., 2019). Después del reciclaje se pueden obtener nuevos dispositivos productos del marco de aluminio, plata, cables de cobre, vidrio y el silicio cristalino, pero los polímeros (EVA y Backsheet) no son posibles de reutilizar o reciclar.



Para reciclar el panel solar primero se desmantelan sus componentes, el marco de aluminio es separado mecánicamente, el cristal puede ser recuperado por procesos térmicos o mecánicos, mientras que el Silicio, Aluminio, Cobre y Plata, pueden llevar tratamientos térmicos o químicos.

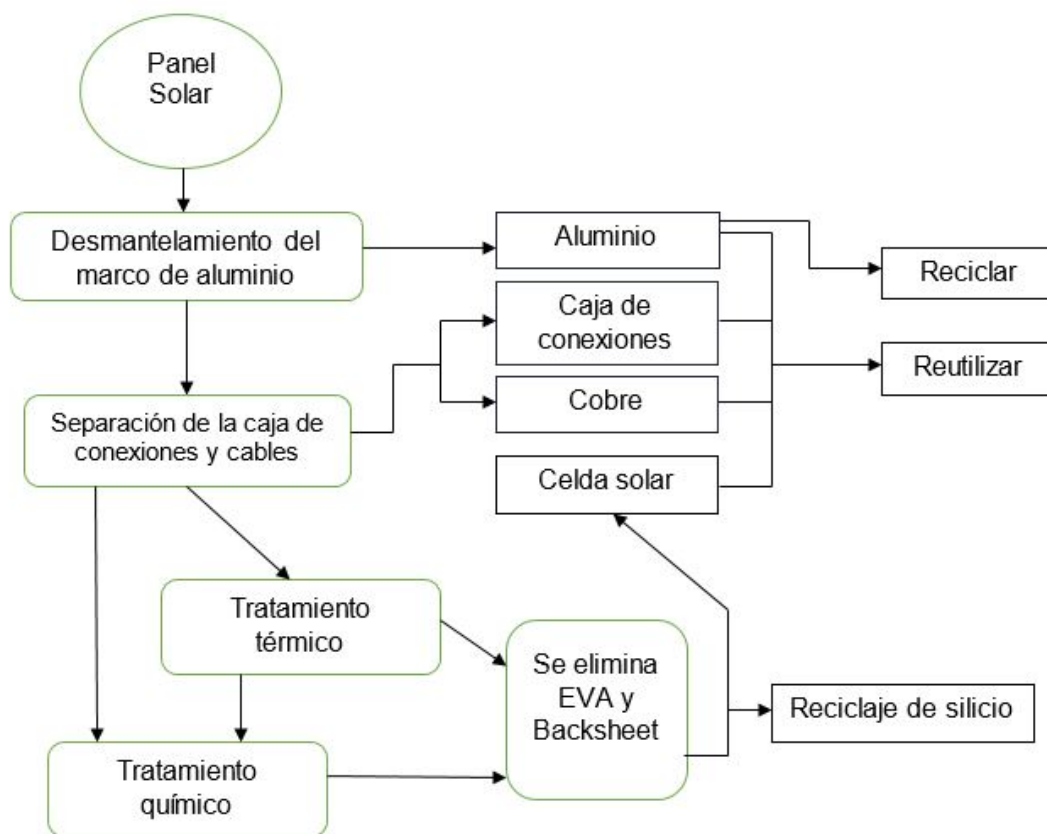


Figura 6: Procesos de reciclaje del panel solar

### 2.4.1 Separación física de componentes

El primer paso en el reciclaje de un panel solar, es el desmantelamiento físico del marco de aluminio, caja de conexiones y cables. Cada componente es triturado para medir su toxicidad. Del marco puede ser recuperado aluminio por procesos metalúrgicos, aquí también pueden aparecer otros elementos como el silicio y níquel, que son componentes típicos de aleaciones de aluminio y están presentes en muy pequeñas cantidades.

Usualmente la caja de conexiones es recuperada para ser reutilizada, y no incluye

procesos de recuperación de materiales que la componen. Las fallas en la caja de conexiones representan el 19% de la tasa de fallas en un panel solar, es el mismo porcentaje que representa la pérdida de potencia del panel. Al repararse la caja de conexiones se puede ayudar a aumentar la potencia de paneles solares antiguos para su reutilización. Sin embargo esto solo es posible si la razón de desinstalación del panel es la falla de la caja de conexiones y solo puede ser utilizada en paneles cuya caja de conexiones este externa al panel solar (Chowdhury et al., 2020).

## 2.4.2 Tratamiento térmico

Después del desmantelamiento físico del marco de aluminio y la caja de conexiones del panel fotovoltaico, los componentes restantes son el vidrio, la celda solar encapsulada con EVA y el Backsheet. Existen varios métodos para separar el vidrio, pero el Backsheet y EVA al no ser reciclables son eliminados por degradación.

Para separar el vidrio del panel fotovoltaico se utilizan principalmente procesos mecánicos, sin embargo, muchas empresas optan por un pre-tratamiento térmico para agilizar el proceso. Las temperaturas utilizadas en los pre-tratamientos no superan los 200 o 300°C y posteriormente el vidrio puede ser retirado de forma manual o mecánica, y es llevado a un tratamiento térmico con temperaturas alrededor de 650°C por tiempos de hasta 1 hora con lo que se logra una tasa de recuperación del vidrio general del 91%. Como se mencionó anteriormente el cristal representa un 74.16% del panel solar, aun así la mayoría de las patentes de reciclaje fotovoltaico se basan en la recuperación de silicio o material semiconductor y metales valiosos, de acuerdo con la IEA solo en el 32% de los procesos patentados recuperan el cristal (Pagnanelli et al., 2019).

Una de las principales razones de llevar a cabo tratamientos térmicos en procesos de reciclaje, es eliminar el EVA y Backsheet, para así obtener el silicio de la celda solar. El Backsheet puede ser removido como el cristal, por procesos mecánicos o llevado a pre-tratamientos térmicos que faciliten desprenderlo de la celda, sin embargo en los estudios publicados de reciclaje de celdas se menciona muy poco de este elemento, esto es debido a que el polímero del que está compuesto (normalmente Tedlar) no es reciclable. Se han realizado algunos estudios en los que se elimina por procesos térmicos, en los que utilizan temperaturas de 800°C. La degradación del Tedlar empieza a 250°C y cuando alcanza los 330°C se descompone formando subproductos fluora-

dos que requieren sistemas de reducción. En el proceso térmico a 800°C el Backsheet emite CO<sub>2</sub>, CO y compuestos orgánicos volátiles (VOC), entre otros gases que son dañinos para la salud y el ambiente (Farneth et al., 1993).

La celda solar es unida al Backsheet y vidrio con EVA, lo que hace que este encapsulada con este pegamento, el etil vinil acetato es otro polímero que no es reciclable, por lo que también puede ser eliminado mediante procesos térmicos. A diferencia del Backsheet, el EVA se elimina a menores temperaturas, a 500°C este desaparece completamente (Pagnanelli et al., 2019). Su degradación ocurre en 2 etapas, la primera entre 300 y 350°C, donde se elimina el ácido acético de la cadena polímera, dejando un residuo de polieno. La segunda etapa ocurre entre 400 y 500°C donde se descompone la cadena restante de la primera etapa (Fiandra et al., 2019). La degradación del EVA a altas temperaturas también tiene emisión de gases tóxicos, aunque son en menor cantidad en comparación con los emitidos por el Backsheet, por lo que su degradación por tratamientos térmicos es bastante usada en procesos del reciclaje de la celda solar.

Una vez eliminado el EVA térmicamente, queda el silicio y los metales utilizados en los contactos de la celda en forma de polvo, que se llevan a procesos de digestión para su obtención y, posteriormente, su reciclaje.

### **2.4.3 Tratamiento químico**

En los métodos químicos para la separación del vidrio y la eliminación del EVA y Backsheet, se sumerge el panel, previamente desmantelado, en ácidos o solventes orgánicos.

En dependencia del componente que se requiera separar o eliminar se usan solventes en distintas concentraciones y tiempos. Los solventes que han sido estudiados son la acetona, tolueno, benceno de petróleo, etanol, isopropanol, metil etil cetona, metil isobutil cetona, tetrahidrofurano, etilenglicol, tricloroetileno, glicerina entre otros (Pagnanelli et al., 2019).

El uso de estos solventes implica un manejo de los residuos que muchas veces no es llevado a cabo, lo que conlleva a un fuerte impacto en el ambiente. Por esta razón usualmente se acompaña el tratamiento químico con un pre-tratamiento térmico, en el que calientan el Backsheet a medida que se ablande para poder despegarlo manual-

mente. Así solo se sumerge el vidrio y la celda encapsulada con EVA, usando menor concentración de solventes. En este proceso el cristal se despegará rápidamente de la celda y puede ser llevado a otros tratamientos para su reciclaje, mientras que la eliminación del EVA requiere mayor tiempo en tratamiento químico, por lo que algunos procesos llevan el solvente a temperaturas alrededor de 80 a 150°C. Estas temperaturas están en dependencia del solvente usado, algunas temperaturas para distintos solventes se muestran en la tabla 9 (Azeumo et al., 2019).

Tabla 9: Temperatura de solventes para tratamiento químico, eliminación de EVA (Azeumo et al., 2019).

<b>Solvente</b>	Tolueno	Xielno	Trimetilpentano	Dimetilformamida	n-herptano
<b>Temperatura</b>	110.6°C	138.4	99°C	153°C	98°C

Tabla 10: Efecto en la disolución del EVA de distintos solventes (Sukmin et al., 2012).

<b>Solvente</b>	<b>1min</b>	<b>30min</b>	<b>120min</b>	<b>210min</b>	<b>24hr</b>	<b>48hr</b>
<b>2-Propanol</b>	x	x	x	x	x	x
<b>4-Metil-2-Pentanona</b>	H	H	H	H	H	H
<b>Benceno de Petróleo</b>	H	H	H	H	H	H
<b>Tetrahidrofurano</b>	S,H	D	D	D	D	D
<b>Tricloroetileno</b>	D	D	D	D	D	D
<b>Tolueno</b>	D	D	D	D	D	D
<b>Diclorobenceno</b>	H	D	D	D	D	D
<b>Glicerina</b>	x	x	x	x	x	x
<b>Acetona</b>	x	x	x	x	x	x
<b>Alcohol etílico</b>	x	x	x	x	x	x

**D:**Disuelto, **S:**Separado, **H:**Hinchado, **X:**Sin cambios

Existen diferentes solventes orgánicos estudiados para la eliminación del EVA de la celda solar, como se muestra en la tabla 10, que indica el tipo de solvente usado y el efecto que tiene en el EVA después de diferentes tiempos en tratamiento.

Una vez que se elimina el EVA, la celda solar es llevada a tratamientos para su reutilización, pero si la celda sufrió daños, quedaron residuos de EVA, o se tiene como objetivo el reciclaje del silicio, la celda es llevada a tratamientos térmicos para después usar procesos de digestión y así recuperar el silicio y metales de la celda.

## 2.5 Cromatografía

La cromatografía es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, cuyo objetivo es separar los distintos componentes (Sharapin, 2000). Los componentes a ser separados son distribuidos entre dos fases, una de las cuales es estacionaria mientras la otra se mueve en una dirección definida. De acuerdo a su utilidad la cromatografía se clasifica en: analítica, utilizada para determinar los químicos presentes en una mezcla y en que concentración; y preparativa, utilizada para purificar grandes cantidades de químicos (Pérez y Magadán., 2004). A su vez, se puede clasificar por como esté dispuesta la fase estacionaria en (Miranda, 1991):

Cromatografía plana:

- Cromatografía en papel
- Cromatografía en capa fina

Cromatografía en columna:

- Cromatografía de líquidos
- Cromatografía de gases
- Cromatografía de fluidos supercríticos

La primera técnica cromatográfica fue ideada por el botánico ruso Mikhail Tswett en 1906, quien utilizó alúmina para separar los pigmentos coloreados de las hojas de las plantas. En su experimento, metió dentro de un tubo de vidrio un fino polvo (sacarosa) para producir una columna de una altura deseada. Posteriormente, extrajo los pigmentos de hojas y los colocó en un solvente (éter de petróleo) y agregó un poco de la solución dentro de la columna. Cuando toda la solución había pasado a través de la columna se formó una estrecha zona inicial bajo la capa inicial del adsorbente. Después agregó más solvente y aplicó presión en la parte de arriba de la columna. Mientras el solvente iba pasando a través de la columna, los pigmentos se iban separando individualmente.

### 2.5.1 Principio de funcionamiento

Algunos términos importantes para entender el funcionamiento de la cromatografía son:

1. Analito: Sustancia que se va a separar durante la cromatografía.
2. Fase móvil: Fase que se mueve en una dirección definida. Puede ser un líquido (cromatografía de líquidos o CEC), un gas (cromatografía de gases) o un fluido supercrítico (cromatografía de fluidos supercríticos).
3. Fase estacionaria: Sustancia que está fija en una posición durante la cromatografía (columna).
4. Eluyente: Fase móvil que atraviesa la columna.
5. Tiempo de retención: Tiempo característico que tarda un analito particular en pasar a través del sistema (desde la columna de entrada hasta el detector) bajo las condiciones fijas.
6. Capacidad de fraccionamiento: Es el número máximo de componentes que pueden ser separados en una sola operación
7. Sistema cromatográfico: Combinación del solvente, la mezcla y el adsorbente (de Young, 1994).

El mecanismo de funcionamiento de la cromatografía es el movimiento de las sustancias, resultado de dos fuerzas opuestas: la fuerza de manejo de la fase móvil y la fuerza resistente o acción de retardo del adsorbente. La fuerza de manejo mueve las sustancias del origen de la columna en dirección del flujo de la fase móvil. La acción de retardo impide el movimiento de las sustancias arrastrándolas del flujo y adhiriéndolas al adsorbente. Las moléculas se encuentran alternando entre estar pegadas al adsorbente o despegadas en el flujo, esto trae como consecuencia que pese a que el flujo es constante, solo una fracción de las moléculas se están moviendo. Las sustancias que se mueven más lentamente es porque están siendo unidas más fuertemente a la fase estacionaria, mientras que aquellas que se mueven más rápidamente es porque son menos solubles o de poca afinidad (Pérez y Magadán., 2004).

### 2.5.2 Cromatografía de gases

La cromatografía de gases es una técnica analítica que puede ser utilizada para separar compuestos orgánicos basada en sus volatilidades. La forma más usual de hacer

cromatografía de gases es utilizando un líquido como fase estacionaria; recibe entonces el nombre de cromatografía gas-líquido (CGL). También se utilizan absorbentes, dando lugar a la cromatografía gas-sólido (CGS), pero en mucho menor proporción.

En cromatografía de gases la muestra se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una columna cromatográfica. La elución se produce por el flujo de una fase móvil que es un gas inerte, y a diferencia de la mayoría de los tipos de cromatografía, la fase móvil no interacciona con las moléculas del analito; su única función es la de transportar el analito a través de la columna (Belmontes, 2020).

Un cromatógrafo de gases consiste de:

1. Fase móvil.
2. Puerto de inyección.
3. Horno de la columna.
4. Columnas
5. Fase estacionaria.
6. Detector.
7. Sistema de registro de datos.

#### **Puerto de inyección:**

Dispositivo que permite la introducción de la muestra en la corriente del gas portador. Se trata de una cámara situada a la entrada de la columna y calentada independientemente de ésta, generalmente a temperatura superior del punto de ebullición del componente más volátil de la muestra, que suele tener una membrana de caucho a través de la cual se introduce la muestra con la ayuda de una microjeringa. La temperatura de inyección debe ser de 10° a 50° mayor a la temperatura de la columna. La técnica de inyección de muestra recomendada para líquidos en cromatografía de gases es el método de flujo del solvente. El solvente puro es introducido a la jeringa seguido de una bolsa de aire, después se coloca la solución muestra, y finalmente otra bolsa de aire. Se lee el volumen de la muestra y posteriormente se inyecta al cromatógrafo.

#### **Horno de la columna:**

Dentro del horno se sitúa la columna, que debe estar en el centro de este sin tener contacto alguno con las paredes. En un extremo del horno está el puerto de inyección y al extremo contrario está situado el detector.

#### **Fase estacionaria (columna)**

Esta puede ser un sólido o un líquido, dispuestos sobre un sólido que actúa como soporte (columna). El sólido de la fase estacionaria puede ser de aluminio, sílica gel,

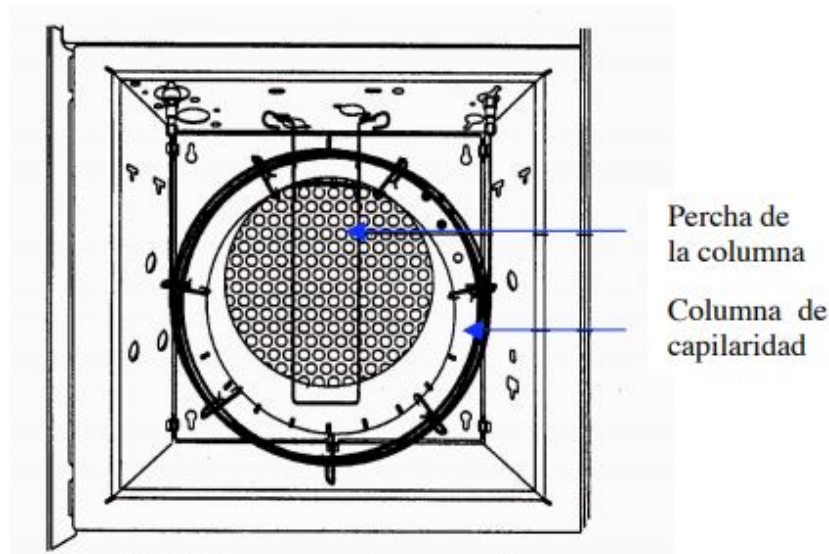


Figura 7: Horno de la columna. (Pérez y Magadán., 2004).

carbón o tierra de diatomeas; y el líquido de la fase estacionaria debe tener una baja viscosidad y una alta y diferencial solubilidad. Para obtener la mejor resolución de dos sustancias dentro de la columna, se requiere tener una fase estacionaria donde su retención relativa sea mayor a la unidad. Esto depende del punto de ebullición y el coeficiente de actividad de los solutos en dicha fase. La elección de la fase estacionaria dependerá no solo de la presencia de polaridad dentro de los solutos, sino más bien de una visión de conjunto de la mezcla compleja que se desee separar. Para la elección de la fase estacionaria se debe considerar:

1. Los límites de temperatura del líquido elegido, considerando su viscosidad y volatilidad: Un descenso en la temperatura de la columna aumenta el tiempo de retención de los solutos y en ocasiones puede mejorar las separaciones. Pero cuando la viscosidad de la fase estacionaria se hace demasiado alta, o se alcanza el punto de fusión, generalmente la eficacia de la columna baja enormemente.

2. La posibilidad de reacciones irreversibles con la columna: Este fenómeno podría impedir el uso de una fase que para diferentes solutos resultaría excelente.

3. La fuerza de interacción soluto-solvente: Esta fuerza influye en los coeficientes de actividad de los componentes de la mezcla. La elección de la fase se hace teniendo en cuenta la polaridad de los solutos a separar y de su tiempo de retención en la fase a medida que su polaridad aumenta.

Las fases estacionarias se pueden clasificar en:



- No polares: para separar sustancias poco o nada polares. El más utilizado son las gomas de silicona, se utilizan para trabajar hasta más de 300°C.
- Con carácter ligeramente polar: tienen buena selectividad para mezclas mixtas. Pueden ser de sebacato de dieti, aceite de silicona o gomas de silicona.
- De polaridad media o alta: no aptos para hidrocarburos no aromáticos. Son de aceite de Ucon, polifenil éter o succinato de butanodiol.
- Columnas con fase mixta: para resolución de separaciones parciales con dos o más líquidos. Tienen posibilidad de separar hasta 50 sustancias mezclando dos, tres y cuatro líquidos para formar la columna final (Pérez y Magadán., 2004).

### **Soporte:**

La función básica del soporte sólido es sostener la fase estacionaria. El soporte debe de tener elevada superficie por unidad de volumen, estabilidad térmica, dureza mecánica, inactividad química y baja resistencia al paso de un gas. Puede ser un fundente carbonato sódico que tiene menor actividad superficial residual. El cromosorbo G es utilizado en columnas con poca fase estacionaria y se obtienen mejores eficacias y el cromosorbo A es utilizado en escala preparativa. El soporte también puede ser sin fundente y a mayor temperatura, utilizado para ladrillos refractarios. Son de mayor superficie y mejor resistencia mecánica, pero son los que presentan mayor actividad superficial residual (Pérez y Magadán., 2004).

### **Detectores:**

Los detectores son dispositivos que indican y miden los solutos en la corriente del gas acarreador. La señal es elaborada por una comparación entre el gas acarreador puro (blanco) y el mismo gas llevando cada uno de los componentes previamente separados en la columna, esto es traducido en una señal eléctrica que es amplificada y registrada al momento de salir de la columna.

Pueden ser clasificados por:

- Grado de selectividad: responden a la mayoría de los solutos; específicos-selectivos con respuesta a un grupo particular de sustancias.
- Recuperación de la muestra: en referencia a si la muestra es destruída o no.
- Modo de respuesta: dependientes de flujo de masa (cantidad de soluto independientemente de la cantidad de gas portador) y dependientes de la concentración (cantidad de soluto por unidad de volumen de gas portador).
- Proceso de detección: ionización, óptico-espectroscópico o electroquímico.

Los detectores más ampliamente utilizados son el detector de conductividad térmica (TCD) y el detector de ionización de flama (FID).

### 1. Detector de conductividad térmica (TCD)

Consiste de dos celdas metálicas idénticas, cada una conteniendo un filamento de alambre de tungsteno o de tungsteno con lámina de oro. El efluente fluye a través de una celda y el gas portador fluye a través de la otra. En un lado de la muestra el gas fluye por el filamento mientras que en el lado de referencia el gas puede pasar sobre el alambre del filamento y difundir a través de él. Los filamentos son calentados por una corriente eléctrica. La temperatura del elemento sensor depende de la conductividad térmica del gas que fluye alrededor. Los cambios en conductividad térmica provocan un incremento en la temperatura del elemento el cual es monitoreado como un cambio en la resistencia. En cromatografía de gases son utilizados dos pares del TCD, un par localizado en la salida de la columna para detectar los componentes separados mientras van saliendo, y el otro par localizado antes del inyector o en una columna de referencia separando las resistencias de los dos pares y están acomodados en un circuito de puente (Pérez y Magadán., 2004).

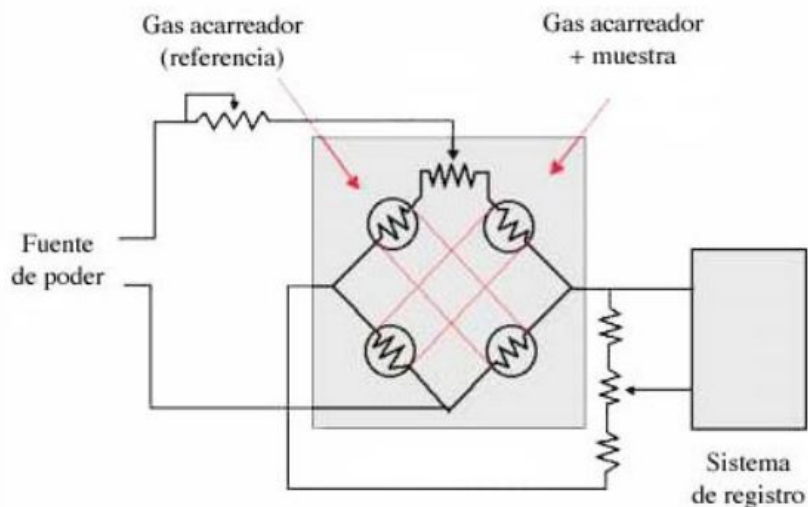


Figura 8: Detector de conductividad térmica. (Pérez y Magadán., 2004).

### 2. Detector de ionización de flama (FID)

Consiste de una flama hidrógeno/aire y una placa colectora. Las muestras que salen de la columna pasan a través de la flama, la cual rompe las moléculas orgánicas y produce iones, estos son recolectados en un electrodo parcial y produce una señal eléctrica. Es extremadamente sensible en un amplio rango, la única desventaja es que destruye la muestra. La detección es debida a la producción de iones en una flama resultando en una corriente que puede ser medida. La muestra debe ser un combustible, esta entra en la base del detector, se mezcla con el hidrógeno y entra a la flama. Hay compuestos

con poca o sin respuesta al FID, compuestos perhalogenados, etc. La respuesta está basada en el número de carbonos y otros elementos tales como halógenos y el oxígeno presentes que reducen la combustión (Pérez y Magadán., 2004).

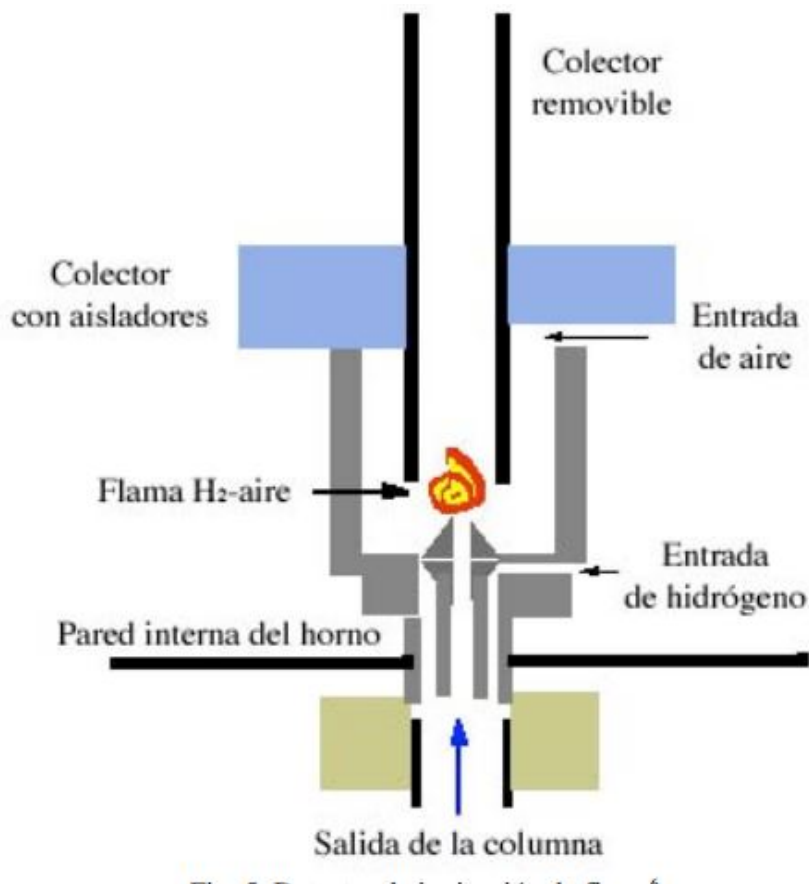


Figura 9: Detector de ionización de flama. (Pérez y Magadán., 2004).

## CAPÍTULO III

### METODOLOGÍA

Se trabajó con paneles solares monocristalinos, proporcionados por una empresa local. A los módulos se les retiró previamente el marco de aluminio y la caja de conexiones. Se prepararon las muestras de 5x5cm, el vidrio y el Backsheet fueron retirados mecánicamente y el EVA fue removido de la celda químicamente.

#### Método químico

La muestra de celda+EVA, se colocó en un recipiente con solvente y fue llevada a baño maría en distintos tiempos y temperaturas. Se comparó la eficiencia para separar el EVA de la celda de cada solvente y se optimizó el proceso utilizando del solvente con mejores resultados.

Se realizó un estudio de los residuos con el objetivo de comparar el grado de contaminación de cada uno.

#### 3.1 Preparación de muestras

Materiales:

- Tijera
- Lámpara de halógeno de cuarzo
- Guantes de cuero
- Gafas protectoras
- Cubre bocas
- Pinzas
- Cuadro de porcelana
- Soporte de lámpara
- Cutter

Procedimiento:

1. Utilizando los guantes como protección, se cortaron las muestras de 5x5cm con las

tijeras.

2. Se colocó la lámpara de halógeno sobre el soporte a una altura de 8cm, adecuada para calentar la muestra. Debajo de la lámpara se situó la superficie de porcelana.
3. Se colocó la muestra debajo de la lámpara y se dejó 3 minutos como se muestra en la figura 10.
4. Con ayuda de las pinzas se sujetó la muestra de extremo a extremo y se dobló levemente, sin ser retirada de la lámpara, hasta que el cristal se rompió y fue retirado.
5. Con ayuda de las pinzas se retiraron los restos de vidrio que quedarón en la celda procurando no dañarla.
6. La estructura restante (celda+EVA) se colocó de nuevo debajo de la lámpara de halógeno durante 3 min.
7. Se sujetó la muestra con una de las pinzas y se procedió a retirar la celda con el EVA del Backsheet empujando con el cúter el material de forma que “raspó” el EVA y la celda de silicio.
8. Se separó los contactos y se recolectó la celda raspada con EVA.

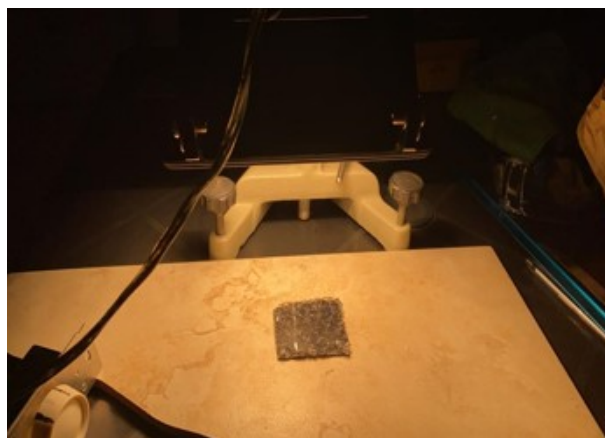


Figura 10: Lámpara calentando muestra

### 3.2 Proceso químico

Materiales:

- Baño maría
- Rejilla
- Espátula
- Papel aluminio

- Recipiente
- Tolueno
- Benceno
- Hexano
- Agua destilada

Procedimiento:

1. Se colocaron 0.5g de muestra (celda+EVA) en el recipiente con 5ml de solvente (Tolueno, Hexano o Benceno)
2. Una vez bien cerrado el recipiente se cubrió con papel aluminio y se colocó en una rejilla para ser llevados a baño maria a temperaturas de 50 y 70°C durante tres distintos tiempos. Figura 11.
3. Se analizaron los resultados.

Los volúmenes de solventes utilizados y tiempos en el baño maria se describen en la tabla 11.



Figura 11: Muestras listas para llevar a baño maria.

Tabla 11: Experimento químico.

<b>Solvente</b>	<b>Volumen de solvente</b>	<b>de</b>	<b>Cantidad de muestra</b>	<b>de</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Tiempos</b>
<b>Hexano</b>	5 ml		0.5 g		50 y 55 °C	1min-15min-30min
<b>Benceno</b>	5 ml		0.5 g		50 y 70 °C	1min-15min-30min
<b>Tolueno</b>	5 ml		0.5 g		50 y 70 °C	1min-15min-30min

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS

#### 4.1 Muestras obtenidas

Como se mencionó en el capítulo de metodología, las muestras se calentaron por 3min para luego retirar el vidrio haciendo presión con pinzas. La muestra compuesta de celda+EVA+Backsheet, es llevada de nuevo a la lámpara de halógeno para ser calentada durante 3 minutos. Una vez calentada es raspada para obtener la celda+EVA, como se muestra en la figura 12. Los resultados de esta preparación de muestras son los que se indican en la tabla 12 y las figuras 13 y 14.



Figura 12: Desprendimiento de celda+EVA del backsheet

En promedio, el peso de la muestra final (celda+EVA) es el 13.04% de la muestra inicial, el vidrio 80.44% y el Backsheet corresponde al 6.53% del peso de la muestra inicial (Backsheet+EVA+Celda+Vidrio).



Tabla 12: Resultados de separación del backsheet de la celda+EVA.

<b>Muestra</b>	<b>Peso inicial</b>	<b>Peso Vidrio</b>	<b>Peso BS</b>	<b>Peso Celda +EVA</b>
<b>M1</b>	27 g	22 g	1 g	3 g
<b>M2</b>	21g	16 g	1 g	3 g
<b>M3</b>	20 g	14 g	1 g	3 g
<b>M4</b>	25 g	19 g	1 g	2 g
<b>M5</b>	30 g	15 g	2 g	3 g
<b>M6</b>	23 g	18 g	1 g	3 g
<b>M7</b>	21 g	17 g	1 g	3 g
<b>M8</b>	25 g	20 g	2 g	3 g
<b>M9</b>	23 g	18 g	2 g	3 g
<b>M10</b>	26 g	21 g	2 g	3 g
<b>M11</b>	28 g	22 g	2 g	4 g



Figura 13: Muestra de Celda+EVA



Figura 14: Backsheet retirado

## 4.2 Separación del EVA

Las muestras de celda+EVA se depositaron en tubos de ensayo con el solvente a temperaturas y tiempos mencionados en el capítulo III. Una vez retirados del baño maría, para cada uno de los solventes utilizados se pudo observar lo siguiente:

### 1. Hexano.

Al retirar las primeras muestras después de un minuto dentro del baño maría a 55 °C, no se observó ningún cambio en las muestras, al igual que en las de 15 minutos a 55 °C. En el caso de las muestras a 55 °C durante 30 min, hubo un leve cambio que se puede observar en la figura 15, donde se compara la muestra antes y después del experimento, notado que el EVA se "hinchó" levemente.

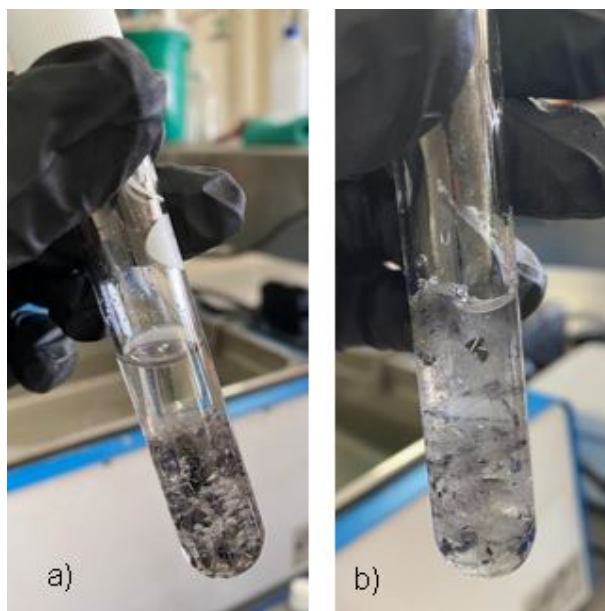


Figura 15: a.Muestra con solvente antes del experimento, b.Muestra después del experimento, 30 minutos en baño maría a 55°C

### 2. Benceno.

Las muestras con benceno a 50°C, se pueden observar en la figura 16, al igual con el Hexano, no hubo cambios en el primer minuto, sin embargo ocurrió una leve hinchazón del EVA a los 15 y 30 minutos. Si nos fijamos en la figura 17, donde las muestras fueron llevadas a 70°C en baño maría, se observa que a los 15 y 30 min el EVA separado de la celda sube por diferencia de densidad a la superficie, dejando los trozos de celda en el fondo, sin embargo aún hay gran cantidad de EVA en estos.

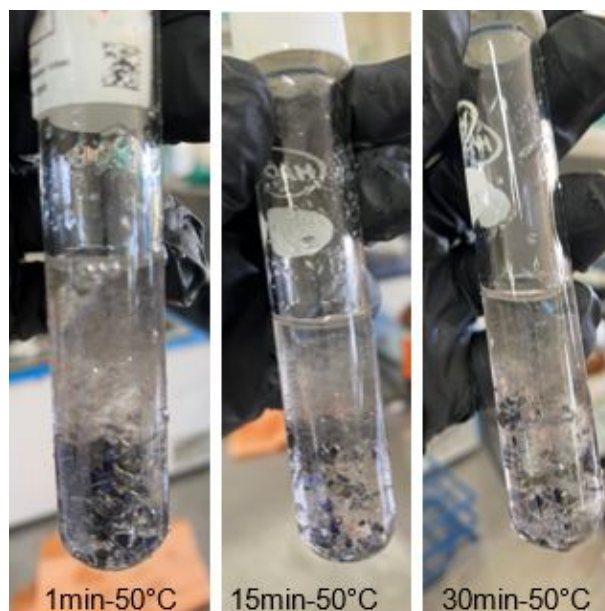


Figura 16: Muestras con benceno durante 1 min, 15 min y 30 min en baño maria a 50°C

### 3. Tolueno.

De acuerdo con la revisión bibliográfica vista en la sección 2.4.2 del capítulo II, el Tolueno logra disolver el EVA desde los primeros minutos, como lo reportó Sukmin et al. (2012). Sin embargo, como se puede observar en la figura 19, a los 15 minutos el EVA parece empezar a disolverse. No obstante, después de los 30 min aún queda EVA, este se "hincha con el solvente forma un tipo de "gel" que al enfriarse y separarse de la solución se vuelve a unir, volviendo a adherirse a los pedazos de celda, como se observa en la figura 18. En el caso del experimento realizado a 70°C con Tolueno, el EVA parece separarse de la celda, pero al ver trozos de esta celda suspendidos en la solución se puede deducir que el gel formado entre la solución y EVA impide a la celda separarse completamente.



Figura 17: Muestras con benceno durante 1 min, 15 min y 30 min en baño maria a 70°C

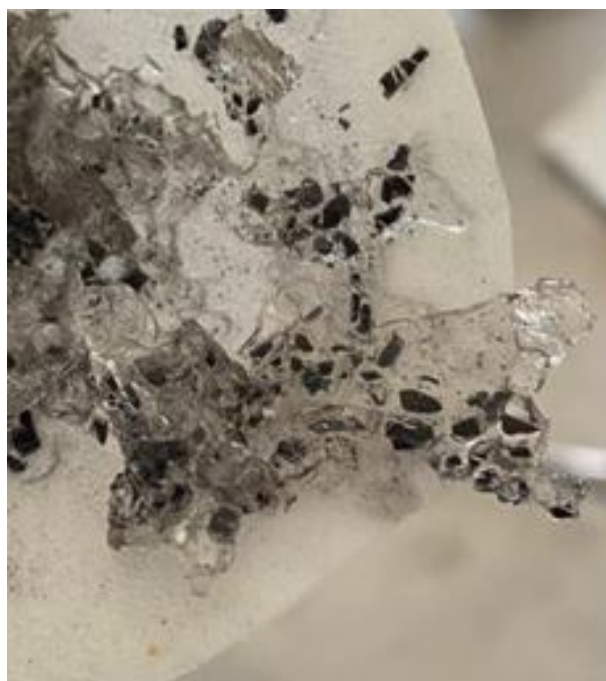


Figura 18: EVA aglomerado luego de ser filtrado de la solución

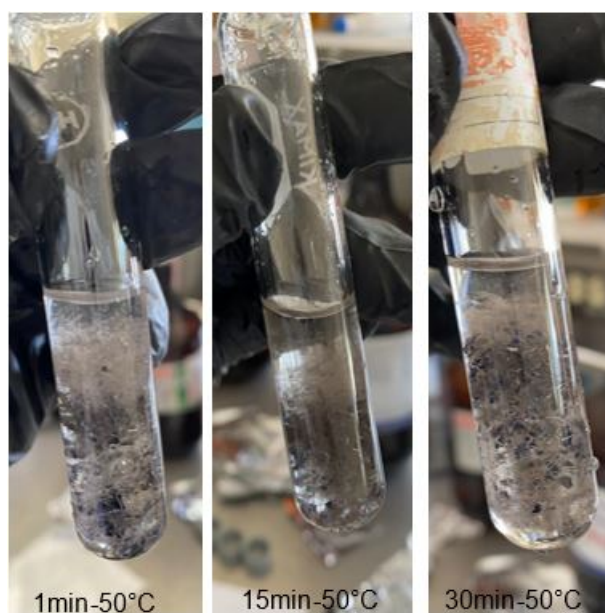


Figura 19: Muestras con Tolueno durante 1 min, 15 min y 30 min en baño maria a 50°C



Figura 20: Muestras con Tolueno durante 1 min, 15 min y 30 min en baño maria a 70°C

### 4.2.1 Optimización del proceso con Tolueno

Con los resultados de la sección anterior, se realiza un segundo experimento. Se selecciona al solvente con mejores resultados, Tolueno, y se procede a repetir en experimento anterior pero ahora con tiempos de 30 y 120 minutos en baño maría.

#### 30 min - 70°C

Después del primer tiempo, se añadió 5ml de agua a 70°C con el fin de separar el EVA de la celda, teniendo en la parte superior tolueno con EVA y en la parte inferior agua. El objetivo de esto es comprobar, que por diferencia de densidades, se logrará obtener los trozos de celda sin EVA.

Como se puede apreciar en la figura 21*a*), el EVA y trozos más grandes de silicio quedan en la parte superior con el Tolueno y en la parte inferior esta el agua quedando en el fondo solo las partículas más pequeñas de silicio. Se supuso que esto ocurre debido al gel formado entre el solvente y el EVA que impide bajar al resto de silicio, por lo que se procedió a llevar la muestra a baño ultrasónico por 30 minutos, sin embargo no se observaron cambios significantes como se compara en la figura 21*b*).

#### 120 min - 70°C

Una vez pasado los 120 min a 70°C, la muestra sigue teniendo EVA, como se aprecia en la figura 22. Sin embargo, se podía notar que este EVA estaba separado del silicio, por lo que se procedió a añadir 5ml de agua. En la figura 23 se muestra el resultado después de añadir agua, como se observa, no se obtuvo lo esperado y a pesar de que por diferencias de densidades el Tolueno queda en la parte superior, el silicio no se separa del EVA. Para comprender mejor lo que ocurría se procedió a llevar a baño maría 0.5g de EVA en Tolueno durante 120min y agregar 5ml de agua.

En la figura 24 se observa el resultado del EVA en tolueno durante 120 minutos a 70°C. El agua queda debajo y se aprecia que el EVA no es soluble en tolueno como se pensaba, si no que forma una especie de gel que al agitarse forma pequeñas burbujas. Se llegó a la conclusión que la formación de este gel impide la óptima separación de la celda y el EVA. Sin embargo como pudimos observar en los experimentos anteriores, los trozos más pequeños de silicio descienden al fondo de recipiente, dejando los trozos más grandes en la parte superior con el Tolueno y EVA. Con esto se llegó a la conclusión que el tamaño de la muestra interfería con el método de separación propuesto.



Figura 21: a) Tolueno+agua sin baño ultrasónico. b) Tolueno+agua después de 30 min en baño ultrasónico





Figura 22: Muestra con Tolueno 120 min, 70°C



Figura 23: Muestra con Tolueno + agua (120 min, 70°C)



Figura 24: EVA en Tolueno en la parte superior y agua en la parte inferior

#### 4.2.2 Efecto del tamaño de muestra en la separación del EVA y la celda

Con los resultados obtenidos en los experimentos anteriores, y con el fin de determinar si el tamaño de muestra interfiere con la separación de la celda y EVA, se procedió a realizar un tercer experimento. Primero, las muestras de EVA+celda pasaron por tres distintos tamices con el fin de ser separadas por distintos tamaños de granometría. Los tres tamices se clasifican por el tamaño de rejilla. El primero de 4.4mm, el segundo de 1.68mm y el tercero de 0.086mm se muestran en la figura 25.



Figura 25: Tamices para separar muestras por tamaño

Se obtuvieron cuatro tamaños: mayor a 4.4mm, 1.68mm, 0.086mm y menor a 0.086mm, que se pueden observar en la figura 26. 0.5g de cada tamaño de muestra fueron puestos en recipientes con 5ml de Tolueno a 80°C en baño maría durante 120 minutos. Se prepararon cuatro más, uno por cada tamaño de muestra, en las mismas condiciones pero añadiendo 5ml de agua. Terminado el tiempo en baño maría, las muestras fueron llevadas a la centrifugadora por 30 minutos a 3600 RPM. El resultado de estos dos procesos se puede apreciar en la figura 27, donde se observa que para tamaños de muestra menores a 0.086mm, para ambos casos (tolueno y tolueno+agua) el silicio se separa por completo del EVA y se deposita en el fondo del recipiente facilitando la recolección. También se observa que en los cuatro casos, las muestras con Tolueno+Agua tuvieron mejor precipitación que las que solo fueron puestas con tolueno.

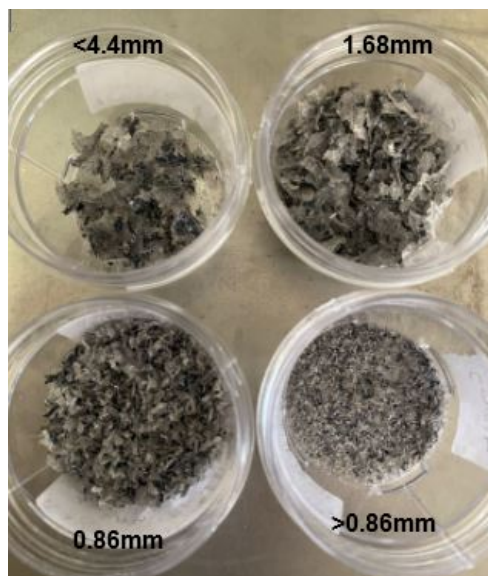


Figura 26: Distintos tamaños de muestra



Figura 27: Muestras después de centrifugar, 4.4mm, 1.68mm, 0.086mm y menor a 0.086mm respectivamente

### 4.2.3 Eficiencia del proceso químico

Una vez obtenida la separación del EVA y la celda, se procedió a decantar el EVA y vertir el agua y Tolueno, obteniendo así la solo la celda triturada. Como se vió en la sección 1.2 y el capítulo II, el EVA se puede eliminar térmicamente a 500°.

Con el fin de conocer la eficiencia del proceso químico utilizado, se procedió a cuantificar la cantidad de EVA restante en las muestras después de la decantación, estas fueron llevadas a calcinación por 30 min a 500°C, siendo pesadas antes y después obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 13: Peso perdido después de calcinación

<b>Muestra</b>	<b>Peso después de proceso químico</b>	<b>Peso después de calcinar</b>	<b>% EVA restante después de proceso químico</b>
<b>Tolueno 1</b>	0.2636 g	0.2255 g	14 %
<b>Tolueno 2</b>	0.2957 g	0.2404 g	18.76 %
<b>Tolueno 3</b>	0.2640 g	0.2073 g	15.04 %
<b>Tolueno+agua 1</b>	0.3170 g	0.2138 g	32.55 %
<b>Tolueno+agua 2</b>	0.2467 g	0.1678 g	31.98 %
<b>Tolueno+agua 3</b>	0.3768 g	0.2246 g	40.74 %

La decantación fue más sencilla de realizar con las muestras en Tolueno+agua debido a la separación por diferencia de densidades, en el caso de las muestras únicamente con tolueno, se tuvo mayor cuidado para no tocar la celda triturada. De acuerdo con la la tabla 13, las muestras con Tolueno+agua tienen mayor porcentaje de EVA restante después de la decantación. Como también se muestra en la figura 28, en promedio, el 22.30 % de su peso corresponde a EVA, mientras que las muestras con Tolueno tienen solo un 10 % de EVA restante después de la decantación, como se observa en la figura 29.

### TOLUENO + AGUA



Figura 28: Porcentaje de pesos de muestras con Tolueno+agua

### TOLUENO



Figura 29: Porcentaje de pesos de muestras con Tolueno

El peso inicial de las muestras de EVA+celda era de 0.5g, por lo que el peso perdido después de ser separado químicamente y decantado corresponde a la cantidad de EVA que se logró quitar de la celda. En la tabla 14, se muestran los pesos de EVA retirado para la obtención de la celda. La mayor cantidad de EVA fue separada por el proceso químico, en promedio, el 41 % fue separado químicamente y el 16 % se degradó durante la calcinación (figura 30) . Las muestras de 0.5g perdieron un promedio de 0.2869g de EVA, que representa alrededor del 57 % de la muestra inicial, por lo que el 43 % del peso de la muestra inicial corresponde a la celda triturada, que ahora puede ser llevada a los siguientes procesos para su reciclaje.

Con el proceso químico realizado se elimina el 72 % del EVA total de las muestras, el 28 % restante puede ser llevado a procesos de calcinación evitando así un mayor impacto ambiental.

Tabla 14: Peso de EVA retirado

Muestra	EVA separado químicamente	EVA calcinado	EVA Total
Tolueno 1	0.2364 g	0.0381 g	0.2745 g
Tolueno 2	0.2043 g	0.0555 g	0.2745 g
Tolueno 3	0.2360 g	0.0567 g	0.2927 g
Tolueno+agua 1	0.1830 g	0.1032 g	0.2862 g
Tolueno+agua 2	0.2533 g	0.0789 g	0.3322 g
Tolueno+agua 3	0.1232 g	0.1525 g	0.2757 g



Figura 30: Porcentaje de pesos de muestras con Tolueno y Tolueno+agua



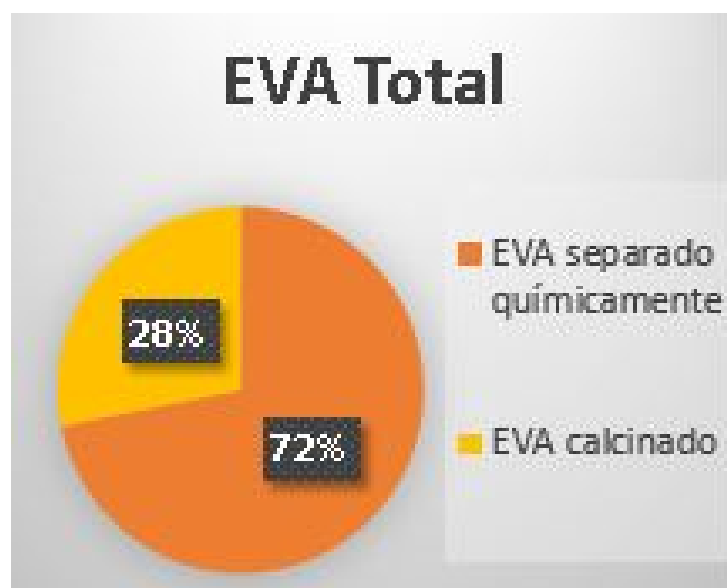


Figura 31: Porcentaje de peso de EVA retirado químicamente del total contenido en las muestras

### 4.3 Resultados de Cromatografía

Los residuos de los solventes utilizados en el tratamiento químico fueron llevados a cromatografía de gases. Los compuestos de cada solvente se muestran en las tablas 16, 17, y 15, donde se especifica la toxicidad de cada compuesto, una de las formas más comunes para medirla es la dosis letal (LD, por sus siglas en inglés). La LD es una forma de expresar el grado de toxicidad de una sustancia, se expresa como la dosis tal a la que de una población de muestra dada, un porcentaje dado muere. Como norma general se utiliza la dosis semiletal o DL50 que indica en toxicología los miligramos de una sustancia necesarios por kilogramo de peso para matar al 50 % de la población (CCHS, 2021).

Otra forma de medir la toxicidad es la concentración letal (LC por sus siglas en inglés)". Los valores de LC generalmente se refieren a la concentración de una sustancia química en el aire, pero en estudios ambientales también puede significar la concentración de una sustancia química en el agua (CCHS, 2021).

Tabla 15: Resultados de cromatografía de gases Tolueno.

<b>Tiempo de retención (s)</b>	<b>Compuesto</b>	<b>Toxicidad LD50</b>	<b>Toxicidad LC50</b>
<b>17.53</b>	Ácido ftálico	7900 mg/kg	27mg/l 48h
<b>17.82</b>	Pentatriacontano	–	–
<b>18.76</b>	Heptacosane	1600 mg/kg	88 mg/l 4h
<b>21.36</b>	Ácido adípico	Oral 5700 mg/kg. Dérmico 7940 mg/kg	>7.7 mg/l 4h
<b>21.47</b>	Fosfato de Trifenilo	Oral 3500 mg/kg. Dérmica >10000 mg/kg	>200000 mg/m3 1h
<b>22.24</b>	Octabenzona	Oral >5000 mg/kg. - Dérmica >2000	11.8 mg/l 4h
<b>26.56</b>	Ácido sebácico	Oral 3400 mg/kg. Dérmica >2000 mg/kg	–

Tabla 16: Resultados de cromatografía de gases Benceno.

<b>Tiempo de retención (s)</b>	<b>Compuesto</b>	<b>Toxicidad LD50</b>	<b>Toxicidad LC50</b>
<b>14.45</b>	Triallyl-s-triazine-2,4,6(1H,3H,5H)-trione	1001-2000 mg/kg	–
<b>17.53</b>	Dibutyl phthalate	20000 mg/kg	15.68 mg/l 4h
<b>21.37</b>	2-ethylhexyl adipate	Oral 5600 mg/kg. Dérmica 8410 mg/kg	–
<b>21.47</b>	Fosfato de Trifenilo	Oral 3500 mg/kg. Dérmica >10000 mg/kg	>200000 mg/m <sup>3</sup> 1h
<b>22.57</b>	Ácido ftálico	7900 mg/kg	27mg/l 48h
<b>24.24</b>	Octabenzona	Oral >5000 mg/kg. - Dérmica >2000	11.8 mg/l 4h
<b>26.56</b>	Ácido sebácico	Oral 3400 mg/kg. Dérmica >2000 mg/kg	–

Tabla 17: Resultados de cromatografía de gases Hexano.

<b>Tiempo de retención (s)</b>	<b>Compuesto</b>	<b>Toxicidad LD50</b>	<b>Toxicidad LC50</b>
<b>5.38</b>	n-hexano	Oral o dérmica >25000 mg/kg	>31.86 mg/l 4h
<b>6.91</b>	n-decano	Oral >5000 mg/kg. Dérmico >2000 mg/kg	72.3 mg/l 4h
<b>8.4</b>	undecano	Oral y dérmica >2000 mg/kg	2.82 mg/l 8h
<b>13.52</b>	1-hexadecano	Oral >5000 mg/kg. Dérmica >2000 mg/kg	5.8 mg/l 4h
<b>15.74</b>	1-Octadecano	Dérmica >2000 mg/kg. Oral >5000 mg/kg	5266 mg/m3
<b>17.53</b>	Ftalato de dibutilo	7499 mg/kg	3.7 mg/l 48h
<b>17.77</b>	Docosanol	>10000 mg/kg	78.2µg/ml
<b>19.61</b>	Ácido carbónico	3731 mg/kg	–
<b>21.30</b>	Ácido adípico	Oral 5700 mg/kg. Dérmico 7940 mg/kg	>7.7 mg/l 4h
<b>22.58</b>	Ácido ftálico	7900 mg/kg	27mg/l 48h
<b>22.88</b>	n-hexacosanol	7900 mg/kg	–
<b>24.25</b>	Octabenzona	Oral >5000 mg/kg. - Dérmica >2000	11.8 mg/l 4h
<b>24.35</b>	Pentatriacontano	–	–
<b>25.72</b>	Octatriacontyl pentafluoropropionate	–	–

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES

Los mejores resultados para separar el EVA de la celda se obtuvieron con el Tolueno, pero con un procedimiento diferente al que se reporta en la literatura ya que al repetir el experimento en nuestros paneles se comprobó que el EVA no es soluble en tolueno, y que en realidad se transforma en un "gel", lo cual hace difícil la separación.

El procedimiento implementado en este trabajo consiste en llevar las muestras de celda+EVA a 70°C utilizando Tolueno como solvente, luego de dos horas, se centrifugan a 3600RPM por 30 minutos, después de esto el EVA se retira por decantación. Al añadir agua al solvente ocurrió una separación por diferencia de densidades y permitió que los trozos de celda bajaran facilitando la separación, sin embargo los trozos muy grandes de celda no precipitaban debido al gel que el EVA formaba en el Tolueno.

Se comprobó que el tamaño de muestra influye en la eficiencia del proceso. Mientras menor es el tamaño es más fácil la separación del EVA. Mejores resultados se dieron con tamaño de grano menor a 0.086mm, la muestra precipita fácilmente y se logró separar del EVA luego de 30 min de centrifugación.

Las muestras que fueron llevadas con Tolueno tuvieron menor cantidad de EVA restante, por lo que se concluye que la concentración del solvente es un factor importante en la separación. Sin embargo no se descarta la utilización del Tolueno+agua ya que la diferencia de densidades que se forma facilita retirar el EVA al momento de decantar.

Se realizó un estudio de los residuos después del tratamiento químico, se puede concluir que ninguno de los compuestos formados tiene mayor toxicidad que el solvente inicial además que al realizar el experimento en un sistema cerrado, se evita la emisión de gases tóxicos. No obstante es recomendable un adecuado tratamiento de los residuos o llevarlos a un proceso de destilación para reutilizarlos.

Con el proceso químico utilizado se logró retirar el 72 % del EVA, el restante puede ser llevado a calcinación, minimizando la generación de gases tóxicos que produce el método térmico.

## REFERENCIAS

- Arguello B., Bautista B. (2019). Avances tecnológicos en celdas solares flexibles de segunda generación. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, –.
- Azeumo M., Germana C., Hipolito N., Franco M., Piga L. (2019). Solar energy materials and solar cells photovoltaic module recycling , a physical and a chemical recovery process.. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 314–319.
- Badiee A., Ashcroft I., Wildman. R. (2016). The thermo-mechanical degradation of ethylene vinyl acetate used as a solar panel adhesive and encapsulant.. *International Journal of Adhesion and Adhesives*, 212–218.
- Belmontes M.I.O. (2020). Cromatografía de gases-laboratorio de técnicas instrumentales uva. [urlhttp://laboratoriotecnicasinstrumentales.es/analisis-quimicos/cromatografa-de-gases](http://laboratoriotecnicasinstrumentales.es/analisis-quimicos/cromatografa-de-gases).
- CCHS (2021). Canadian center for occupational health and safety. OSH Answers Fact Sheets. URL <https://www.ccohs.ca/oshanswers/chemicals/ld50.html>.
- Chowdhury S., Rahman K.S., Chowdhury T., Nuthammachota N., Techato K., Akhtaruzaman M., Tiong S.K., Sopian K., Amin N. (2020). An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling.. *SEnergy Strategy Reviews*, 1–27.
- Czanderna A., Pern F. (1996). Encapsulation of pv modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review. *Solar Energy Materials and Solar Cells*.
- David M.J., Andrés E.M., Ricardo I. (2009). Descripción y análisis del efecto fotovoltaico en la región. *Scientia Et Technica*. 15, 327–332.
- de Young S.T. (1994). *Introduccion a la cromatografia*.
- Dominguez A., Geyer R. (2017). Photovoltaic waste assessment in mexico. *Resources, Conservation and Recycling*. 1540, 24–91.
- Farneth W., Aronson M., Uschold. R. (1993). Degradation mechanisms of poly (vinyl fluoride) films.. *Macromolecules*. 26th, 4765–4769.
- Fiandra V., Lucio S., Andreozzi C., Giorgio. G. (2019). End-of-life of silicon pv panels : A sustainable materials recovery process.. *Waste Management*, 91–101.

- Florencia A., Mariano B., Pedrosa M., Monticelli F., Morquecho M. (2013). Energía solar fotovoltaica. IER.
- Fulvio A., Cinthya L., Andrea B. (2019). Resource efficient recovery of critical and precious metals from waste silicon pv panel recycling. *Waste Management*, 156–167.
- Funca D. (2011). The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 713–725.
- Geretschlager K.J., Wallner G.M., Fischer J. (2016). Structure and basic properties of photovoltaic module backsheets. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 551–556. URL <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2015.09.060>.
- IRENA (2019). International renewable energy agency. International Renewable Energy Agency, 1. URL <https://www.irena.org/solar>.
- Jiang S., Wang K., Zhang H., Ding Y., Yu Q. (2015). Encapsulation of pv modules using ethylene vinyl acetate copolymer as the encapsulant. *Macromolecular journals*, 522–529. URL DOI:10.1002/mren.201400065.
- Kempe M. (2011). Overview of scientific issues involved in selection of polymers for pv applications. *IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC 37)*.
- Kim N., Kang H., Hwang K.J., Han C., Hong W.S., Kim D., Lyu E., Kim H. (2014). Study on the degradation of different types of backsheets used in pv module under accelerated conditions. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 543–548. URL <http://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.09.036>.
- Miranda J.D.R. (1991). *Técnicas de bioquímica y biología molecular*, Capítulo 8.
- NREL (2020). Nrel transforming energy. NREL Transforming Energy. URL <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.
- Oliveira M.C.C., Alves A.S., Cardoso D., Viana M.M., de Freitas Cunha Lins V. (2017). The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (eva) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. URL <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.039>.
- Oyola J., Gordillo G. (2007). Estado del arte de los materiales fotovoltaicos y de la tecnología solar fotovoltaico. *PROSPECTIVA*, 11–15.

- Pagnanelli F., Moscardini E., Altimari P., C F., Tomas P., Beolchini F., Amato A., Toro L. (2019). Solvent versus thermal treatment for glass recovery from end of life photovoltaic panels: Environmental and economic assessment. *Journal of Environmental Management*, 109–125.
- Pérez L.P.O., Magadán. H.M.R. (2004). *Metodos en biotecnología-cromatografía de gases*. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO-INSTITUTO DE BIOTECNOLOGÍA, 45.
- PROMEXICO (2017). *La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México.. PROMEXICO*.
- Sharapin N. (2000). *Fundamentos de tecnología de productos fitoterapéuticos*.
- SIE-SENER (2019). Secretaría de energía. Secretaría de Energía. URL <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadrosbAction=applyOptions>.
- Solar A. (2016). *Manual sobre instalaciones de plantas fotovoltaicas. Chile*, 156–167.
- Sukmin K., Sungyeol Y., Jina L. (2012). Experimental investigations for recycling of silicon and glass from waste photovoltaic modules.. *Renewable Energy*, 152–159.
- Takuya D., Izumi T., Hiroaki U., Akinobu M., Koichi. S. (2001). Experimental study on pv module recycling with organic solvent method. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 397–403.
- Wang T.Y., Hsiau J.C., Du. C.H. (2012). Recycling of materials from silicon base solar cell module. *EEE Photovoltaic Specialists Conference. 38th*, 2355–2358.
- Xu Y., Li J., Tan Q., Peters L., Yang. C. (2018). Global status of recycling waste solar panels : A review.. *Waste Management*.
- Youngjin K., Jaeryeong. L. (2012). Dissolution of ethylene vinyl acetate in crystalline silicon pv modules using ultrasonic irradiation and organic solvent.. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 317–322.