

Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

**PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR  
DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.  
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE  
PARÁMETROS DE DISEÑO**

Autora: Yolanda González Besa

Tutor: Francisco Javier Pino Lucena

Departamento de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016





Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

**PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR  
FOTOVOLTAICA. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS DE  
DISEÑO**

Autora:

Yolanda González Besa

Tutor:

Francisco Javier Pino Lucena

Doctor Ingeniero Industrial. Profesor contratado

Departamento de Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Trabajo Fin de Máster: PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE  
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE  
PARÁMETROS DE DISEÑO

Autora: Yolanda González Besa

Tutor: Francisco Javier Pino Lucena

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los  
siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal



## Agradecimientos

Primeramente agradezco a mi Tutor del Trabajo de Fin de Máster, Don Francisco Javier Pino Lucena, por haber tenido toda la paciencia del mundo para guiarme durante todo el desarrollo del Trabajo y porque sin su ayuda y conocimiento no hubiese sido posible realizar este proyecto.

Y en segundo lugar a mi familia y amigos por haberme apoyado siempre y haberme aguantado en momentos de agobio y estrés.

## Índice

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1     | OBJETIVOS.....  | 13 |
| 1.1   | Introducción .....  | 13 |
| 1.2   | Objetivos del trabajo .....   | 13 |
| 2     | REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA .....  | 14 |
| 2.1   | Introducción del panorama energético actual .....                       | 14 |
| 2.2   | Estado del arte de la Energía Fotovoltaica.....                         | 15 |
| 2.3   | Estado del arte de la producción de hidrógeno .....                     | 27 |
| 2.4   | Estado del arte de los sistemas integrados fotovoltaica-hidrógeno ..... | 37 |
| 2.4.1 | Instalaciones con sistemas integrados en el mundo.....                  | 38 |
| 3     | MODELOS MATEMÁTICOS .....   | 55 |
| 3.1   | Célula Fotovoltaica .....   | 55 |
| 3.1.1 | Principio de Funcionamiento.....  | 55 |
| 3.1.2 | Parámetros de caracterización de una célula solar .....                 | 57 |
| 3.1.3 | Circuito Equivalente de Partida.....                                    | 61 |
| 3.1.4 | Circuito Equivalente .....  | 68 |
| 3.2   | Electrolizador.....   | 72 |
| 3.2.1 | Conceptos básicos de la electrólisis del agua .....                     | 72 |
| 3.2.2 | Característica voltaje-intensidad.....                                  | 78 |
| 3.2.3 | Eficiencia de Faraday y Eficiencia de Voltaje.....                      | 79 |
| 3.2.4 | Rendimiento energético global.....                                      | 82 |
| 4     | ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....   | 83 |
| 4.1   | Punto de funcionamiento nominal .....                                   | 83 |
| 4.1.1 | Electrolizador.....   | 83 |

|       |  |     |
|-------|--|-----|
| 4.1.2 | Módulos Fotovoltaicos .....  | 89  |
| 4.1.3 | Acople de ambos sistemas .....   | 92  |
| 4.2   | Desarrollo del análisis y valores numéricos.....                                 | 99  |
| 4.2.1 | Para acople Directo.....   | 100 |
| 4.2.2 | Para acople Indirecto .....  | 115 |
| 4.2.3 | Comparación del acople directo y del acople indirecto.....                       | 118 |
| 5     | CONCLUSIONES .....   | 120 |
| 6     | BIBLIOGRAFÍA.....  | 125 |
| 7     | ANEXOS.....  | 127 |
| 7.1   | ANEXO A: Código EES.....   | 127 |
| 7.1.1 | Modelo Fotovoltaica: Cálculo de parámetros iniciales y curva característica..... | 127 |
| 7.1.2 | Electrolizador: Cálculo de $V_{rev}$ y $V_{tn}$ y curva característica .....     | 128 |
| 7.1.3 | Acople Directo: Cálculo de módulos en serie y módulos en paralelo....            | 130 |
| 7.1.4 | Acople Indirecto: Cálculo de módulos en serie y módulos en paralelo .            | 131 |
| 7.1.5 | Acople Directo: Producción de Hidrógeno .....                                    | 132 |
| 7.1.6 | Acople Indirecto: Producción de Hidrógeno .....                                  | 135 |

## Índice de Figuras

|  |    |
|--|----|
| <i>Ilustración 2-1: Células solares producidas en el 2010 según la tecnología empleada. (Borja Galán, 2012)</i> .....                                      | 19 |
| <i>Ilustración 2-2: Desarrollo de la eficiencia de las celdas de silicio cristalino (Rekioua, 2012)</i> .....  | 22 |
| <i>Ilustración 2-3 Radiación global diaria para un año en Freiburg, Alemania (Lotsch, Goetzberger, 2005)</i> .....   | 23 |
| <i>Ilustración 2-4 Radiación global diaria para un año en Khartoum, Sudán (Lotsch, Goetzberger, 2005)</i> .....  | 23 |
| <i>Ilustración 2-5 Esquema del funcionamiento de un electrolizador alcalino (López, 2010)</i> .....  | 33 |
| <i>Ilustración 2-6 Esquema básico de la célula electrolítica de un electrolizador PEM (García-Valverde, 2011)</i> .....                                    | 34 |
| <i>Ilustración 2-7 Esquema de conexión de un electrolizador unipolar (Ulleberg, 2003)</i> .....  | 36 |
| <i>Ilustración 2-8 Esquema de conexión de un electrolizador bipolar (Ulleberg, 2003)</i> .....   | 36 |
| <i>Ilustración 2-9 Esquema del segundo experimento llevado a cabo en Madrid (Ulleberg, 2007)</i> ..  | 41 |
| <i>Ilustración 2-10 Esquema del sistema de Takasago (Ulleberg, 2007)</i> .....   | 43 |
| <i>Ilustración 2-11 Esquema del proyecto HARI, con los principales componentes instalados (Ulleberg, 2007)</i> .....                                       | 45 |
| <i>Ilustración 2-12 Esquema del sistema PV/H<sub>2</sub> en Brunate, Italia (Ulleberg, 2007)</i> .....   | 47 |
| <i>Ilustración 2-13 Esquema de la estación de hidrógeno de las Vegas (Ulleberg, 2007)</i> .....  | 48 |
| <i>Ilustración 2-14 Esquema de la estación de abastecimiento de combustible hidrógeno del proyecto ECTOS de Reykjavik, Islandia (Ulleberg, 2007)</i> ..... | 50 |
| <i>Ilustración 2-15 Esquema de la estación de abastecimiento de hidrógeno y gas natural en Malmö (Ulleberg, 2007)</i> .....                                | 52 |
| <i>Ilustración 2-16 Diagrama de flujo de la Estación de Espíritu Pacífico de Vancouver (Ulleberg, 2007)</i> .....  | 54 |
| <i>Ilustración 3-1 Unión tipo p-n cogido (Borja Galán, 2013)</i> .....   | 56 |
| <i>Ilustración 3-2 Esquema de los componentes físicos y principio de funcionamiento de una célula solar</i> .....  | 57 |
| <i>Ilustración 3-3 Efecto de la irradiancia en las curvas características de un módulo fotovoltaico (Rekioua, 2012)</i> .....                              | 59 |
| <i>Ilustración 3-4 Efecto de la temperatura en las curvas características de un módulo fotovoltaico (Rekioua, 2012)</i> .....                              | 59 |
| <i>Ilustración 3-5 Circuito equivalente del principio de funcionamiento ideal de una célula fotovoltaica (Townsend, 1989)</i> .....                        | 61 |
| <i>Ilustración 3-6 Curva Voltaje-Intensidad del diodo y de la célula fotovoltaica (Townsend, 1989)</i> .....   | 63 |
| <i>Ilustración 3-7 Circuito equivalente distribuido (Townsend, 1989)</i> .....   | 64 |

|  |     |
|--|-----|
| <i>Ilustración 3-8 Circuito equivalente de partida (Townsend, 1989)</i> .....  | 64  |
| <i>Ilustración 3-9 Circuito equivalente tras la primera simplificación (Townsend, 1989)</i> .....  | 66  |
| <i>Ilustración 3-10 Circuito equivalente tras la segunda simplificación (Townsend, 1989)</i> .....   | 66  |
| <i>Ilustración 3-11 Circuito equivalente tras la tercera simplificación (Townsend, 1989)</i> .....   | 67  |
| <i>Ilustración 3-12 Circuito equivalente tras la cuarta simplificación (Townsend, 1989)</i> .....  | 67  |
| <i>Ilustración 3-13 Esquema del conexionado eléctrico de un módulo fotovoltaico (Alonso, 2006)</i> ..  | 71  |
| <i>Ilustración 3-14 Variación del voltaje reversible y termoneuro con la temperatura (Pino, 2010)</i> ..   | 78  |
| <i>Ilustración 3-15 Influencia de la temperatura en la eficiencia de Faraday (Pino, 2010)</i> .....  | 81  |
| <i>Ilustración 4-1 Curva característica del electrolizador a temperatura de 80 °C</i> .....  | 89  |
| <i>Ilustración 4-2 Curva característica de un módulo fotovoltaico a 25 °C</i> .....  | 91  |
| <i>Ilustración 4-3 Acople entre el electrolizador y las distintas curvas del módulo fotovoltaico para distintas condiciones</i> .....  | 94  |
| <i>Ilustración 4-4 Puntos de corte entre la curva del electrolizador y del módulo fotovoltaico en distintas condiciones</i> .....  | 95  |
| <i>Ilustración 4-5 Punto de corte entre la curva del electrolizador y la potencia nominal</i> .....  | 98  |
| <i>Ilustración 4-6 Perfil de radiación en <math>W/m^2</math> en un día soleado y en un día nublado</i> .....   | 100 |
| <i>Ilustración 4-7 Gráfica I-V para el sistema en acople directo</i> .....   | 101 |
| <i>Ilustración 4-8 Producción de hidrógeno en <math>Nm^3/min</math> para un día soleado y para un día nublado en acople directo en las condiciones de partida</i> .....                            | 102 |
| <i>Ilustración 4-9 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para <math>R_s</math>, <math>R_s+10%</math> y <math>R_s-10%</math> en un día Soleado</i> .....             | 104 |
| <i>Ilustración 4-10 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para <math>R_s</math>, <math>R_s+10%</math> y <math>R_s-10%</math> en un día Nublado</i> .....            | 104 |
| <i>Ilustración 4-11 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para valores de <math>R_s</math>, <math>R_s+20%</math> y <math>R_s-20%</math> en un día Soleado</i> ..... | 106 |
| <i>Ilustración 4-12 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para valores de <math>R_s</math>, <math>R_s+20%</math> y <math>R_s-20%</math> en un día Nublado</i> ..... | 106 |
| <i>Ilustración 4-13 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para <math>I_0</math>, <math>I_0+10%</math> y <math>I_0-10%</math> en un día Soleado</i> .....            | 108 |
| <i>Ilustración 4-14 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para <math>I_0</math>, <math>I_0+10%</math> y <math>I_0-10%</math> en un día Nublado</i> .....            | 108 |
| <i>Ilustración 4-15 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para <math>I_L</math>, <math>I_L+10%</math> y <math>I_L-10%</math> en un día Soleado</i> .....            | 110 |
| <i>Ilustración 4-16 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para <math>I_L</math>, <math>I_L+10%</math> y <math>I_L-10%</math> en un día Nublado</i> .....            | 110 |
| <i>Ilustración 4-17 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para <math>\gamma</math>, <math>\gamma+10%</math> y <math>\gamma-10%</math> en un día Soleado</i> .....   | 112 |

*Ilustración 4-18 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para  $\gamma$ ,  $\gamma+10\%$  y  $\gamma-10\%$  en un día Nublado ..... 112*

*Ilustración 4-19 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para  $\gamma$ ,  $\gamma+20\%$  y  $\gamma-20\%$  en un día Soleado ..... 114*

*Ilustración 4-20 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para  $\gamma$ ,  $\gamma+20\%$  y  $\gamma-20\%$  en un día Nublado ..... 114*

*Ilustración 4-21 Producción de hidrógeno en **Nm<sup>3</sup>/min** para un día soleado y para un día nublado en acople directo en las condiciones de partida..... 117*

*Ilustración 5-1 Variación del parámetro  $R_s$  y curvas características (Delgado Fernández, 2015) ..... 120*

*Ilustración 5-2 Variación del parámetro  $I_0$  y curvas características (Delgado Fernández, 2015)121*

*Ilustración 5-3 Variación del parámetro **IL** y curvas características (Delgado Fernández, 2015) ..... 122*

*Ilustración 5-4 Variación del parámetro  $\gamma$  y curvas características (Delgado Fernández, 2015).123*

## Índice de Tablas

|   |     |
|---|-----|
| <i>Tabla 4-1 Características técnicas del electrolizador</i>  | 83  |
| <i>Tabla 4-2 Características técnicas del Stack del electrolizador</i>  | 84  |
| <i>Tabla 4-3 Entalpía y entropía de formación para distintos compuestos</i>   | 85  |
| <i>Tabla 4-4 Variaciones de entalpía y entropía para distintos compuestos</i>   | 86  |
| <i>Tabla 4-5 Características eléctricas del módulo fotovoltaico</i>   | 90  |
| <i>Tabla 4-6 Características térmicas del módulo fotovoltaico</i>   | 90  |
| <i>Tabla 4-7 Valores iniciales para el cálculo de la curva del módulo FV</i>  | 91  |
| <i>Tabla 4-8 Posibles combinaciones de colectores en serie paralelo con potencia máxima cercana a 25000 W en acople directo</i>                     | 93  |
| <i>Tabla 4-9 Potencia máxima y potencia de corte para cada una de las combinaciones de módulos fotovoltaicos en acople directo</i>                  | 96  |
| <i>Tabla 4-10 Combinaciones serie-paralelo con potencia cercana a 25000 W en acople indirecto</i>   | 97  |
| <i>Tabla 4-11 Datos de irradiancia y producción de hidrógeno para un día soleado y un día nublado en un acople directo</i>                          | 102 |
| <i>Tabla 4-12 Datos de producción de hidrógeno para <math>R_s</math>, <math>R_s+10\%</math> y <math>R_s-10\%</math></i>                             | 105 |
| <i>Tabla 4-13 Datos de producción de hidrógeno para <math>R_s</math>, <math>R_s+20\%</math> y <math>R_s-20\%</math></i>                             | 107 |
| <i>Tabla 4-14 Datos de producción de hidrógeno para <math>I_o</math>, <math>I_o+10\%</math> y <math>I_o-10\%</math></i>                             | 109 |
| <i>Tabla 4-15 Datos de producción de hidrógeno para <math>I_L</math>, <math>I_L+10\%</math> y <math>I_L-10\%</math></i>                             | 111 |
| <i>Tabla 4-16 Datos de producción de hidrógeno para <math>\gamma</math>, <math>\gamma+10\%</math> y <math>\gamma-10\%</math></i>                    | 113 |
| <i>Tabla 4-17 Datos de producción de hidrógeno para <math>\gamma</math>, <math>\gamma+20\%</math> y <math>\gamma-20\%</math></i>                    | 115 |
| <i>Tabla 4-18 Datos de irradiancia y producción de hidrógeno para un día soleado y un día nublado en un acople indirecto</i>                        | 117 |
| <i>Tabla 4-19 Datos de irradiancia y producción de hidrógeno para un día soleado y un día nublado en un acople directo y en un acople indirecto</i> | 118 |

## 1 OBJETIVOS

### 1.1 Introducción

Cada vez es más real la necesidad de proponer y desarrollar nuevas formas de producción de energía que pongan solución al problema del conocido efecto invernadero y al agotamiento de los combustibles fósiles.

La energía solar es una energía limpia e inagotable, además de estar disponible en cualquier parte del mundo, lo cual la hace esencial en el desarrollo de nuevas fuentes de energía. Sin embargo, la dificultad que existe para el acople de la producción de energía de origen solar con la demanda de ésta hace que sea necesario un intermediario que facilite su almacenamiento. Es decir, se necesita un vector energético, y es aquí donde entra en juego el hidrógeno.

El hidrógeno, por su parte, se está consolidando como “vector energético del futuro”, ya que es una energía limpia y fácil de conseguir. Solo con agua y un aporte de energía se consiguen grandes cantidades de hidrógeno capaces de ser almacenadas y transportadas de diferentes maneras.

### 1.2 Objetivos del trabajo

En este trabajo se tiene como objetivo el análisis de la influencia de los parámetros de la curva característica de un módulo fotovoltaico en la producción diaria de hidrógeno, teniendo dos escenarios clave: un día soleado y un día nublado, los cuales se diferenciarán mediante la irradiancia.

Además, se analizará la influencia del tipo de acople, directo o indirecto, del sistema fotovoltaico con el electrolizador en la producción de hidrógeno

## 2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Introducción del panorama energético actual

La energía es necesaria para el desarrollo económico y social de un país y, por este motivo, es muy importante el estudio y desarrollo de las fuentes de energía más rentables y eficientes.

En cuanto a las diferentes fuentes de energía, son las provenientes de combustibles fósiles, gas, petróleo y carbón, las que constituyen la fuente primaria principal a lo largo de la historia, seguidas de la energía nuclear.

Sin embargo, debido a la necesidad de búsqueda de nuevas fuentes de energía que pongan fin al problema del agotamiento de combustibles fósiles y del efecto invernadero, durante los últimos años se han desarrollado aquellas formas de producción de energía de una manera limpia e inagotable.

Una de las principales energías es el sol, que se estima tan abundante que solo la energía solar que llega a la superficie terrestre en 20 días es superior a la energía que se puede obtener de todos los sectores del petróleo, carbón y gas en un año. Ésta proporciona una energía limpia, abundante y disponible para la mayor parte de la superficie terrestre. Sin embargo, dicha alternativa es de momento insignificante en comparación al consumo global de energía en el mundo, debido al difícil acoplamiento de ésta con la demanda y al alto precio de inversión inicial al que se somete.

En los últimos años, el mercado solar fotovoltaico estuvo creciendo de manera espectacular gracias a las subvenciones concedidas años atrás y a que en la actualidad, debido a la investigación para la mejora de las células solares y módulos fotovoltaicos, ha sido posible una mejora de la eficiencia y una reducción de los costes de fabricación. Sin embargo, este crecimiento ha sufrido un frenazo debido a la eliminación de las ayudas e incentivos por parte del Estado y los peajes que ahora todas las personas tienen que pagar por el autoconsumo.

Si bien las apuestas por la producción de energía a través del efecto fotovoltaico son elevadas, los problemas del acople con la demanda de la energía hacen que se necesite mejorar el aspecto del almacenamiento y transporte de ésta. Es aquí donde entra en juego la producción de hidrógeno como intermediario entre la energía solar y la demanda de dicha energía, ya que el hidrógeno producido puede ser almacenado y transportado a largas distancias.

## 2.2 Estado del arte de la Energía Fotovoltaica

La energía fotovoltaica (PV) es la manera más directa de convertir la radiación solar en electricidad basándose en el efecto fotoeléctrico. La primera evidencia de la existencia del efecto fotoeléctrico la dio el físico francés Edmond Becquerel en 1839 al observar que ciertos materiales, al exponerse a la luz, desprendían pequeñas cantidades de corriente eléctrica. Media década después Willoughby Smith corroboró el descubrimiento anterior cuando observó esto mismo en sólidos. Por otro lado, Hertz, en 1887 observó que la chispa saltaba más fácilmente entre dos esferas de diferente potencial si las superficies de dichas esferas estaban iluminadas por la luz de otra descarga, y posteriormente comprobó que una lámina de zinc cargada negativamente y unida a un electroscoipo perdía rápidamente su carga al ser iluminada por un arco voltaico. De todo esto Hertz dedujo que los metales emiten cargas negativas bajo la acción de la luz.

Tras varios avances, fue a principios del siglo XX cuando Einstein explicó el fenómeno basándose en los conceptos de la fotoelectricidad de los trabajos previos realizados por Max Planck.

Sin embargo la primera célula solar no se fabricó hasta 1883, cuando Charles Fritts recubrió una muestra de selenio semiconductor con pan de oro para formar la unión.

En 1946 el ingeniero estadounidense Russel Ohl patentó lo que se considera la célula solar moderna, aunque otros investigadores habían avanzado en su desarrollo con anterioridad: el físico sueco Sven Ason Berglund había patentado en 1914 un método que trataba de incrementar la capacidad de las células fotosensibles, mientras que en 1931 el ingeniero alemán Bruno Lange había desarrollado una fotocélula usando seleniuro de plata en lugar de óxido de cobre.

La primera célula que fue capaz de convertir la luz del sol en energía eléctrica fue desarrollada por Chapin, Fuller y Perarson en 1954. Estas células comenzaron a ser útiles en aplicaciones aeroespaciales debido a la necesidad de proveer a los vehículos espaciales de potencia, ya que la tecnología fotovoltaica permite trabajar de manera fiable y sin mantenimiento para largos periodos. Dichas aplicaciones fueron por ejemplo la alimentación de satélites artificiales, la fotosensibilización de algunos equipos electrónicos o la alimentación de pequeñas cargas en lugares remotos o de difícil acceso.

En 1958 la primera célula solar se usó para suministrar el satélite "Vanguard" que fue puesto en órbita. Esta célula desempeñó su papel incluso mejor de lo provisto y alimentó al satélite mucho más tiempo de lo esperado. Gracias a esto, la demanda de las células solares aumentó rápidamente en los años siguientes. La consecuencia más inmediata no fue solo una mejora de los parámetros eléctricos de las células, sino también una disminución de los precios.

Las primeras células tenían una eficiencia de conversión de solo un 1 % pero ya en 1954 se había logrado incrementar la eficiencia al 6 % en condiciones normales de operación, siendo cercanas a 15 % en laboratorio. Además se evoluciona en los procesos de fabricación y tratamiento de los materiales.

La aplicación de los sistemas fotovoltaicos ha estado desarrollándose muy lentamente. Sin embargo, hay diversas ventajas que la posicionan entre los sistemas de producción de energía del futuro:

- Conversión directa de la radiación solar en electricidad.
- No contamina.

- No se alcanzan altas temperaturas.
- Los módulos fotovoltaicos tienen un ciclo de vida largo.
- La fuente de energía, el sol, es gratis e inagotable.
- Es una fuente de energía muy flexible, ya que el rango de potencia va de microvatios a megavatios.

A partir de 1975 la tecnología empieza a considerarse lo suficientemente madura para utilizarse en aplicaciones industriales y en el ámbito doméstico.

Los expertos en el campo de la industria empezaron a buscar alternativas a la escasez de petróleo y al alto precio que tenían que pagar por él, y la fotovoltaica pareció un buen candidato para el futuro. Estados Unidos, Europa y Asia empezaron a desarrollar la tecnología de las células solares, los sistemas y sus componentes. El precio disminuyó enormemente debido a el desarrollo de mejores células y sistemas solares, programas de demostración para la comprobación y optimización de sistemas y, finalmente, programas de apoyo al mercado para generadores conectados a la red eléctrica.

Como resultado, la producción fue aumentando a una rapidez de un 20-40 % al año, suponiendo esto una reducción en los costes. Las demostraciones y programas de apoyo al mercado más importantes fueron (H.K.V. Lotsch, Professor Dr. Adolf Goetzberger 2005):

- Programa de análisis y medida de los 1000 tejados alemanes.
- El programa de los 100000 tejados en Alemania.
- El programa del millón de tejados en los Estados Unidos (este programa también incluye los sistemas térmicos).
- El programa del mejor tejado italiano.
- Introducción de programas más pequeños en Austria y Suiza.

Ya en 1980 la producción de paneles fotovoltaicos alcanzó la cifra de 1500 kW anuales y en 2013 aumentó hasta los 128 GW, si bien la eficiencia aún no fue demasiado alta (14 % en módulo de células de silicio monocristalino y 13 % en módulo de células de silicio policristalino).

Hasta hace pocos años, desde un punto de vista práctico, se utilizaban módulos de 36 células y aproximadamente con una superficie de  $0.4 \text{ m}^2$ . Actualmente los módulos que se utilizan son mayores y disponen de 108 o más células asociadas en serie o en serie-paralelo. Cuanto mayor sea el módulo, mejor relación precio/potencia tendrá y además requerirá menos mano de obra en las labores de instalación e interconexión.

En cuanto a la vida útil, pueden llegar a durar más de treinta años siempre que se cumpla con la normativa en cuanto a la homologación, aunque a partir de los 25 años sus prestaciones se reducen en un 20-25 % respecto al primer día.

Los materiales utilizados suelen ser silicio, germanio y selenio, si bien las de silicio son las más comunes. Aun así, el silicio no es el material ideal para la conversión fotovoltaica, al ser un material con poca absorción de la radiación solar y, además, se necesita una capa de silicio gruesa para una absorción eficiente. Debido a los inconvenientes que poseen algunos de los materiales utilizados, las investigaciones para encontrar un material adecuado lleva siendo una prioridad desde que se comenzó a explotar esta tecnología, siendo los materiales prioritarios aquellos que posee finas capas de material.

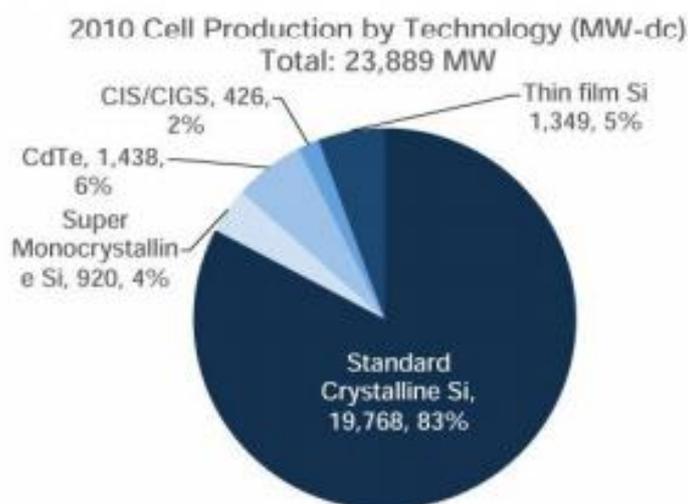
Aunque como se ha dicho anteriormente la elección del material aún sigue siendo un problema, se están empezando a encontrar materiales y tecnologías prometedoras.

El primer material en aparecer fue el Silicio amorfo (a-Si), que tiene diferentes propiedades fundamentales que el Silicio cristalino. Sin embargo, la baja eficiencia obtenida y la degradación de luz inducida de este tipo de celdas solares hicieron que pronto pasaran a utilizarse solo en interiores. Una vez resueltos los problemas de la degradación de luz inducida, el silicio amorfo está volviendo a entrar en el mercado, llegando a tener una eficiencia de alrededor de 13 %.

Además del silicio amorfo hay otros materiales que son adecuados para las celdas solares. Algunos pertenecen a la clase de los semiconductores compuestos, como el GaAs or InP, que son de los grupos III-V de acuerdo con

su posición en la tabla periódica. Otros grupos importantes son los II-VI y I-III-VI2.

A continuación se muestra en la ilustración 2.1 las células solares producidas durante el año 2010 según la tecnología empleada. Como se observa, de la producción total de las células solares, que corresponde a 23889 MW, el 83 % lo produjeron células cristalinas estándar. El 17 % restante corresponde a células de Teleniuro de Cadmio en un 6 %, a células finas de Silicio en un 5 %, a células súper monocristalinas de Silicio en un 4 % y, el 2 % restante, pertenece a células de la tecnología CIGS y CIS.



**Ilustración 2-1: Células solares producidas en el 2010 según la tecnología empleada. (Borja Galán, 2012)**

La nueva tecnología se basa en los semiconductores compuestos ternarios  $\text{CuInSe}_2$ ,  $\text{CuGaSe}_2$ ,  $\text{CuInS}_2$ , y su aleación  $\text{Cu}(\text{InGa})(\text{S,Se})_2$  (también llamada tecnología CIGS). Los primeros resultados con  $\text{CuInSe}_2$  (tecnología CIS) fueron muy prometedores y, al ser dicha tecnología tan flexible, al añadir Ga y S se ayuda a aumentar la eficiencia. Las eficiencias que se han alcanzado en los laboratorios recientemente han sido de 18,9 %. Así pues, los módulos CIS/CIGS se pueden encontrar ya en el mercado en pequeñas cantidades.

Las células solares de CdTe tienen una larga tradición y se encuentra también en el mercado. Después de un largo desarrollo han llegado a eficiencias del 16 %.

A pesar de que poseen una manufactura complicada y un alto coste, las celdas de silicio cristalino son las que dominan el sector y las que lo seguirán haciendo en un futuro inmediato. Esto se debe a que es un recurso muy abundante, tiene altas eficiencias y el impacto ambiental es pequeño.

Se pasará ahora a hablar de las células de silicio monocristalino, policristalino y amorfo, además de otras nuevas tecnologías que están aún en desarrollo. La producción de módulos en potencia de un 55 % en módulos de silicio policristalino, un 30 % de silicio monocristalino y un 5 % de silicio amorfo.

a) Células de silicio monocristalino: se obtienen a partir de barras cilíndricas de silicio monocristalino producidas en hornos especiales. Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad es superior al 12 % (la eficiencia más alta está en torno al 23 %). En este caso el silicio que compone las células de los módulos es un único cristal, por lo tanto la red cristalina es la misma para todo el material y posee pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso pero, sin embargo, es el que proporciona la mayor eficiencia de conversión de luz en energía eléctrica.

El silicio monocristalino se obtiene cuando el policristalino producido en la forma descrita, se funde y se deja solidificar de tal forma que los átomos de silicio se arreglan en una red perfecta.

En la ilustración 2.2 se observa el desarrollo de la eficiencia de las celdas de silicio cristalino desde 1877 a 2010.

b) Células de silicio policristalino: estas celdas se obtienen a partir de bloques de silicio obtenidos por fusión de trozos de silicio puro en moldes especiales, en los cuales se enfría lentamente hasta que se solidifica. En este proceso, los átomos no se organizan formando un

único cristal sino que se forma una estructura policristalina con superficies de separación entre los cristales. Este proceso es más barato que el anterior pero los rendimientos son algo inferiores.

c) Células de silicio amorfo: estas celdas se obtiene mediante la deposición de capas muy delgadas de silicio sobre superficies de vidrio o metal. El silicio amorfo absorbe 40 veces más luz que el silicio cristalino y es más económico, ya que las células solares de silicio amorfo son muy delgadas, sin embargo las eficiencias de conversión de luz solar a electricidad son menores.

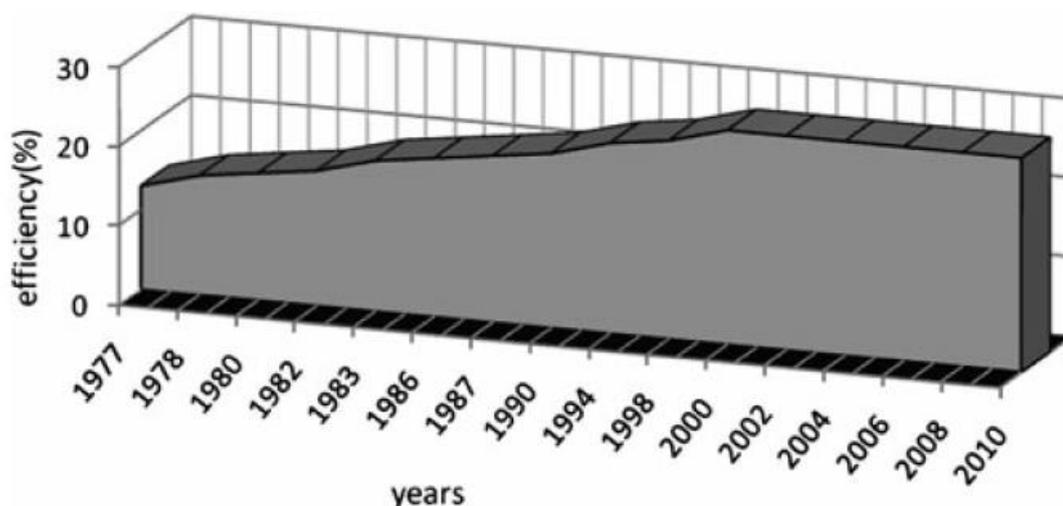
d) Otras nuevas tecnologías (Djamila Rekioua 2012):

a. Células solares orgánicas (OSC): hechas de finas capas de materiales orgánicos. Hay tres tipos diferentes de celdas solares orgánicas: los materiales semiconductores orgánicos pueden estar compuestos de pequeñas moléculas (celdas solares SM) o de polímeros (celdas solares de polímeros). El tercer tipo de celdas solares orgánicas es la celda Grätzel.

b. Células tándem: hechas de diferentes materiales semiconductores que cubren distintos rangos espectrales.

c. Células de concentración que usan espejos y lentes: Este sistema usa solo radiación directa y necesita un mecanismo adicional para el seguimiento del sol. La eficiencia está en torno al 42,2 % de radiación directa.

d. Células MIS: el campo eléctrico interior es producido por el cruce de una capa fina de óxido y un semiconductor.



*Ilustración 2-2: Desarrollo de la eficiencia de las celdas de silicio cristalino (Rekioua, 2012)*

Aunque el potencial teórico de fotovoltaica alrededor del mundo es muy alto, es difícil decir una cifra exacta de éste. De toda la radiación solar que llega a la superficie de la tierra solo una pequeñísima parte (alrededor del 0,003 %) equivale a la demanda global de electricidad actual. Comparándola con la energía eólica, que es una energía renovable presente más económica, la fotovoltaica tiene como ventaja la no limitación a ciertas localizaciones geográficas. Aun así, la cantidad de radiación sí que depende del clima y la geografía, principalmente en la latitud. Hay una diferencia en el factor de energía radiante de 2,5 entre la zona del desierto más árida y Europa Central.

Un problema muy importante en muchas localizaciones es la naturaleza intermitente de la energía solar. Como ejemplos se muestran el caso de Freiburg, en la ilustración 2.3, en el sur de Alemania, donde hay una gran diferencia entre la fuerte radiación solar en verano y la poca radiación solar en invierno. En contraste con Alemania se tiene la ciudad de Khartoum, Sudán, con un clima desértico, ilustración 2.4, en el que se muestra una radiación solar más uniforme y escala diaria y anual (H.K.V. Lotsch, Professor Dr. Adolf Goetzberger 2005).

Incluso en Europa Central, que no tiene demasiado sol, una parte de la demanda de electricidad (más del 50 %) podría ser suministrada por electricidad solar teóricamente pero, en la realidad, hay muchos problemas estacionales de desequilibrio entre el suministro y la demanda.

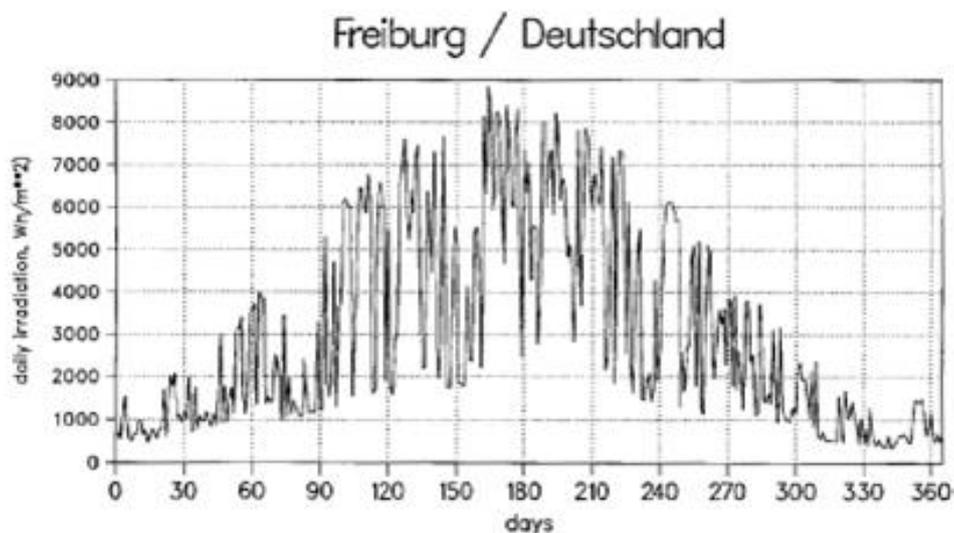


Ilustración 2-3 Radiación global diaria para un año en Freiburg, Alemania (Lotsch, Goetzberger, 2005)

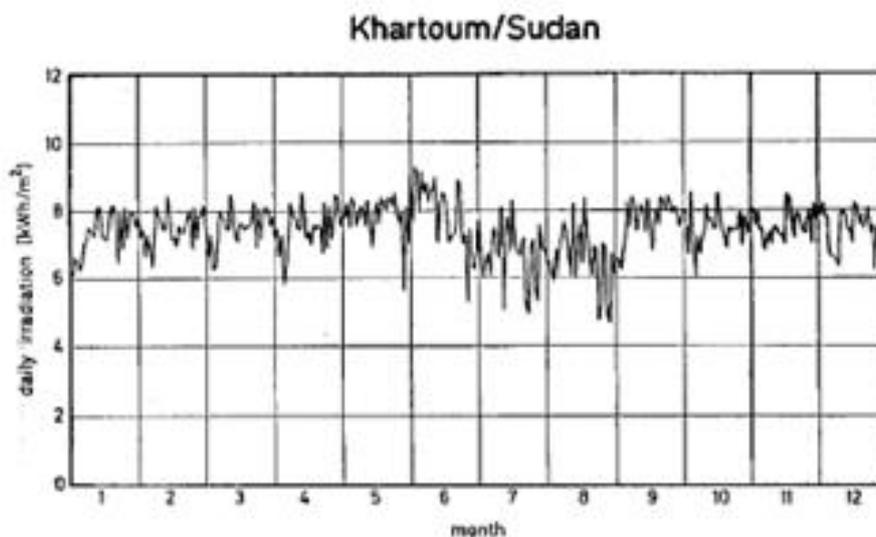


Ilustración 2-4 Radiación global diaria para un año en Khartoum, Sudán (Lotsch, Goetzberger, 2005)

En zonas climáticas con una radiación solar menos variable harán posible un mayor uso de la electricidad fotovoltaica, ya que la misma célula solar instalada en un área del desierto cercana al ecuador generará 2,0-2,5 veces más electricidad que en Europa. Aun así, para solucionar este problema, se espera que en el futuro los paneles fotovoltaicos se instalen en lugares desérticos y después la energía sea transportada a los consumidores de todo el mundo en forma de hidrógeno.

El principal problema en la economía de esta tecnología es el alto coste de las células solares. Sin embargo, los costes están disminuyendo constantemente a medida que va aumentando el desarrollo del mercado. En 2002 el mercado fotovoltaico mundial era de más de 500 MWp al año, correspondiendo a un valor de 1 billón de dólares. El crecimiento del mercado en la última década ha sido de entre 15-25 % al año y sería positivo si se pudiese mantener 10-50 años, ya que el coste de la electricidad fotovoltaica caería rápidamente.

Las células se agrupan en serie y/o en paralelo formando un módulo fotovoltaico. Estas células estarán protegidas y vinculadas al exterior con otros elementos:

- Cubierta frontal: con alta trasmisividad en el rango de longitudes de onda que puedan ser aprovechadas por una célula solar fotovoltaica y una baja reflexión de la superficie frontal, para aprovechar al máximo la energía solar incidente. El material deberá ser resistente a impactos, estable a una alta radiación ultravioleta y una baja resistividad térmica. Suele ser de vidrio templado.
- Cubierta posterior: opaca a la radiación. Suele ser una lámina delgada de algún polímero.
- Encapsulante: para dar adhesión entre las células solares, la superficie frontal y la posterior del módulo. Deberá ser impermeable al agua y resistente a la fatiga térmica y la abrasión. El más utilizado es el EVA (etilen-vinil-acetato).
- Distintos tipos de diodo: se colocan diodos de paso en paralelo en asociaciones de células en serie para evitar, dado el caso, que todos los elementos descarguen su potencia sobre una célula sombreada y ésta

se deteriore. A su vez también se utilizan diodos de bloqueo con dos funciones, la de proteger sistemas fotovoltaicos aislados de intensidades inversas procedentes de la batería durante la noche y en ramas en paralelo, deterioradas o sombreadas, evitan las intensidades inversas.

- Un marco y una caja de conexiones: el conjunto formado por células, cubiertas y encapsulante se enmarca en perfiles rígidos de aluminio a su vez sellados. La caja de conexiones suele ir en la cara posterior y en ella aparte del polo positivo y negativo se localizan los diodos de paso.

Desde el punto de vista de la producción aparecen en escena otra serie de componentes indispensables:

- El inversor, que tiene la labor de convertir la corriente continua proveniente de los módulos en corriente alterna
- El transformador, que eleva el voltaje de la corriente alterna proveniente de los inversores al adecuado para su conexión a una subestación de distribución.
- Protecciones y aparellaje eléctrico.

Este tipo de paneles producen electricidad en corriente continua y aunque su efectividad depende tanto de su orientación hacia el sol como de su inclinación con respecto a la horizontal, se suelen montar instalaciones de paneles con orientación e inclinación fija, por ahorros en mantenimiento. Tanto la inclinación como la orientación, al sur, se fija dependiendo de la latitud y tratando de optimizarla al máximo usando las recomendaciones de la norma ISO correspondiente.

Como términos necesarios para entender el efecto fotovoltaico se tienen la radiación solar y la irradiancia, las cuales se definirán a continuación:

- Radiación solar: consiste en el transporte de energía a través de fotones ( $E_{ph}$ ) según la siguiente ecuación:

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda}$$

$h$ : constante de Plank

$c$ : velocidad de la luz

$\lambda$ : longitud de onda

La radiación global se compone de tres tipos de radiación:

- o Radiación solar directa: aquella que se recibe directamente del sol.
  - o Radiación difusa: aquella que ha sido dispersada por la atmósfera y las nubes.
  - o Radiación reflejada del suelo.
- Irradiancia: es la cantidad instantánea que describe el flujo de radiación solar incidente en la superficie ( $kW/m^2$ ). La densidad de la radiación desde el sol a la atmósfera es  $1.373 kW/m^2$ , pero solo  $1 kW/m^2$  es lo que llega realmente. La irradiancia mide la radiación solar recibida en una superficie dada en un tiempo dado.

Ahora se pasará a definir el efecto fotovoltaico, el cual se define como la conversión de la radiación solar en electricidad, haciendo uso de materiales semiconductores que son capaces de absorber fotones y emitir electrones.

La materia está compuesta por átomos que tienen dos partes claramente diferenciadas, la corteza, en la que se encuentran los electrones, y el núcleo, en el que se encuentran protones y neutrones, formando en total un conjunto estable y eléctricamente neutro. A los electrones del último nivel se le llaman electrones de valencia y son los que interacciones con electrones de valencia de otros átomos formando redes cristalinas.

Lewis en 1926 llamó fotones a los átomos de luz o los pequeños agrupamientos de energía. De acuerdo con esto, los rayos de luz son un flujo de energía.

Cuando los fotones de la radiación solar inciden sobre un material semiconductor, los enlaces entre sus electrones de valencia y el núcleo se rompen y quedan libres para circular por el semiconductor. Los huecos que se quedan cuando se liberan los electrones poseen carga eléctrica positiva de igual magnitud que el electrón. El hueco dejado por un electrón es ocupado por otro electrón, cuyo hueco ocupará otro electrón, y así se dará lugar al movimiento de electrones, que se hará sin que se produzca corriente eléctrica. Para que esto no ocurra se debe generar un campo eléctrico en el interior del semiconductor para que los huecos y los electrones circulen en sentidos opuestos y se produzca una corriente eléctrica.

### **2.3 Estado del arte de la producción de hidrógeno**

La demanda de energía en el mundo ha crecido fundamentalmente en los países desarrollados debido a la industrialización y el crecimiento económico y para el año 2050 se estima de en torno a 600-1000 EJ.

Actualmente, los combustibles fósiles están abasteciendo en torno al 80 % de la demanda de energía global, pero estos combustibles basados en el petróleo están limitados a reservas para ciertas regiones del mundo muy específicas y, además, se cree que en menos de 50 años estas reservas estarán agotadas.

Además, las personas son cada vez más consciente del problema que suponen las emisiones de  $CO_2$  a la atmósfera y de la necesidad de encontrar nuevas formas de energías renovables para un menor efecto en el medio ambiente.

Se predice que las energías renovables pasarán del 36 % al 69 % de la demanda total de energía en 2025 y 2050 respectivamente, y el hidrógeno pasará de representar el 11 % en 2025 a 34 % en 2050. Cuando la tecnología de producción de hidrógeno reciba más apoyo, el uso del combustible bajará del 40.5 % al 36.7 % en 2030.

Un quinto del  $CO_2$  liberado es generado del sector del transporte, que representa alrededor del 60 % del consumo global de petróleo. Por este motivo, el cambio a la utilización de fuentes de combustible alternativas, como el biodiesel, el hidrógeno o el etanol son vitales con vistas al futuro.

Los gobiernos de todo el mundo están invirtiendo en la investigación de combustibles alternativos y en programas sobre la producción de hidrógeno como el combustible del futuro. De todas las tecnologías de producción de hidrógeno, la basada en la electrólisis del agua es la que genera mayor energía. Un gran número de investigaciones han analizado la viabilidad de la transición a la economía del hidrógeno en diferentes países: el modelo suizo MARKAL, el modelo THESIS en Reino Unido, el modelo de infraestructura de Austria, el proyecto europeo HySociety, el modelo de equilibrio de energía general de Taiwan (TAIGEM-EH), el modelo Balmorel y el sistema de energía de Dinamarca, el modelo alemán y el modelo de Italia son ejemplos de proyectos de investigación en relación a la viabilidad de esta tecnología (Ehsan y Wahid 2016).

Se pasará ahora a definir el concepto de vector de energía, ya que será el hidrógeno el que tome este papel en multitud de sistemas híbridos. El vector de energía da nombre a un material rico en energía que permite la transferencia de energía, de manera que pueda ser usada en otro momento y en otro lugar de donde se encuentra la fuente de energía primaria.

Se define como fuente de energía primaria a una fuente bien que produzca directamente energía como el sol o que la almacene como los combustibles

fósiles, que se pueda encontrar en la naturaleza sin ninguna transformación realizada por el hombre. Ejemplos de energía primaria son la térmica solar, la eléctrica, la eólica o la nuclear. Así pues, un sistema de energía consiste al menos de una fuente de energía primaria, uno o más vectores de energía y unos usos finales. Para cerrar el sistema de energía se necesita un vector reversible que vuelva a la fuente primaria para así también mantener el concepto de energía renovable.

Hay energías renovables (como el sol o el viento) que son renovables por definición, ya que están disponibles en cualquier momento y son inagotables. Su energía entra en un sistema y se transforma hasta que se convierte en una energía disponible para usarse, a través de uno o más vectores energéticos. Uno de los vectores de energía más atractivo es el hidrógeno, ya tiene las siguientes ventajas (Abdin, Webb, Gray, 2015):

- Está libre de emisiones (solo agua), a excepción de una pequeña cantidad de  $NO_x$  si la combustión se realiza con aire.
- Hay distintas fuentes de energía que lo producen, incluidas las fuentes de energía renovables.
- Es muy flexible en cuanto a sus usos finales, siendo adecuado para el transporte de aire, para el transporte ferroviario, vehículos, generación de electricidad y consumo doméstico e industrial.

Además, el hidrógeno se puede usar como depósito en fuentes renovables intermitentes (como la energía eólica y la solar) y como vector energético para áreas que necesitan suministro de electricidad que no estén conectadas a red, como islas o zonas apartadas.

Muchos países están intentando mejorar la eficiencia de los sistemas de energía integrando fuentes de energía renovable con sus políticas energéticas y el hidrógeno está también empezando a cobrar importancia en el mercado.

En Japón, en Enero de 2011, las tres marcas más importantes Honda, Nissan y Toyota firmaron un memorándum en el que los suministradores de petróleo

construirían una red de aproximadamente 100 estaciones de repostaje de hidrógeno para 2015. En 2013 el gobierno proporcionó una ayuda equivalente a 50 millones de dólares para la construcción de nuevas estaciones de hidrógeno, que cubriría el 50 % del coste capital de los puestos y mantendría 20 nuevas estaciones en el primer año. Si la ayuda continúa, se estima que a finales de 2016 habrá 86 estaciones. Además, en un periodo de 28 años que acabará en 2020, Japón habrá asignado 11 billones de dólares al desarrollo de la tecnología del hidrógeno.

Además de Japón, los gobiernos y la industria en Canadá, Europa y Asia están también investigando en la tecnología del hidrógeno para elaborar estrategias y planes de actuación que permitan alcanzar la utilización del hidrógeno y las pilas de combustible. En 2002 el Departamento de Energía de Estados Unidos elaboró el documento “National Hydrogen Vision and Roadmap” para establecer la hoja de ruta que situaría al hidrógeno como vector energético. Por otro lado, en la Unión Europea se creó la Plataforma del Hidrógeno y las Pilas de Combustible (European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform, 2009), generándose una agenda estratégica donde se definían cuáles eran los problemas tecnológicos a resolver para situar al hidrógeno como vector energético del futuro (European Hydrogen & Fuel Cell Technologic Platform, 2005).

La producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua usando energías renovables está tomando importancia en los últimos años, ya que no hay emisión de gases contaminantes ni consumo de recursos nucleares o fósiles y además puede ser acoplada fácilmente con cualquiera de las fuentes de energía renovables.

El hidrógeno es un elemento químico, muy abundante en la naturaleza, con el inconveniente de que no se encuentra en estado puro, por lo que se tiene que producir a partir de una materia prima que lo contenga y un aporte de energía. Para ello, una de las técnicas más comunes es la electrólisis. La electrólisis es una tecnología madura, basada en la aplicación de electricidad directa a agua la cual se disociará en sus moléculas. El hidrógeno obtenido con esta

tecnología tiene una pureza que alcanza el 99,999 % en volumen una vez que se ha secado el hidrógeno y las impurezas de oxígeno se han eliminado.

La eficiencia de un electrolizador disponible en el mercado está en el rango del 50-80 % usando membranas electrolizadoras de electrolitos alcalinos o de polímeros.

Para hablar de electrólisis es necesario retroceder hasta el inicio de la Revolución Industrial, ya que fue en 1789 cuando los científicos alemanes P.van Troostwijk y Diemann aplicaron descargas eléctricas a una masa de agua originando lo que hoy se entiende por electrólisis del agua.

El equipo en el que tiene lugar la electrólisis se denomina electrolizador. El objetivo de este es la producción de hidrógeno, siendo el oxígeno un subproducto de la reacción química que tiene lugar en su interior, susceptible de ser aprovechado. El electrolizador está compuesto por una serie de celdas electrolíticas y, cada una de ellas, está formada por:

- Dos electrodos, cátodo y ánodo, por los que se aplica una corriente eléctrica continua.
- Un electrolito que determina el tipo de electrolizador. Actualmente los electrolitos más usados son los ácidos (electrolito en estado sólido) y alcalinos (líquido), formado por agua y una sustancia que ayuda en el transporte de iones entre el cátodo y el ánodo del electrolizador.
- Un diafragma o membrana, dependiendo del tipo de electrolizador, que limita el paso de compuestos entre la parte anódica y catódica de la celda.

Dependiendo del electrolito utilizado hay varios tipos de electrólisis, como se ha nombrado anteriormente: electrólisis alcalina y electrólisis ácida:

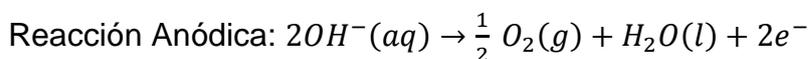
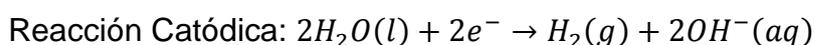
- **Electrólisis alcalina:**

El electrolito usado tradicionalmente en los electrolizadores alcalinos es una mezcla de agua con un hidróxido potásico (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH), con una concentración entre el 20 y el 30 % para asegurar una conductividad iónica óptima de la disolución.

La temperatura y presión típica de operación está entre los 70-100 °C y de 1-30 bar respectivamente.

En este tipo de electrólisis, el ánodo y el cátodo están separados por un diafragma cerámico o de polisulfonato impermeable a los gases pero que permite el paso de los líquidos y de la corriente eléctrica.

Las semirreacciones que tienen lugar en cada uno de los electrodos son las mostradas a continuación:



En el cátodo se disocian dos moléculas de agua en una de hidrógeno gas y dos iones hidroxilos. El hidrógeno generado abandona el compartimento por la superficie del compartimento catódico y el ión hidroxilo se mueve hacia el ánodo donde se disocia en una molécula de agua y media molécula de oxígeno. El oxígeno se recombina en la superficie del compartimento anódico y escapa del mismo en forma gaseosa. Por lo tanto es necesario el aporte continuo de agua para continuar el ciclo (Pino Lucena, 2010).

En una solución alcalina es necesario que los electrodos sean resistentes a la corrosión a la vez que deben tener una buena conductividad eléctrica y propiedades catalíticas, además de una buena integridad estructural. Por otro lado, el diafragma debe tener una baja resistencia eléctrica. Estas características son posibles con el uso de ánodos basados en níquel, cobalto y

hierro; cátodos basados en níquel activados con platino y diafragmas de óxido de níquel. En la ilustración 2.5 se muestra el esquema del funcionamiento de un electrolizador alcalino:

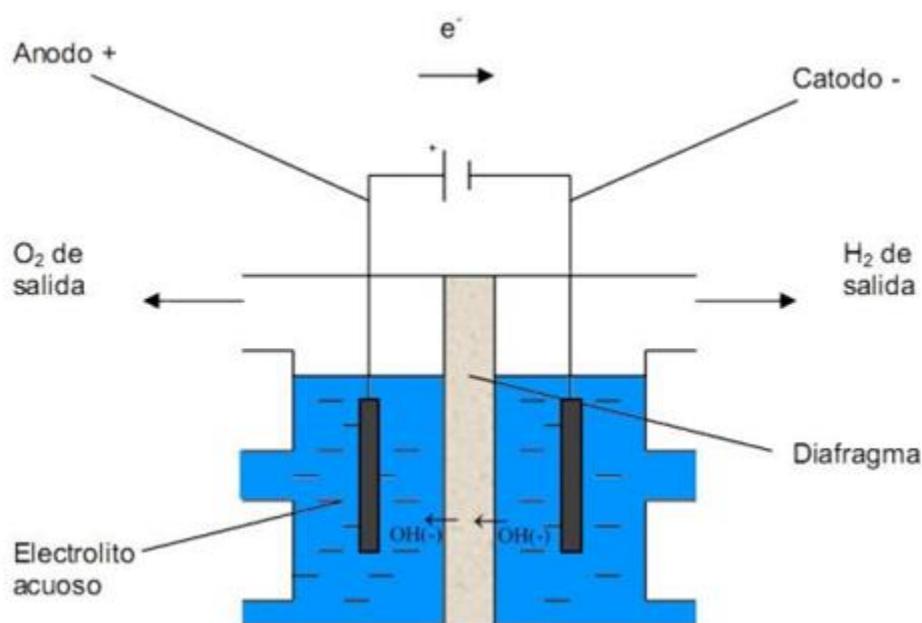


Ilustración 2-5 Esquema del funcionamiento de un electrolizador alcalino (López, 2010)

- **Electrólisis ácida:**

Esta electrólisis está basada en electrolizadores con membrana de intercambio protónico (PEM). Esta tecnología es menos madura pero posee ciertas ventajas que la hacen muy prometedora para su acople con distintas fuentes renovables, como son por ejemplo su mayor seguridad y fiabilidad al no existir un fluido en movimiento; una mayor pureza de los gases obtenidos al no haber arrastre de electrolito y unas pérdidas óhmicas de las membranas menores que las del electrolito líquido por lo que el voltaje de operación de la celda electrolítica es menor para la misma intensidad eléctrica.

Con desventajas se tienen los mayores problemas de corrosión que presenta este tipo de electrólisis y la desactivación en los electrodos que hace que el mantenimiento de los electrolizadores deba ser mayor.

El funcionamiento de este tipo de electrolizadores empieza con la inyección del agua por la zona del ánodo y se disocia en oxígeno, protones y electrones. Los protones son conducidos a través de la membrana (PEM) hacia el cátodo por el campo electrónico, donde se combinan con los electrones procedentes del circuito externo para formar hidrógeno gas. Las semirreacciones que tienen lugar en este proceso son:

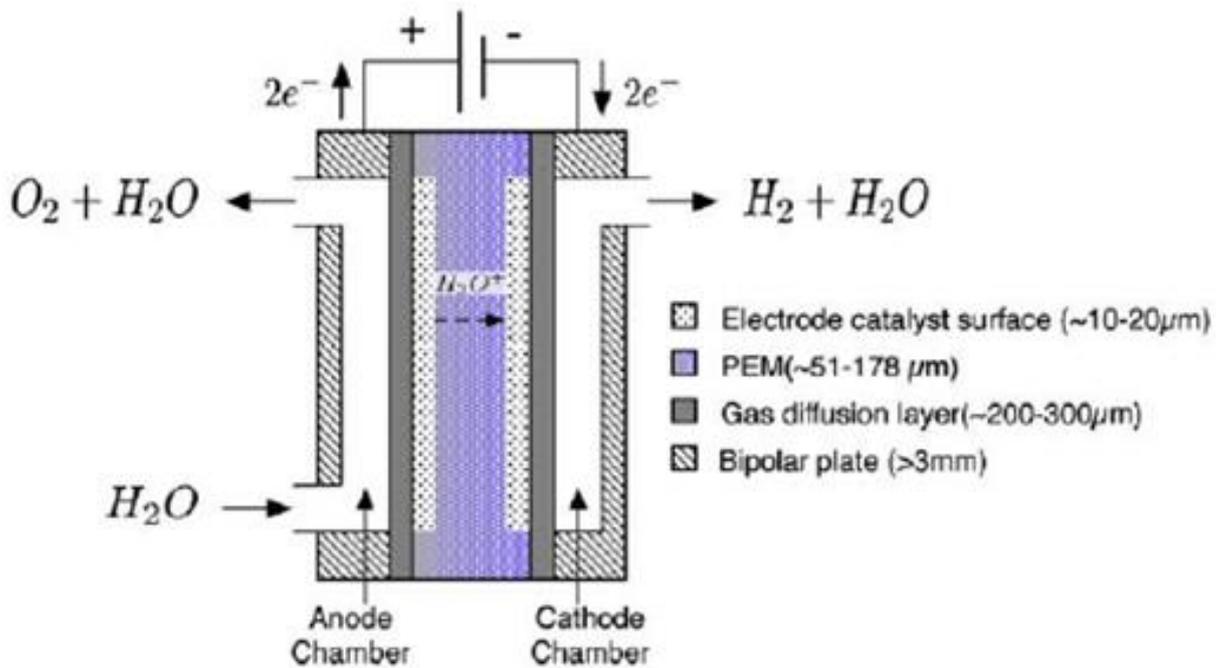
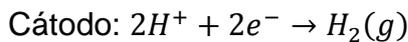
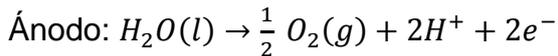


Ilustración 2-6 Esquema básico de la célula electrolítica de un electrolizador PEM (García-Valverde, 2011)

Ahora se pasará a hablar del electrolizador, que es el equipo donde tiene lugar la electrólisis. Está constituido por varias células conectadas en serie, cada una de ellas con los siguientes elementos:

- Electrodo, cátodo y ánodo.

- Electrolito: tal y como se comentó anteriormente, según el tipo de electrolito así será el tipo de electrolizador, siendo los más usados los ácidos y los alcalinos.
- Diafragma: membrana que limita el paso de los compuestos entre el ánodo y el cátodo, impidiendo la mezcla entre el hidrógeno y el oxígeno producido.

Se distinguirán dos tipos de electrolizador:

- Unipolar: electrodos negativos o positivos con conexión en paralelo de cada célula. El diseño es más simple y más robusto, y se obtienen menores gastos de manufacturación además de ser más fáciles de operar. Las presiones de trabajo que se alcanzan son menores, por lo tanto el consumo de la bomba de alimentación disminuye. Por el contrario, se necesita más espacio para una misma producción de hidrógeno y el embarrado eléctrico es más complejo. En la ilustración 2.7 se muestra el esquema de conexión de un electrolizador unipolar.
- Bipolar: las células están conectadas en serie eléctrica y geoméricamente. La distancia que recorren los electrodos y los cables por la corriente es menor, así que el diseño es más compacto, y las pérdidas por resistencia óhmica son menores. La eficiencia del electrolizador es mayor. Por el contrario, posee corrientes parásitas entre las distintas celdas que pueden causar problemas de corrosión, el diseño es más complejo debido a la compacidad y a las altas presiones, los costes también son mayores y se necesitan mayores protecciones eléctricas debido a la mayor diferencia de potencia. Son los electrolizadores más comunes. En la ilustración 2.8 se muestra el esquema de conexión de un electrolizador bipolar.

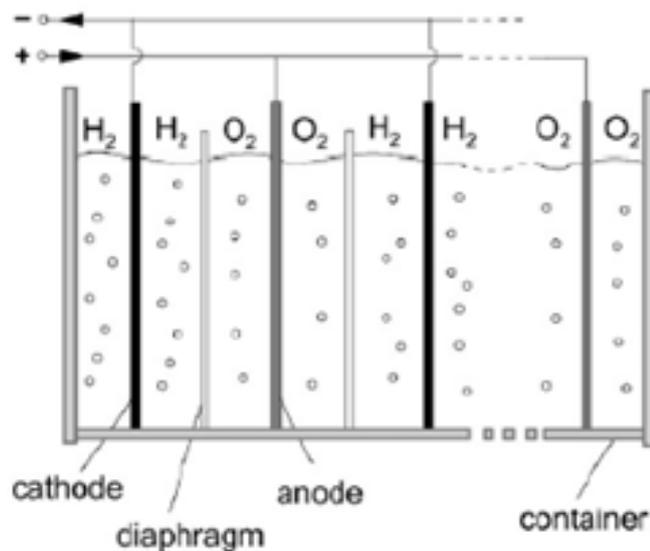


Ilustración 2-7 Esquema de conexión de un electrolizador unipolar (Ulleberg, 2003)

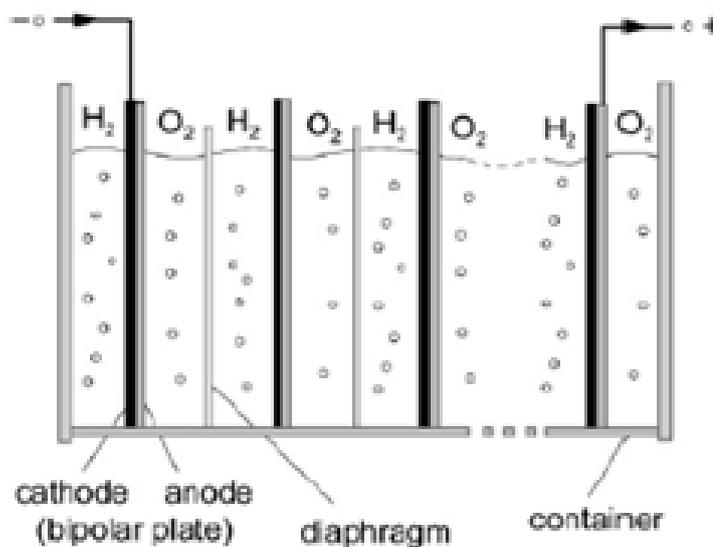


Ilustración 2-8 Esquema de conexión de un electrolizador bipolar (Ulleberg, 2003)

El criterio para elegir un electrolizador unipolar o bipolar radica principalmente en las presiones de operación o de consumo deseadas. Si la presión de trabajo es la presión atmosférica se utilizarán electrolizadores unipolares y si la presión de trabajo va a ser hasta 30 bar se utilizarán bipolares. Desde el punto de vista

de la pureza, en un electrolizador alcalino se obtiene hidrógeno con una pureza de 99,8 % de  $H_2$  en volumen, el resto es oxígeno y vapor de agua. Si se requiere una pureza superior se deberá incorporar una unidad de purificación adicional (secado y deoxo), que permite una pureza de 99,999 % en volumen (Pino, 2010).

## 2.4 Estado del arte de los sistemas integrados fotovoltaica-hidrógeno

Las fuentes de energías renovables cada vez tienen más fuerza desde que la sociedad ha empezado a tener consciencia del impacto medioambiental que otras fuentes no renovables tienen. En este trabajo se estudiará la energía conseguida a través de la producción de hidrógeno de un electrolizador alimentado por la energía generada por células fotovoltaicas.

La potencia solar como instrumento para producir energía fue introducida hace 50 años y la tecnología se ha ido desarrollando drásticamente después de la aparición de los recursos fotovoltaicos. Aunque la energía solar es la fuente de energía más grande del planeta, menos del 0,06 % de la demanda global de electricidad es abastecida por energía solar. Es por eso que se está intentando aumentar el número de sistemas que combinan la energía solar con los sistemas de hidrógeno, en los que la energía fotovoltaica rompe las moléculas de agua en oxígeno e hidrógeno, que será usado después cuando el sol no esté incidiendo en la superficie terrestre. Es decir, el sistema fotovoltaico generará electricidad que será utilizada para la conversión de agua en moléculas de hidrógeno y oxígeno. Dicho hidrógeno será utilizado como vector energético, es decir, servirá de sistema de almacenamiento de energía.

De esta manera, si la potencia obtenida a través de los paneles fotovoltaicos es mayor a la demandada en la red, esa potencia eléctrica sobrante se utilizará para el proceso de electrólisis del agua. Una vez obtenidos el hidrógeno y el oxígeno, el hidrógeno se almacenará para su futura utilización y el oxígeno se destinará a la atmósfera. En el momento en el que la demanda de la red sea

superior a la obtenida a través de los paneles fotovoltaicos, el hidrógeno almacenado se utilizará para producir la potencia eléctrica necesaria. La transformación se realizará mediante la combustión del hidrógeno en motores de combustión interna alternativos conectados a generadores eléctricos o mediante el consumo de hidrógeno en pilas de combustible, entre otros procesos.

La primera estructura fue en El Segundo, California en 1995. Un complejo sistema de células fotovoltaicas y electrolizador que generaban 50-70  $m^3$  de hidrógeno al día. Desde entonces se ha seguido estudiando la viabilidad de la producción de hidrógeno con un sistema fotovoltaico y las maneras de economizar esta tecnología.

Si los sistemas de electrólisis de agua operan con un 70-75 % de eficiencia energética, la eficiencia de los sistemas que combinan la fotovoltaica y la electrólisis será de aproximadamente un 8-14 % para las células solares de silicio. La baja eficiencia de estos sistemas junto con el alto precio de las células fotovoltaicas son las barreras más importantes para el desarrollo comercial de estos sistemas. Aun así, se cree que gracias al desarrollo en los sistemas de electrólisis y en las células fotovoltaicas, los sistemas híbridos aumentarán su eficiencia a un 25-30 % e incluso más. Además, se están desarrollando técnicas para orientar las células fotovoltaicas para poder capturar la máxima radiación solar incluso en días nublados.

La eficiencia de los sistemas híbridos se calcula multiplicando la eficiencia del sistema fotovoltaico con la eficiencia del electrolizador.

#### **2.4.1 Instalaciones con sistemas integrados en el mundo**

La Agencia de Energía Internacional (IEA) ha publicado una tarea en “Sistemas Integrados: Evaluación de Proyectos de la Demostración de Hidrógeno” en

relación a la implementación de Hidrógeno (HIA). La Frase 1 va desde 2004 hasta 2006 y la Frase 2 continua hasta 2009.

Dentro de la Frase 1 habrá dos subtareas:

- *Subtarea A:* Con objetivo de desarrollar toda la información se ha creado una recopilación de la información obtenida en las bases de dato, incluyendo documentos nacionales, capacidades nacionales, una agrupación de proyectos de demostración y información asociada a los costes de la tecnología de los recursos del hidrógeno.
- *Subtarea B:* “Evaluación de Proyectos de Demostración”. Herramientas para guiar y evaluar el diseño de una variedad de proyectos de demostración de hidrógeno integrado.

A continuación se describirán varios de los sistemas tratados en la Subtarea B, divididos en dos grupos: Sistemas Energéticos basados en Hidrógeno y Estaciones de Abastecimiento con Hidrógeno (Ulleberg, 2007).

### 2.4.1.1 Sistemas Energéticos con Hidrógeno

#### 2.4.1.1.1 Sistema de Producción de Potencia Autónomo con Fotovoltaica e Hidrógeno en Madrid (España)

Este sistema consta de dos sistemas experimentales contruidos y probados en Madrid durante los 4 años que duró el proyecto. El diseño de éste se basó en un consumo de energía promedio de 3,6 kWh/día y una demanda de potencia promedio de 150 W, que son los parámetros de diseño típicos para las unidades de abastecimiento de potencia en las telecomunicaciones.

El primer sistema demostrado fue un sistema híbrido con fotovoltaica-batería-almacenamiento de hidrógeno-pilas de combustible, donde el objetivo principal con las pilas de hidrógeno era el de proporcionar potencia en caso de que las

baterías no pudiesen proporcionar toda la energía necesaria. El hidrógeno se enviaba al sistema desde una fuente externa. El objetivo de esta demostración era el de probar la fiabilidad y la complicidad en el mantenimiento que requería la configuración del sistema.

El segundo sistema demostrado fue un sistema con fotovoltaica-sistema de hidrógeno que consistía en un electrolizador de agua PEM, un sistema de almacenamiento de hidrógeno con hidruro metálico y una pila de combustible PEM con aire-hidrógeno. El principal objetivo de este segundo sistema era demostrar la producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua durante los periodos más calurosos con un exceso de energía solar, almacenando el hidrógeno en un sistema de almacenamiento de energía a largo plazo y posterior generación de electricidad a través de la pila de combustible. Para poder cumplir con los estrictos requerimientos de las comunicaciones en términos de tamaño y fiabilidad fue necesario desarrollar el estado del arte de los siguientes componentes principales: el electrolizador, el almacenamiento de hidruro metálico, la pila de combustible y el sistema de control de energía.

El sistema básico de diseño y las especificaciones de los componentes principales en el segundo experimento son los siguientes:

- Sistema Fotovoltaico: 1,5 kWp, 22 módulos, células tipo CIS (CuInSe<sub>2</sub>).
- Electrolizador de agua: 1,0 kW, tipo PEM, 30 células, área del electrodo de 30  $cm^2$ .
- Almacenamiento de hidrógeno: 70 Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>, hidruro metálico tipo AB5, 700 kg.
- Pila de combustible: 0,3 kW, tipo PEM, 48 pilas, área del electrodo de 50  $cm^2$ .
- Batería: 48 V, 400 Ah.
- Carga eléctrica: 133-197 W.

En la ilustración 2.9 se muestra el esquema del segundo experimento llevado a cabo en Madrid:

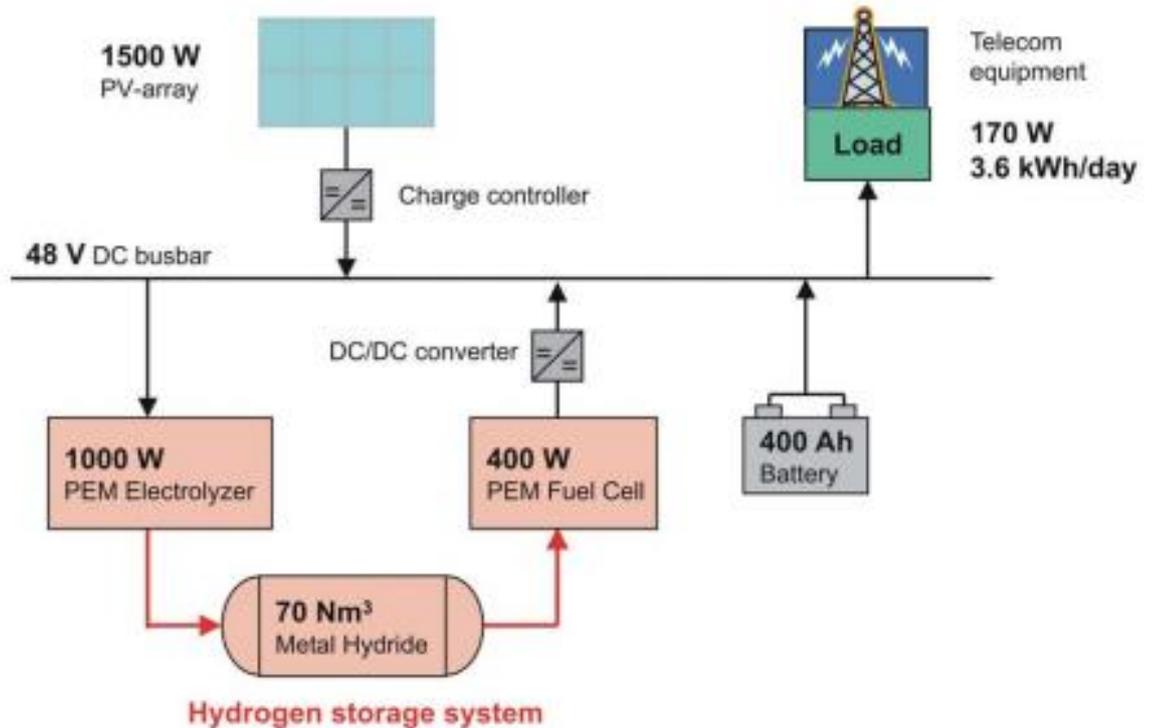


Ilustración 2-9 Esquema del segundo experimento llevado a cabo en Madrid (Ulleberg, 2007)

#### 2.4.1.1.2 Sistema de Almacenamiento de Hidrógeno en Atsugi (Japón)

El almacenamiento de electricidad en forma de hidrógeno solo es rentable y por tanto solo se puede justificar si los sistemas de almacenamiento de hidrógeno se desarrollan con altas eficiencias energéticas. La necesidad de almacenamiento eléctrico varía con la aplicación, desde almacenamiento de energía estacional en sistemas fotovoltaicos en áreas remotas a almacenamiento de energía diario en sistemas conectados a la red eléctrica.

El sistema de almacenamiento de la energía del hidrógeno explica como un sistema integrado electrolizador-hidruro metálico-pila de combustible puede

producir hidrógeno por la noche, almacenar este hidrógeno en un sistema de hidruro metálico y finalmente convertirlo en electricidad en una pila de combustible durante el día.

La idea original de usar un sistema de almacenamiento de hidrógeno usando un hidruro metálico fue desarrollado por el Dr. Yoshiyuki Kozawa (Universidad de Gifu, Japón), quien en 2000 inició el trabajo de modelado y experimentación con estos sistemas. Este trabajo pasó a presentar un modelo de sistema detallado y el diseño, construcción y pruebas de un sistema de laboratorio se llevaron a cabo posteriormente en el Centro de Desarrollo e Investigación de Ingeniería Térmica de Takasago, en Atsurgi, Kanagawa, Japón.

El principal objetivo con la demostración de Takasago fue el de desarrollar la alta eficiencia, comprimir y hacer más eficiente el coste de los sistemas de almacenamiento de energía del hidrógeno basados en la electrólisis del agua, en los hidruros metálicos y las pilas de combustible.

Los principales componentes de la energía de hidrógeno en el sistema de demostración de Takasago son los dos electrolizadores, tres depósitos de almacenamiento de hidrógeno que consisten en hidruros metálicos del tipo AB5 (con una capacidad de almacenamiento de  $100 Nm^3$  y un peso total de 210 kg), y una pila de combustible PEM. El equilibrio de la planta (BOP) consiste principalmente en un deshumidificador de hidrógeno (después del electrolizador) y un humidificador (antes de la pila de combustible) y una unidad de refrigeración para el hidruro metálico y la pila de combustible. En la ilustración 2.10 se muestra el esquema de la instalación:

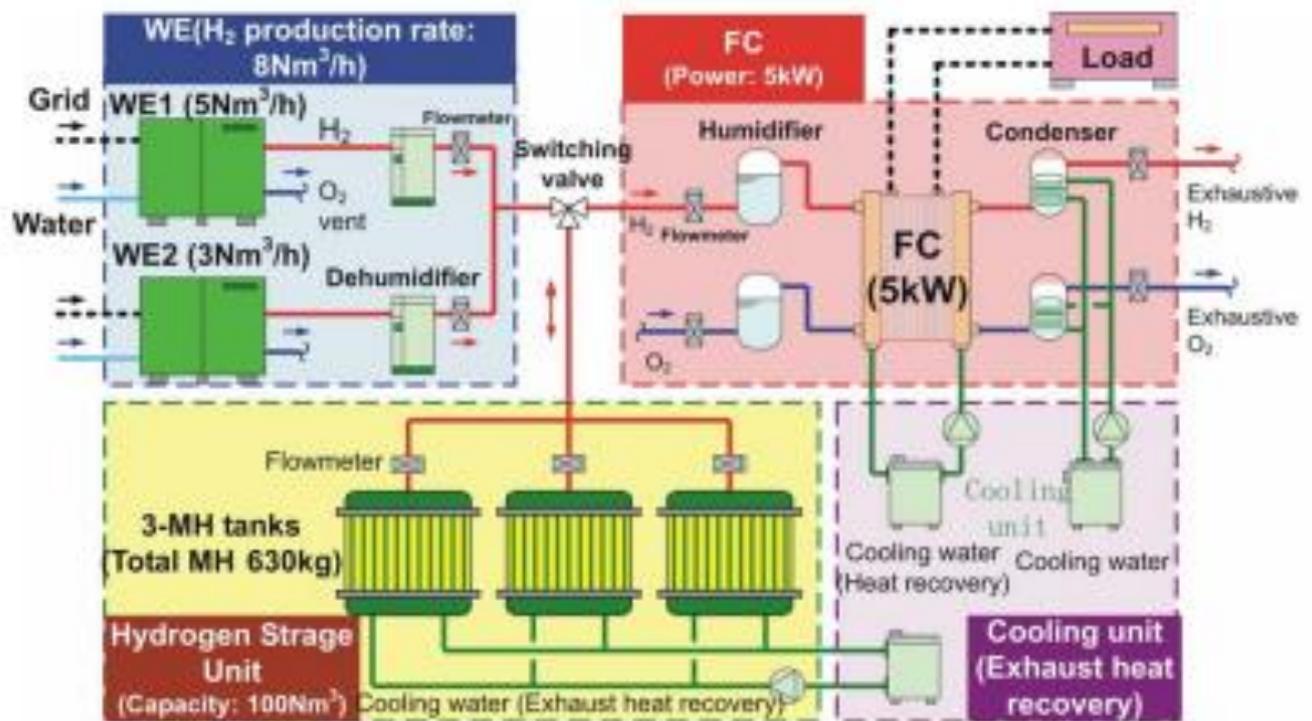


Ilustración 2-10 Esquema del sistema de Takasago (Ulleberg, 2007)

El objetivo de la planta de Takasago era demostrar la rentabilidad económica de este sistema en Japón debido al bajo coste de la electricidad durante la noche (alrededor del 50% del coste por el día). Esto significa que el sistema de energía de hidrógeno debe ser capaz de trabajar en los siguientes dos procesos:

- 1 Conversión del exceso de electricidad durante la noche a hidrógeno a través de la electrolisis y de la adsorción en hidruros metálicos.
- 2 Conversión del hidrógeno otra vez a electricidad durante el día por la desorción del hidrógeno en los hidruros metálicos y la pila de operación de combustible.

#### 2.4.1.1.3 Sistema de Energía Renovable basado en Hidrógeno en Leicestershire (Reino Unido)

Un sistema integrado de energía renovable basado en hidrógeno, conocido como el proyecto-HARI fue instalado en la Granja de Beacon West, Leicestershire, Reino Unido. El sistema es parte de una estrategia iniciada por el propietario de la casa, Tony Marmont, para demostrar y promover la sostenibilidad, con un interés especial en las energías renovables, la conversión de la energía y el almacenamiento de ésta.

El sistema original de la granja de West Beacon consiste en dos turbinas eólicas de 25 kW, un sistema fotovoltaico de 13 kW y dos turbinas micro-hidroeléctricas con potencia combinada de salida de 3 kW. Además, la granja incluye las siguientes instalaciones de energía sostenible: una bomba de calor de 10 kW de potencia térmica, un calentador combinado de 15 kW de potencia eléctrica y 38 kW de potencia térmica, un colector térmico de evacuación para calentamiento de agua, una batería para coches híbridos y un calentador de biomasa.

El objetivo del proyecto HARI es demostrar la fiabilidad de dichas energías renovables, ganar experiencia en la integración de los sistemas de energía renovable de hidrógeno y desarrollar los modelos de software que pueden ser usados para el diseño de futuros sistemas como éstos en multitud de aplicaciones. La principal idea que está detrás del proyecto es la de aprender acerca de estos sistemas que tendrán una relevancia en el futuro en el panorama de las energías renovables y en la industria energética, particularmente el debate sobre la naturaleza y la viabilidad de la “Economía del hidrógeno”.

El sistema actual consiste en un electrolizador, un depósito de almacenamiento de gas presurizado y pilas de combustible. Un electrolizador alcalino produce hidrógeno cuando hay energía eléctrica sobrante disponible, normalmente en momentos donde hay un exceso de energía solar o eólica. El hidrógeno es

almacenado a presión estándar y se convierte otra vez en electricidad gracias a dos pilas de combustible PEM con dos valores de potencia diferentes.

El sistema básico de diseño y las especificaciones de los componentes son los siguientes:

- Módulo FV: 13 kWp
- Turbina eólica: 2x25 kW=50 kW
- Electrolizador de agua: 50 kW, 8 Nm<sup>3</sup>/h, 25 bar, alcalino
- Depósito de almacenamiento de hidrógeno: 2856 Nm<sup>3</sup>, 137bar
- Pila de combustible: 2 kW + 5 kW=7 kW, Tipo PEM
- Batería: 20 kWh, NiNaCl, 250 °C
- CHP: 15 kW (eléctrico)

Además, será necesario un equipamiento auxiliar para la electrólisis del agua para los siguientes procesos: abastecimiento del agua y purificación y desoxidación y secado del hidrógeno.

En la ilustración 2.11 se muestran los componentes del proyecto.

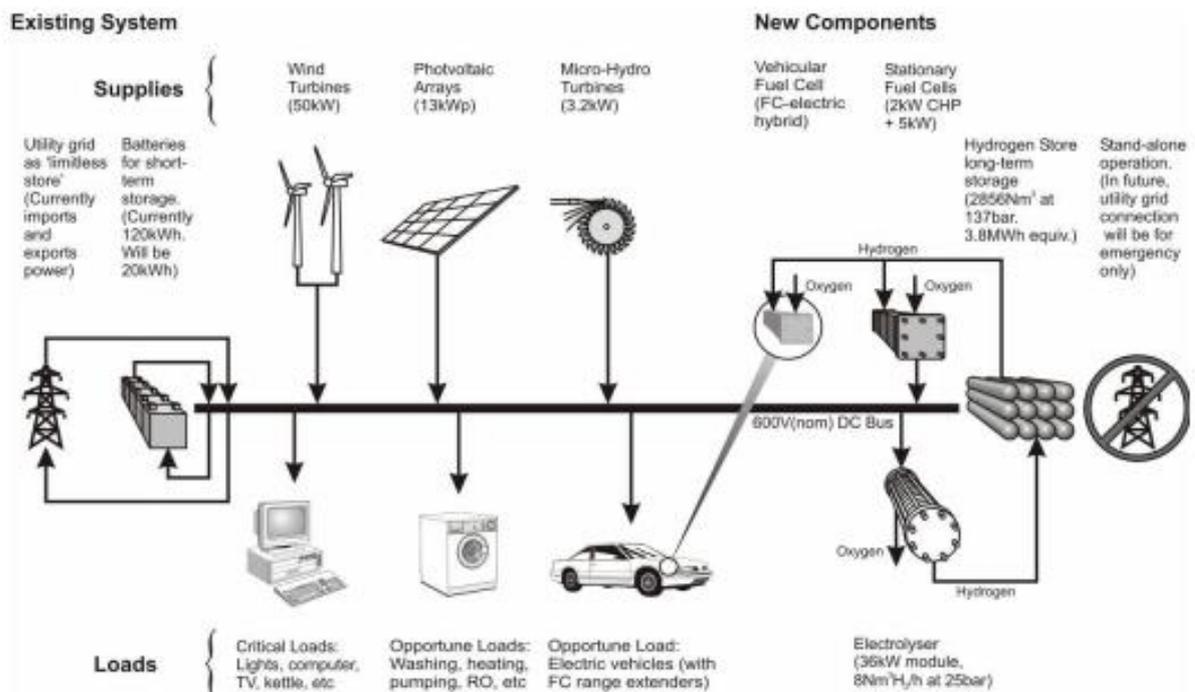


Ilustración 2-11 Esquema del proyecto HARI, con los principales componentes instalados (Ulleberg, 2007)

#### 2.4.1.1.4 Sistema doméstico Solar-Hidrógeno (PV/H<sup>2</sup>) en Brunate, Italia

Los componentes del sistema de Brunate son un módulo fotovoltaico (11 kWp), un electrolizador de agua alcalina (1 Nm<sup>3</sup>/h) con un compresor de hidrógeno (200 bar), un depósito de almacenamiento de hidrógeno (90 Nm<sup>3</sup> en cilindros de gas y 30 Nm<sup>3</sup> en almacenamiento MH), una pila de combustible PEM de 5 kW y una batería (48 V, 3000 Ah). El sistema fotovoltaico está conectado al electrolizador a través de un convertidor DC/DC y al sistema eléctrico por otro convertidor DC/DC. La pila de combustible y la batería están también conectadas al sistema eléctrico de continua.

El sistema de control de la carga controla el flujo de la potencia fotovoltaica para que cuando el electrolizador no esté funcionando la potencia pueda ser transferida desde el sistema fotovoltaico a la carga de manera directa. El hidrógeno producido por el electrolizador está controlado por el sistema de control de flujo.

La estrategia de control se basa en que el almacenamiento del hidruro metálico (MH) es el primer mecanismo de almacenamiento y los tanques presurizados los segundos.

En la ilustración 2.12 se muestra el sistema explicado anteriormente.

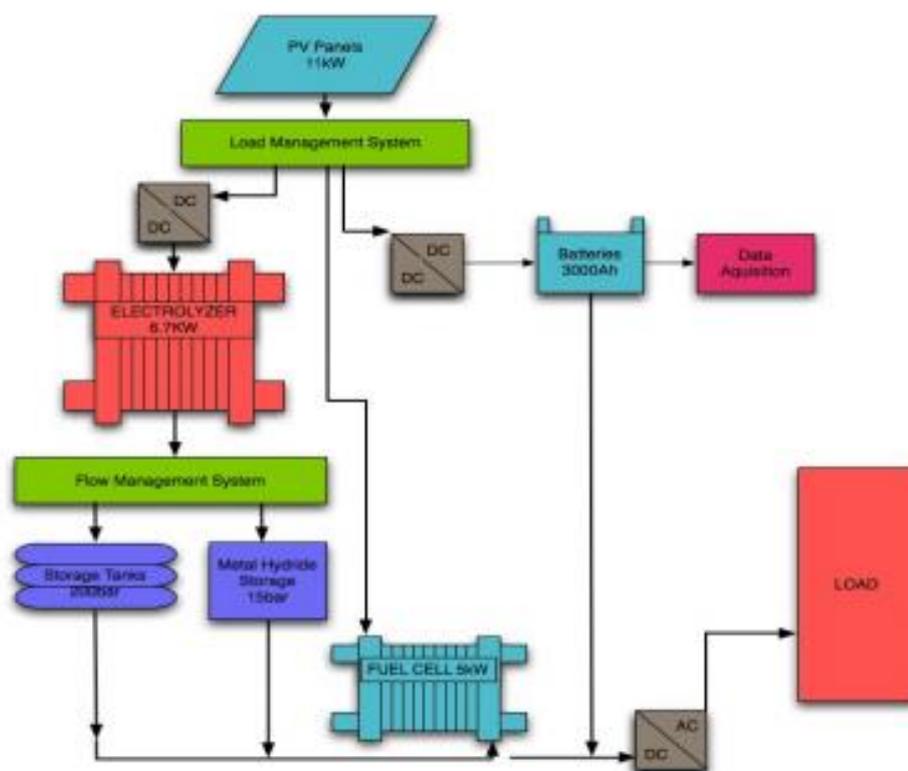


Ilustración 2-12 Esquema del sistema PV/H2 en Brunate, Italia (Ulleberg, 2007)

## 2.4.1.2 Estaciones de Abastecimiento con Hidrógeno

### 2.4.1.2.1 Estación Energética de Hidrógeno en Las Vegas (Estados Unidos)

Esta estación fue diseñada y construida para proveer de hidrógeno puro y de una mezcla de gas natural/hidrógeno al 65/35 % a los vehículos de la ciudad.

El proyecto se encuentra localizado en una estación de combustible existente para combustibles alternativos incluyendo el gas natural comprimido (CNG), biodiesel y etanol. A través de la producción, purificación del hidrógeno del gas natural, la compresión y el almacenamiento a altas presiones de este hidrógeno

se han ido añadiendo funciones a dicho sistema, incluyendo el uso del hidrógeno tanto en una pila de combustible estacionario para producir electricidad para la ciudad como para una estación distribuida donde ese hidrógeno puede ser introducido en vehículos.

El generador de hidrógeno está formado por un reformador, un compresor de gas y un sistema de purificación y adsorción por cambio de presión (PSA), todo esto incluido en un espacio pequeño. Dicho sistema está controlado para garantizar un acceso seguro, incluyendo detección de gas ultravioleta/infrarrojo con capacidad para cerrar el sistema. El espacio está ventilado, y el grado de ventilación se determina cuantitativamente.

Siguiendo esta línea también hay un compresor de aire en el sistema y también existe un panel principal de control, que integra todas las operaciones. El sistema de control está monitorizado por personal cualificado de Allentown o Sacramento.

El reformador trabaja mejor bajo demanda constante, así que bajo condiciones ideales la célula de combustible cogería sobre el 50-60 % de la salida y el resto iría a almacenamiento o a mezclarse con el gas natural.

A continuación, en la ilustración 2.13 se encuentra un esquema de la estación de hidrógeno de Las Vegas:

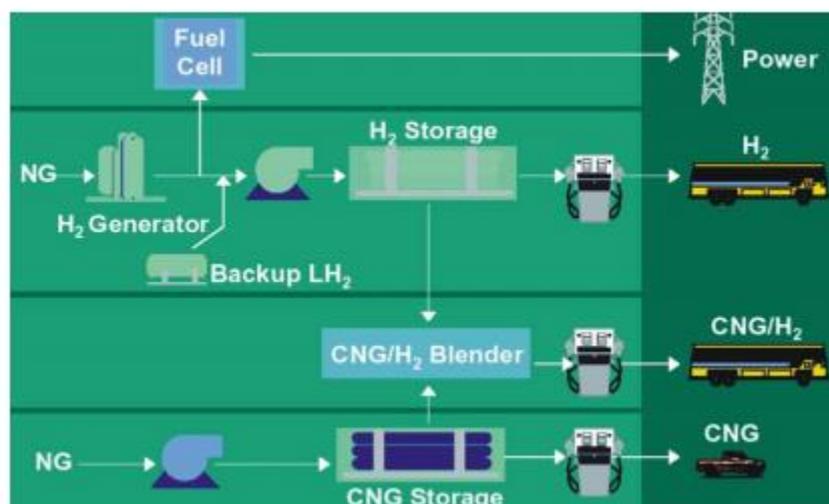


Ilustración 2-13 Esquema de la estación de hidrógeno de las Vegas (Ulleberg, 2007)

#### 2.4.1.2.2 Estación de Abastecimiento con Combustible Hidrógeno en Reykjavik (Islandia)

La electrólisis de agua basada en la potencia hidroeléctrica es uno de los métodos más limpios para la producción de hidrógeno. Los electrolizadores de agua distribuidos son para muchos la mejor forma de cimentar el futuro mercado de la economía del hidrógeno.

En 1997 un comité llevado a cabo por el Ministerio de Energía de Islandia empezó a investigar en la posibilidad de invertir en la producción de hidrógeno. Como resultado, se estableció una compañía y comenzaron a preparar un proyecto de demostración llamado ECTOS.

Los dos objetivos principales de este proyecto eran:

- Construir una estación de abastecimiento de combustible hidrógeno completamente integrada en el marco urbano.
- Alimentar autobuses de Reykjavik por un periodo de al menos dos años con tres pilas de combustible alimentadas por hidrógeno.

La preparación de la infraestructura implicó la construcción de dicha estación para la producción de hidrógeno, su compresión y una estación de repostaje. La estación de hidrógeno fue equipada con un electrolizador alcalino de Hydro funcionando con potencia tomada de la red eléctrica municipal y con agua obtenida de la red de agua municipal. El sistema puede emitir hidrógeno gaseoso después de la compresión a 440 bares. La capacidad de producción total de la planta está en torno a los 200 kg/día y el dispensador es capaz de producir 40 kg de hidrógeno cada 7 minutos. Un monitor regula el llenado automático y mantiene la presión dentro de los límites.

Las capacidades y características de los componentes del proyecto ECTOS son los siguientes:

- Electrolizador de agua:  $60 \text{ Nm}^3/\text{h}$  (128 kg/día), 15 bar, alcalino

- Compresor: 15-500 bar, dos escalonamientos
- Depósito de almacenamiento de hidrógeno: 27 Nm<sup>3</sup>, 440 bar
- Dispensador: 40 kg/7 minutos
- Pilas de combustible en autobuses: 3 x 250 kW, pilas de combustible PEM

En la ilustración 2.14 se muestra el esquema de la estación de Reykjavik:



Ilustración 2-14 *Esquema de la estación de abastecimiento de combustible hidrógeno del proyecto ECTOS de Reykjavik, Islandia (Ulleberg, 2007)*

#### 2.4.1.2.3 Estación de Abastecimiento con Combustible Hidrógeno en Malmö (Suecia)

En 1985 Sydkraft y el Municipio de Malmö empezaron una colaboración a largo plazo en la conversión del diesel al gas natural comprimido (CNG) en los autobuses. Actualmente, más de 330 autobuses, 80 camiones y 1000 coches funcionan con gas natural comprimido CNG y biogás en la región de Skåne, incluida Malmö.

La investigación de estos combustibles alternativos para los vehículos aún sigue en Malmö. Este esfuerzo ha dado lugar al desarrollo de una estación de hidrógeno capaz de producir hidrógeno puro para la prueba de vehículos y mezclas de gas natural e hidrógeno para los autobuses de la ciudad.

La estación de hidrógeno fue originariamente desarrollada, construida y puesta en marcha por Sydkraft en 2003.

Los resultados después de dos años de operación han sido un éxito. El objetivo ahora es continuar aumentando los programas de pruebas y el uso óptimo de la mezcla de hidrógeno y gas natural en el mayor número de autobuses, y también aumentar el número de vehículos funcionando con hidrógeno puro en el proyecto.

En Malmö el hidrógeno es producido a través de la electrólisis del agua y está en conexión directa con la estación de llenado. La electricidad es producida en una planta eólica de potencia cercana y se distribuye a la planta a través de la red eléctrica.

Los datos técnicos del electrolizador son los siguientes.

- Capacidad:  $36 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$
- Consumo de potencia del electrolizador:  $4,2 \text{ kWh/Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$
- Consumo de potencia total:  $5,5 \text{ kWh/Nm}^3 \text{ H}_2$
- Consumo de agua: 36 L/h
- Presión del electrolizador: 10 bar
- Requisito de potencia: 210 kW

En la ilustración 2.15 se muestra el esquema de la instalación en Malmö.

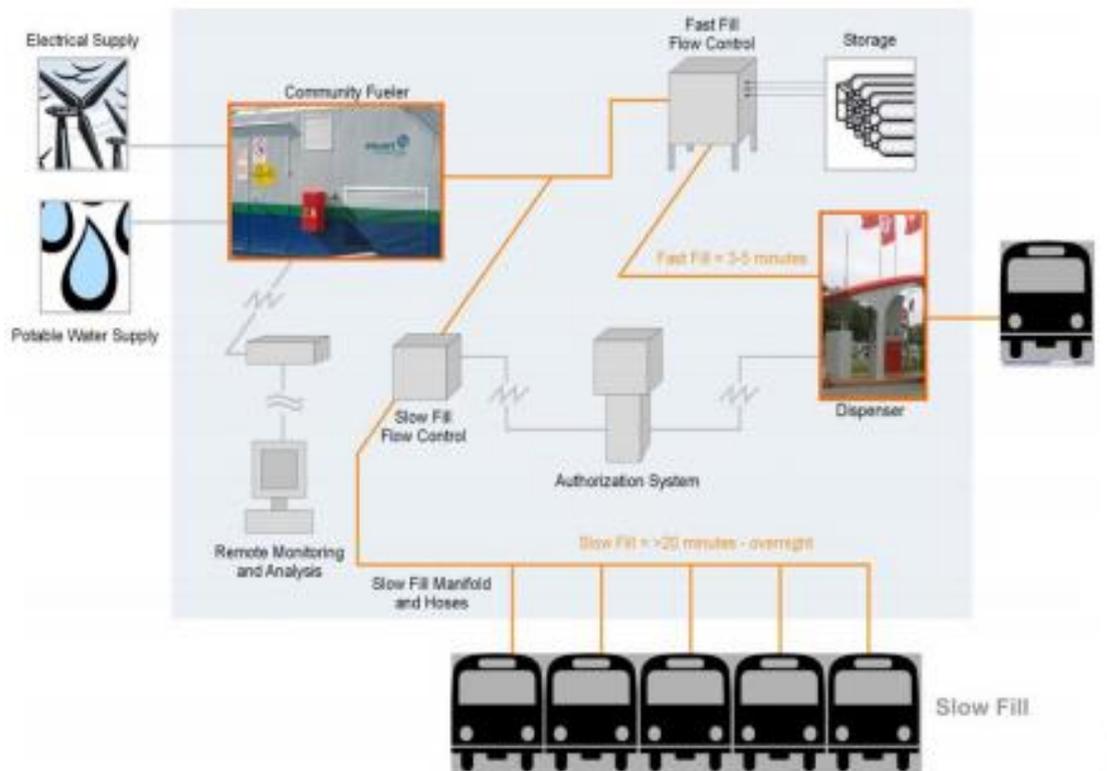


Ilustración 2-15 Esquema de la estación de abastecimiento de hidrógeno y gas natural en Malmö (Ulleberg, 2007)

#### 2.4.1.2.4 Estación de Espiritu Pacífico (PSS) en Vancouver (Canadá)

La Estación de Espiritu Pacífico (PSS) es una asociación entre varias instituciones y alianzas de Canadá y es la primera estación de abastecimiento de hidrógeno llevada a cabo entre varias alianzas.

La estación fue diseñada para coches y camiones ligeros. Los primeros usuarios de la estación fueron vehículos del Programa de Vehículos de Pilas de Combustible de Vancouver (VFCVP).

El diseño original era generar hidrógeno a través de la electrólisis del agua. Sin embargo, el electrolizador que se diseñó necesitaba unas mejoras muy caras y

se tuvo que diseñar otro que cumpliera con las especificaciones de la nueva estación.

El sistema de almacenamiento de baja presión y compresión suministrado por BOC (el integrador de la estación y el proveedor del sistema de compresión) incluye dos compresores de diafragma. El primer escalonamiento del compresor comprime, en condiciones normales de operación, 29 kg de hidrógeno por día a aproximadamente 90 bar. El segundo compresor aumenta la presión de 90 bar a 250 bar, que es la presión de operación del segundo y tercer banco. El segundo compresor se usa también para aumentar la presión del hidrógeno desde 250 bar a 450 bar.

El depósito de almacenamiento de 450 bar consiste en tres zonas separadas en las que se almacenan hasta 67 kg de hidrógeno y cuyas dimensiones son 1,8x2,4 m.

En total la cantidad de hidrógeno dispensado durante un periodo de un año (desde el 1 de Abril de 2005 hasta el 31 de Marzo de 2006) fue de aproximadamente 900 kg.

El dispensador se ha llevado a cabo con éxito siendo el llenado por cada coche de aproximadamente 4 kg de hidrógeno. Los vehículos Ford han estado en servicio durante un año viajando alrededor de 35000 km y cumpliendo las expectativas.

En la ilustración 2.16 se muestra el diagrama de flujo de la estación de Vancouver:

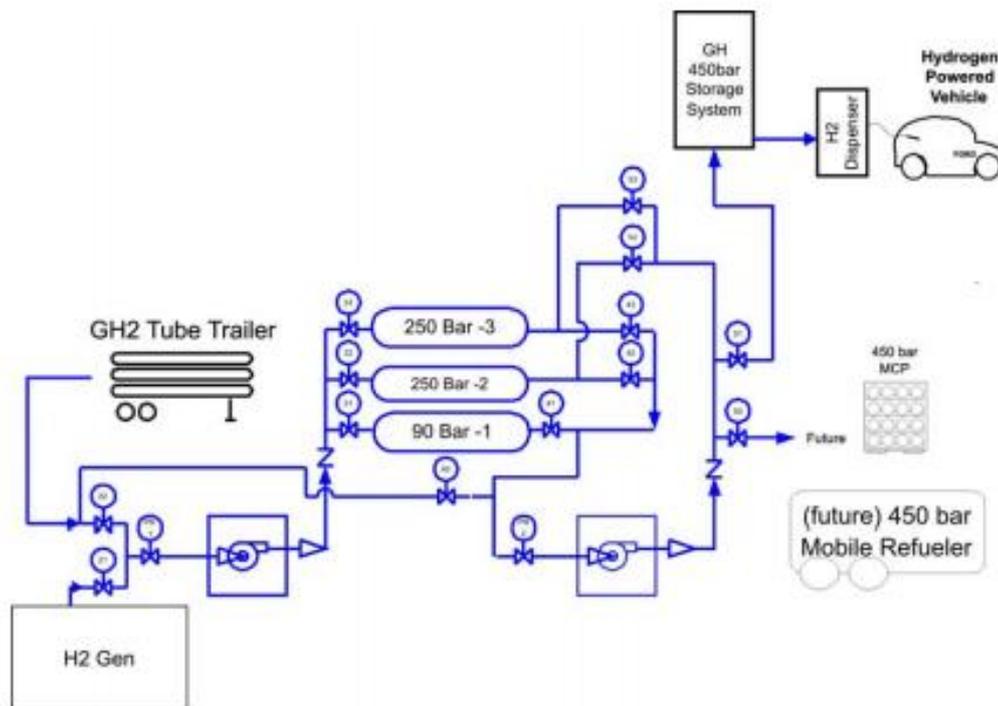


Ilustración 2-16 *Diagrama de flujo de la Estación de Espíritu Pacífico de Vancouver (Ulleberg, 2007)*

## 3 MODELOS MATEMÁTICOS

### 3.1 Célula Fotovoltaica

La célula fotovoltaica es el dispositivo encargado de transformar la radiación que proviene del sol en electricidad. Las células fotovoltaicas se agrupan en configuraciones serie-paralelo para formar un módulo fotovoltaico y éstos a su vez se agrupan para obtener la potencia deseada.

#### 3.1.1 Principio de Funcionamiento

Los módulos fotovoltaicos funcionan por el efecto fotoeléctrico. La luz solar se compone de fotones (partículas energéticas), los cuales poseen distintas energías según las distintas longitudes de onda del espectro solar. Cuando dichos fotones inciden sobre la célula fotovoltaica, estos fotones pueden ser absorbidos, reflejados o pueden atravesar la célula. Cuando un fotón es absorbido, este produce una energía que traslada a un electrón de un átomo de la célula, consiguiendo así que este electrón escape de su posición y genere una corriente eléctrica. Para que esta energía pueda ser recirculada se generará la unión tipo p-n.

Cada célula fotovoltaica posee dos láminas delgadas semiconductoras (normalmente de silicio), una positiva denominada P y otra negativa denominada N. Cuando los fotones procedentes de la fuente luminosa inciden sobre la superficie de la capa P interactúan con el material y liberan electrones que, en movimiento, atraviesan la capa del semiconductor pero no pueden volver. Esto provoca que entre la capa N y la capa P se genere una diferencia de potencial y, si se conectan dichas láminas a unos conductores eléctricos y estos, a su vez, se unen a un dispositivo consumidor de energía, se iniciará una corriente eléctrica continua.

Este proceso no acabará hasta que el potencial eléctrico alcance un valor límite que impida la posterior difusión. Cuanto mayor sea la radiación solar mayor será el número de campos que pasen a anularse el uno al otro, hasta que se alcance un valor límite en el que no haya un campo interno que separe cada pareja electrón hueco. Es lo que se denomina circuito abierto.

En la ilustración 3.1 se observa lo explicado en los párrafos anteriores, además de las distintas regiones que forman una célula fotovoltaica. Como se ve, una célula solar está formada por dos zonas de silicio (o, en su defecto, de otro semiconductor), una tipo n y otra tipo p, ambas en contacto. Cuando la célula se ilumina, la zona tipo n absorbe los electrones y la zona tipo p recoge los huecos de los pares creados, generando así la diferencia de potencial que genera la corriente eléctrica.

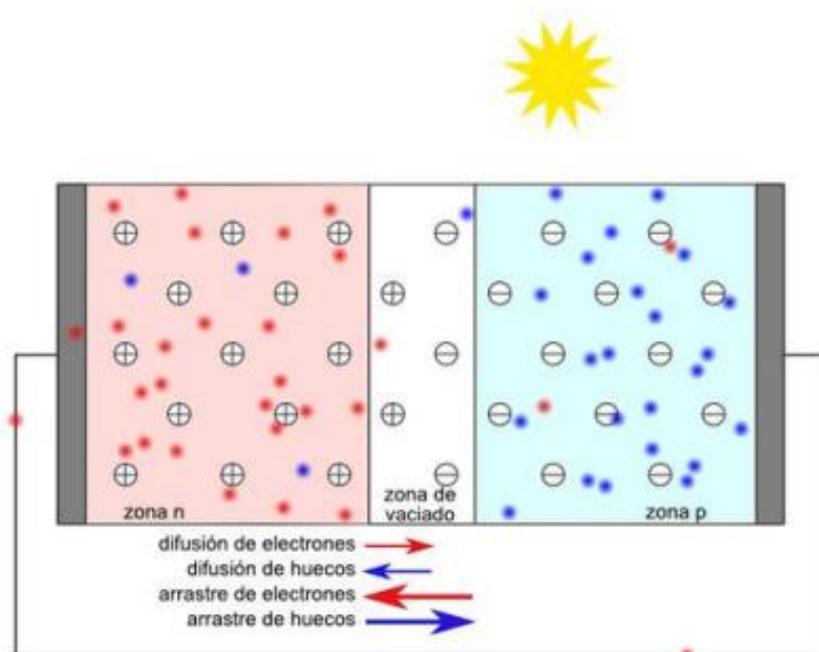
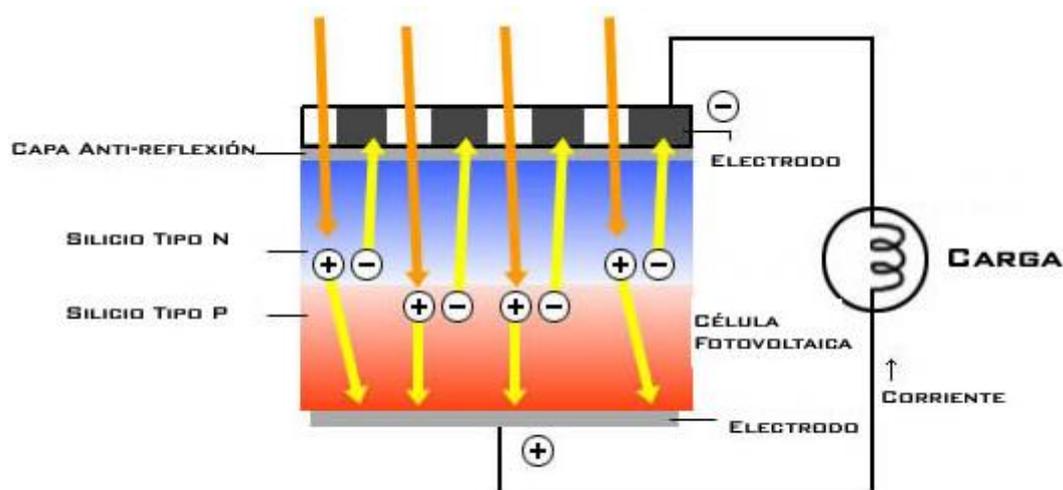


Ilustración 3-1 Unión tipo p-n cogido (Borja Galán, 2013)

Para el desarrollo de un circuito equivalente con precisión, que se verá en el punto 3.1.3, es necesario entender la configuración física de los elementos de la célula, así como las características eléctricas de cada elemento. En la ilustración 3.2 se presenta un esquema de los componentes físicos y el principio de funcionamiento de una célula solar.



*Ilustración 3-2 Esquema de los componentes físicos y principio de funcionamiento de una célula solar*

### 3.1.2 Parámetros de caracterización de una célula solar

Para caracterizar a la célula fotovoltaica mediante una curva es necesario conocer los datos que nos proporciona el fabricante. Dicha curva reflejará el comportamiento eléctrico de la célula solar, conteniendo los puntos de trabajo en intensidad y tensión para un determinado valor de radiación incidente y temperatura de la célula, es decir, la curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas. El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado.

Los datos necesarios para caracterizar la curva se tomarán de la norma ICE 60904:

- Nivel de Irradiancia  $E = 1000 \text{ W/m}^2$ .
- Temperatura de la célula  $T_c = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Espectro de radiación definido (distribución espectral de un nivel de radiación de referencia según IEC 60904-3) con una masa de aire,  $AM = 1,5$ .

Los principales parámetros que caracterizarán a dicha curva serán:

- Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ): será la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones ambientales determinadas. Se corresponderá con una tensión igual a cero ( $U_{pv}=0$ ).
- Tensión de circuito abierto ( $U_{oc}$ ): será la máxima tensión que producirá el dispositivo bajo unas condiciones ambientales determinadas. Se corresponderá con una corriente igual a cero ( $I_{pv}=0$ ).
- Potencia máxima ( $P_{pmp}$ ): será la máxima potencia que producirá el dispositivo bajo unas condiciones ambientales determinadas. Se corresponderá con un par máxima I-V, que será definido por una intensidad  $I_{pmp}$  y una tensión  $U_{pmp}$ . A la potencia máxima en condiciones estándar se le denomina “potencia pico” y su unidad es el vatio pico,  $W_p$ .
- Factor de Forma ( $FF$ ): será el valor correspondiente al cociente entre  $P_{pmp}$  y el producto de  $U_{oc}$  e  $I_{sc}$ . Se suele expresar en tanto por ciento, siendo el 100% el valor que corresponde a un hipotético perfil de cuadrado, no real. Da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo esta calidad mayor cuanto mayor es el factor de forma.  $FF = \frac{P_{pmp}}{I_{sc} U_{oc}}$ .

En las ilustraciones 3.3 y 3.4 se muestran las curvas I-V y P-I para diferentes condiciones:

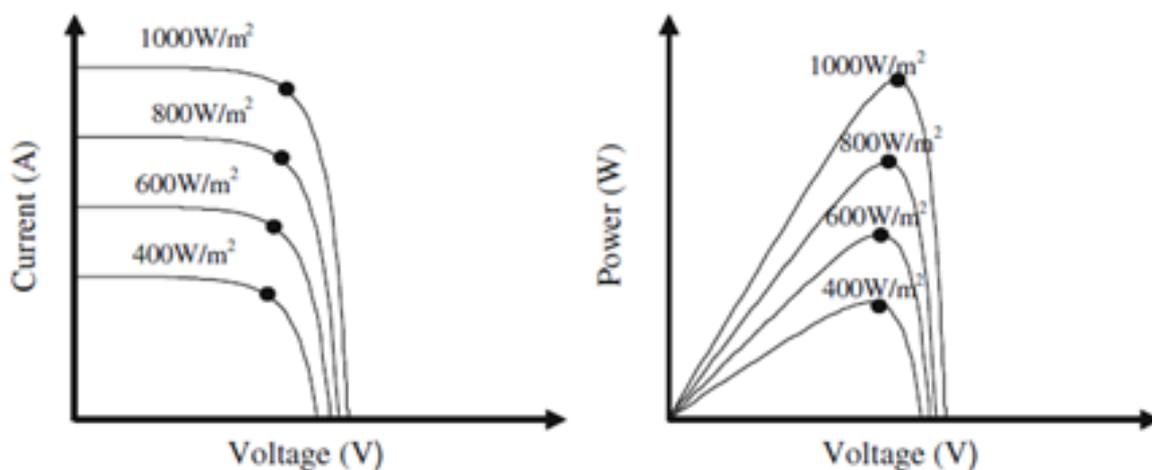


Ilustración 3-3 *Efecto de la irradiancia en las curvas características de un módulo fotovoltaico (Rekioua, 2012)*

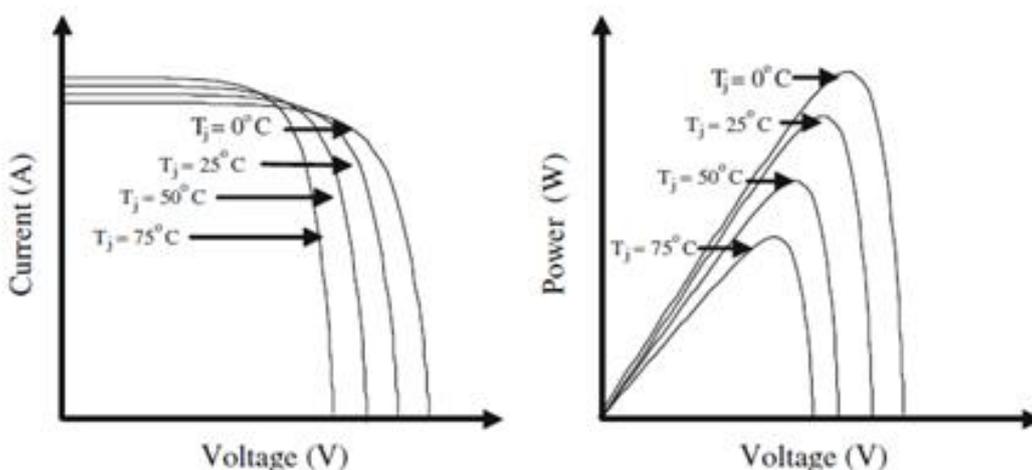


Ilustración 3-4 *Efecto de la temperatura en las curvas características de un módulo fotovoltaico (Rekioua, 2012)*

- Efecto de la irradiancia: La figura 3.3 muestra las curvas I-V y P-V de una celda fotovoltaica para diferentes niveles de radiación. Se observa que la intensidad aumenta de manera casi lineal a la irradiancia y que el voltaje apenas aumenta. Por otro lado, el punto de máxima potencia aumenta rápidamente a medida que aumenta la irradiancia y, por tanto, se concluye con que la eficiencia aumenta al aumentar la irradiancia. La relación entre la intensidad de cortocircuito y la irradiancia se ve representada en la siguiente ecuación:

$$I_{sc}(E) = E \cdot \frac{I_{sc} (1000 \frac{W}{m^2})}{1000}$$

- Efecto de la temperatura: Cuando aumenta la temperatura interna la intensidad aumenta ligeramente debido a una mejor absorción de la luz pero el voltaje disminuye fuertemente. El punto de máxima potencia también disminuye con la temperatura.

Un parámetro que se asocia a la potencia pico es la tolerancia, que indica la variación máxima (inferior o superior) que puede existir en la potencia pico de un módulo concreto respecto a los datos que aparecen en el catálogo del fabricante. A menudo los valores oscilarán entre un +/- 5% y un +/- 3%.

Otro parámetro necesario para caracterizar térmicamente una célula es la Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC), que se define como la temperatura que alcanza una célula solar cuando se somete al módulo a una irradiancia de  $800 W/m^2$  con distribución espectral AM (Air Mass) 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento es 1 m/s. Además, la incidencia deberá ser normal a la superficie. La dará el fabricante y variará entre 41 y 48 °C.

Si la irradiancia permanece constante, cuando aumenta la temperatura de una célula disminuye la tensión de máxima potencia sin aumentar la intensidad en dicho punto, por lo tanto, la potencia máxima disminuye.

La intensidad de cortocircuito, por el contrario, aumenta muy ligeramente al aumentar la temperatura de la célula.

### 3.1.3 Circuito Equivalente de Partida

La intersección entre la carga negativa N y la parte positiva P crea el efecto diodo. Los elementos del circuito básico que recoge el principio de funcionamiento ideal de una célula fotovoltaica están representados en la ilustración 3.5:

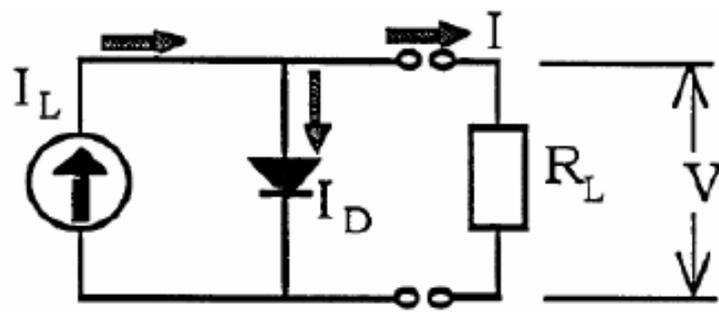


Ilustración 3-5 *Circuito equivalente del principio de funcionamiento ideal de una célula fotovoltaica (Townsend, 1989)*

Los términos que aparecen en el circuito equivalente son:

- $I$ : corriente de salida
- $V$ : tensión de salida
- $R_L$ : resistencia
- $I_L$ : corriente generada
- $I_D$ : corriente que recorre el diodo

Si se hace un balance en el nudo, cogiendo las direcciones de las intensidades como aparece en la figura se obtiene:

$$I = I_L - I_D$$

La corriente generada es directamente proporcional a la intensidad de la radiación solar absorbida, linealmente relacionada con la temperatura de la célula solar y también dependiente a los materiales usados y los procesos de fabricación. Para una célula dada la corriente generada es expresada respecto a las medidas de la misma célula en las condiciones de referencia.

$$I_L = \left( \frac{E}{E_{ref}} \right) \cdot (I_{Lref} + \mu_{ISC} \cdot (T_C - T_{Cref}))$$

- $E, E_{ref}$ : irradiancia en las nuevas condiciones y en las de referencia, [W/m<sup>2</sup>].
- $I_{Lref}$ : corriente generada en las condiciones de referencia, [A].
- $\mu_{ISC}$ : coeficiente que expresa la variación de la intensidad de cortocircuito con la temperatura de la célula. Viene dada por el fabricante [A/°C].
- $T_C, T_{Cref}$ : temperatura de la célula en las nuevas condiciones y en las de referencia.

La corriente del diodo viene expresada por el Modelo de Shockley, como:

$$I_D = I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{q \cdot V}{n \cdot k \cdot T_C}\right) - 1 \right)$$

- $I_0$ : corriente de saturación del diodo, [A].
- $q$ : carga del electrón,  $1,602 \times 10^{-19}$  [C].
- $k$ : constante de Boltzmann,  $1,381 \times 10^{-23}$  [J/K].
- $\gamma$ : factor de forma

La corriente de saturación del diodo se expresa como:

$$I_0 = D \cdot T_c^3 \cdot \exp\left(\frac{q \cdot \varepsilon_G}{A \cdot k \cdot T_c}\right)$$

- D: factor de difusión del diodo
- $\varepsilon_G$ : factor de “bandgap” o brecha energética (1,12 eV para el Si y 1,35 eV para GaAs eV)

La corriente que circula por el diodo es la responsable de la forma característica de la curva I-V de la célula fotovoltaica, ya que al añadir la corriente generada, la curva se traslada hacia arriba. En la ilustración 3.6 se muestra la diferencia, y se observa que la célula solo genera energía en el primer cuadrante.

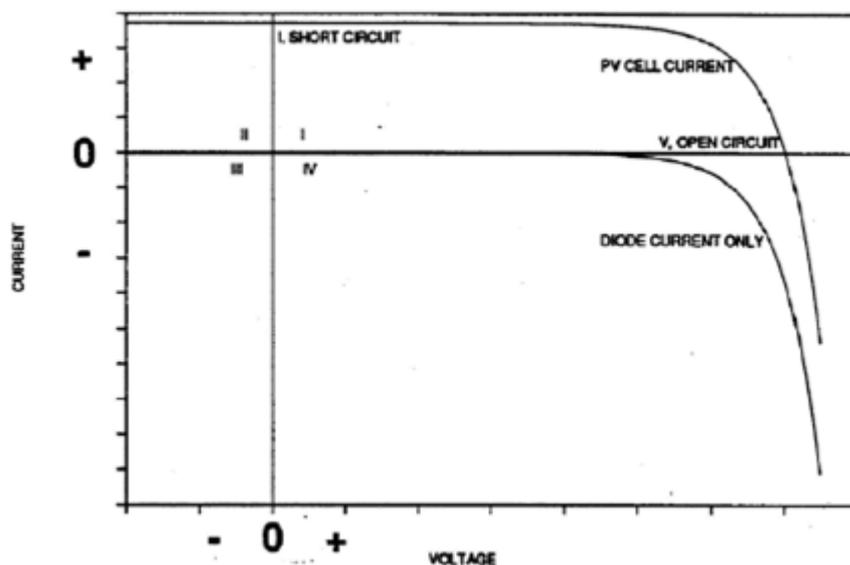


Ilustración 3-6 *Curva Voltaje-Intensidad del diodo y de la célula fotovoltaica (Townsend, 1989)*

En una célula no ideal hay una serie de imperfecciones en la estructura y en las propiedades del material que introducen resistencias y otras ineficiencias que limitan los parámetros a la salida. Además, la corriente generada y la corriente

del diodo no se crean a través de elementos aislados como indicaba la ilustración 3.6, sino que están distribuidos a lo largo de toda la célula.

La ilustración 3.6 muestra un circuito equivalente generalizado que aproxima mucho mejor la distribución natural de la célula fotovoltaica y la variación de los mecanismos de pérdidas. Las ecuaciones que definen los elementos del circuito equivalente generalizado son las mismas que para los del circuito ideal de la ilustración 3.7, pero hay más ecuaciones y la ecuación que define el voltaje es mucho más compleja.

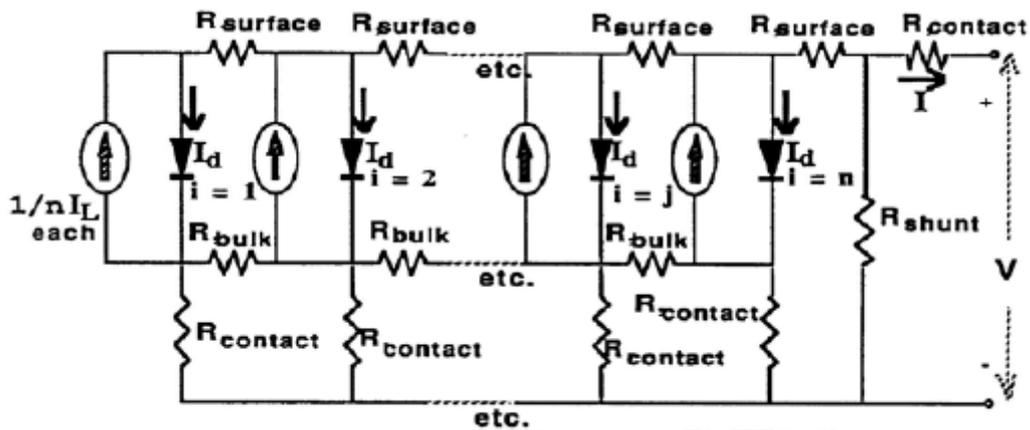


Ilustración 3-7 Circuito equivalente distribuido (Townsend, 1989)

En la figura 3.8 se muestra una versión simplificada del circuito equivalente distribuido:

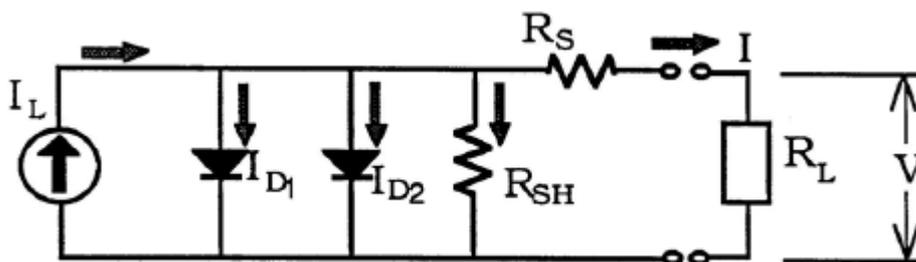


Ilustración 3-8 Circuito equivalente de partida (Townsend, 1989)

Las ecuaciones que describen el circuito mostrado anteriormente son:

$$I = I_L - I_{D1} - I_{D2} - \frac{(V + IR_S)}{R_{SH}}$$

$$I_{D1} = I_{O1} \cdot \left( \exp\left(\frac{q}{\gamma_1 \cdot k \cdot T_c} \cdot (V + IR_S)\right) - 1 \right)$$

$$I_{D2} = I_{O2} \cdot \left( \exp\left(\frac{q}{\gamma_2 \cdot k \cdot T_c} \cdot (V + IR_S)\right) - 1 \right)$$

- $I_L$ : corriente generada
- $I_{O1}, I_{O2}$ : corriente de saturación del diodo 1 y 2.
- $\gamma_1, \gamma_2$ : factor de forma del diodo 1 y del diodo 2.
- $R_S, R_{SH}$ : resistencias en serie y en paralelo, respectivamente.

Se pasará ahora a simplificar el circuito anterior para hacer los cálculos más accesibles.

La primera simplificación asume que la resistencia en paralelo es infinita y que, por lo tanto, la corriente que la recorre es despreciable. Se justifica mediante el hecho de que la resistencia en paralelo es mucho mayor que las otras resistencias y solo afecta a la curva I-V si la irradiancia es extremadamente pequeña. Incluso cuando afecta a la curva I-V, el efecto en ella no es importante para bajos valores de voltaje.

El circuito, tras la primera simplificación explicada, quedaría como se muestra en la ilustración 3.9:

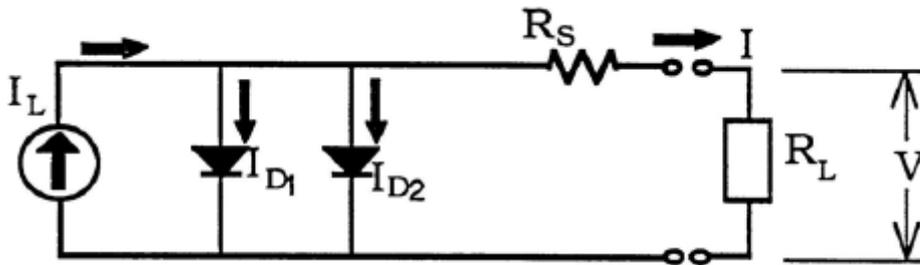


Ilustración 3-9 *Circuito equivalente tras la primera simplificación (Townsend, 1989)*

La segunda simplificación asume que la resistencia en serie es despreciable y reduce el circuito equivalente a solo cinco parámetros. El circuito, tras la segunda simplificación, quedaría como se muestra en la ilustración 3.10:

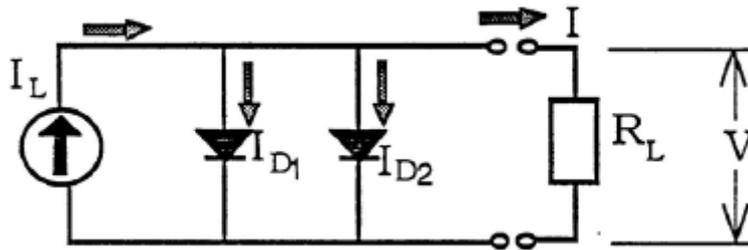
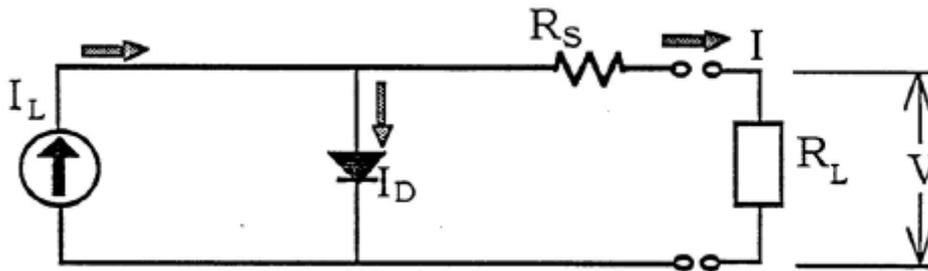


Ilustración 3-10 *Circuito equivalente tras la segunda simplificación (Townsend, 1989)*

La tercera simplificación asume que un diodo puede reunir las características de los dos diodos del circuito en la célula. El resultado es la obtención de un circuito con cuatro parámetros y denominado circuito “UP”.

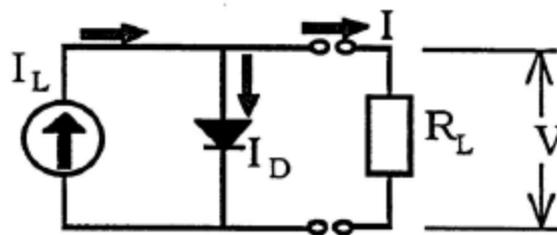
El circuito resultante de la tercera simplificación está representado en la ilustración 3.11:



*Ilustración 3-11 Circuito equivalente tras la tercera simplificación (Townsend, 1989)*

En este circuito resultante no es necesario asignar ningún valor de manera arbitraria ya que todos los parámetros pueden obtenerse a través del sistema de ecuaciones producto de los balances en el circuito.

Como cuarta y última simplificación, Townsend vuelve a asumir que la resistencia en serie es despreciable. De este modo obtiene un circuito equivalente al circuito básico ideal excepto porque asume que el factor de forma no es ideal, puesto que se acepta que el comportamiento del diodo es no lineal. Este circuito tendrá tres parámetros. Este circuito se verá representado en la ilustración 3.12:



*Ilustración 3-12 Circuito equivalente tras la cuarta simplificación (Townsend, 1989)*

Al igual que para el circuito “UP”, no es necesario asignar valores arbitrarios a ninguno de los parámetros.

### 3.1.4 Circuito Equivalente

El circuito que se tomará para la definición de los parámetros y la curva característica del módulo fotovoltaico será el correspondiente a la figura 3.10, definida anteriormente.

Las ecuaciones que definirán el circuito equivalente son las siguientes:

$$I = I_L - I_D$$
$$I_D = I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_c} \cdot (V + IR_S)\right) - 1 \right)$$

Para definir la curva característica de la célula fotovoltaica lo primero que hay que hacer es definir los cuatro parámetros iniciales:

- $I_L$ : corriente generada
- $I_0$ : corriente de saturación inversa
- $\gamma$ : producto del factor de forma por el número de células conectadas en serie
- $R_S$ : resistencia conectada en serie

Dichos parámetros se obtendrán gracias a la información dada por el fabricante, el cual da el comportamiento I-V de la célula fotovoltaica en tres condiciones distintas: valor del voltaje en circuito abierto, intensidad en cortocircuito y el punto de máxima potencia, todos medidos en las condiciones de referencia.

Por lo tanto, se tienen tres ecuaciones en tres puntos distintos de la curva:

- Valor del voltaje en circuito abierto:  $I = 0, V = V_{oc}$
- Valor de la intensidad en cortocircuito:  $I = I_{sc}, V = 0$

- Valor de voltaje e intensidad en el punto de máxima potencia:  $I = I_{pmp}, V = V_{pmp}$

Ya que se tienen cuatro incógnitas, se necesitarán cuatro ecuaciones para completar el sistema y poder resolverlo. Dichas ecuaciones son las siguientes:

$$\begin{aligned}
 -I_{SC} + I_L - I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_c} \cdot (I_{SC} \cdot R_S)\right) - 1 \right) &= 0 \\
 I_L - I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_c} \cdot V_{oc}\right) - 1 \right) &= 0 \\
 -I_{pmp} + I_L - I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_c} \cdot (V_{pmp} + I_{pmp} \cdot R_S)\right) - 1 \right) &= 0 \\
 I_L + I_0 - I_0 \cdot \left( \exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_c} \cdot (V_{pmp} + I_{pmp} \cdot R_S)\right) \right. \\
 \left. \cdot \left( 1 + \frac{\frac{q \cdot V_{pmp}}{\gamma \cdot k \cdot T_c}}{1 + R_S \cdot \frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_c} \cdot I_0 \cdot \exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_c} \cdot (V_{pmp} + I_{pmp} \cdot R_S)\right)} \right) \right) &= 0
 \end{aligned}$$

El sistema de ecuaciones que forman las ecuaciones anteriores es no lineal y por tanto se necesitará un proceso iterativo para su resolución. Como el objetivo del proyecto es el análisis de sensibilidad de los parámetros de diseño y no es necesaria su exactitud, se procederá a resolver dichas ecuaciones de manera simplificada.

### 3.1.4.1 Resolución del sistema de ecuaciones simplificado

Para la resolución del sistema de ecuaciones de una manera más sencilla que la anteriormente explicada, Townsend asume una serie de simplificaciones:

$$0 \approx -I_{SC} + I_L$$

$$0 \approx I_L - I_0 \cdot \exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_C} \cdot V_{oc}\right)$$

$$0 \approx -I_{pmp} + I_L - I_0 \cdot \exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_C} \cdot (V_{pmp} + I_{pmp} \cdot R_S)\right)$$

$$0 \approx 1 - \left( \exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_C} \cdot (V_{pmp} - V_{oc} + I_{pmp} \cdot R_S)\right) \right)$$

$$\cdot \left( 1 + \frac{\frac{q \cdot V_{pmp}}{\gamma \cdot k \cdot T_C}}{1 + R_S \cdot \frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_C} \cdot \frac{I_{sc} \cdot q}{\gamma \cdot k \cdot T_C} \cdot \left(\exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_C} \cdot (V_{pmp} - V_{oc} + I_{pmp} \cdot R_S)\right)\right)} \right)$$

Una vez que se resuelve este sistema de cuatro ecuaciones con cuatro incógnitas, se obtendrá la expresión que describe la curva I-V de un módulo fotovoltaico con unas condiciones de irradiancia y temperatura dadas. La ecuación que describe dicho comportamiento es la siguiente:

$$I \approx I_L - I_0 \cdot \exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_C} \cdot (V + I \cdot R_S)\right)$$

Esta ecuación se tendrá que variar en el caso de que existan varios módulos fotovoltaicos conectados en serie o en paralelo. Para tal variación se utiliza la siguiente expresión:

$$I = I_L \cdot N_p - I_0 \cdot N_p \cdot \exp\left(\frac{q}{\gamma \cdot k \cdot T_C \cdot N_S} \cdot \left(V + I \cdot R_S \cdot \frac{N_S}{N_p}\right)\right)$$

- $N_s$ : número de paneles conectados en serie
- $N_p$ : número de paneles conectados en paralelo

En la ilustración 3.13 se muestra un esquema del conexionado eléctrico de un módulo fotovoltaico con varias celdas en serie y en paralelo:

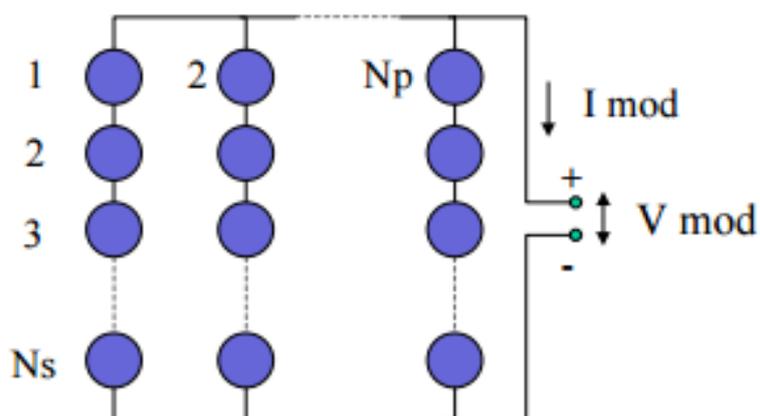


Ilustración 3-13 *Esquema del conexionado eléctrico de un módulo fotovoltaico (Alonso, 2006)*

Si se quieren calcular dichos parámetros para otras condiciones de irradiancia y temperatura se hará uso de los coeficientes que el fabricante proporciona caracterizando así térmicamente al módulo fotovoltaico.

Para una nueva condición de temperatura, dichos coeficientes ayudarán a calcular los nuevos valores de voltaje en circuito abierto, intensidad en cortocircuito y punto de máxima potencia. Una vez calculados los parámetros descritos anteriormente, se volverá a resolver el sistema de ecuaciones anterior, obteniendo los parámetros objetivos en las nuevas condiciones.

Para una nueva condición de irradiancia, se variará dicho parámetro con la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + \frac{TONC(^{\circ}C) - 20}{800} \cdot E$$

- $T_{amb}$ : temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ )
- $TONC$ : Temperatura de Operación Nominal de la Célula. Descrita anteriormente en el capítulo 3.1.1.
- $E$ : nueva irradiancia ( $W/m^2$ )

## 3.2 Electrolizador

El modelo matemático de un electrolizador se basa fundamentalmente en la curva de polarización de Stack (relación entre el voltaje en bornas y la intensidad que circula en la celda electrolítica), la cual depende de la temperatura del electrolito.

### 3.2.1 Conceptos básicos de la electrólisis del agua

#### 3.2.1.1 Conceptos básicos en las reacciones químicas: Ecuaciones Redox

Sabiendo que una reacción química se da siempre que el sistema no se encuentre en equilibrio, se comenzará desarrollando las ecuaciones de las reacciones de oxidación-reducción (reacciones Redox):



*Reacción Catódica (oxidación):*  $N_R \leftrightarrow N_{Ox} + ne^-$

*Reacción Global:*  $nM_R + mN_{Ox} \leftrightarrow nM_{Ox} + mN_R$

En equilibrio:

$$K = \frac{[M_{Ox}]^n \cdot [N_R]^m}{[M_R]^n \cdot [M_{Ox}]^m}$$

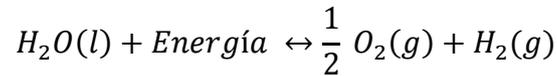
Utilizaremos la Ecuación de Nernst para calcular el potencial de reducción de un electrodo fuera de las condiciones estándar (1 M, presión de 1 atm, temperatura de 298 K). Esta ley dará la relación entre el potencial electroquímico y las concentraciones implicadas. Como se observa, el potencial electroquímico depende de la constante de equilibrio, por lo tanto se puede concluir diciendo que la electrólisis continuará hasta que se consiga el equilibrio.

$$E = E^0 - \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \ln(K)$$

- E: potencial corregido del electrodo
- $E^0$ : potencial en condiciones estándar
- R: constante de los gases
- T: temperatura absoluta (K)
- n: cantidad de mol de electrones que participan en la reacción
- F: constante de Faraday (96485 C/mol)

### 3.2.1.2 Conceptos termodinámicos de la electrólisis del agua

La reacción que define la electrólisis del agua para formar hidrógeno y oxígeno viene dada por la siguiente ecuación:



Se harán las siguientes simplificaciones:

- Hidrógeno y oxígeno se comportan como gases ideales.
- Se considera que el agua líquida es incompresible.
- Las fases gas y líquida están completamente separadas.

Teniendo en cuenta estas simplificaciones, se calcularán los cambios de entalpía, entropía y energía libre de Gibbs de la electrólisis del agua respecto al hidrógeno, oxígeno y agua pura en condiciones estándar de presión y temperatura (25 °C y 1 bar).

La variación de entalpía de la electrólisis del agua para una determinada temperatura y presión será la diferencia entre la entalpía de los productos menos la entalpía de los reactivos:

$$\Delta H_R(T, p) = \frac{1}{2} \Delta H_{O_2}(T, p) + \Delta H_{H_2}(T, p) - \Delta H_{H_2O}(T, p)$$

Sabiendo que:

$$\Delta H_x(T, p) = C_{p_x}(T - T_{ref}) + H_{f,x}^0(T, p)$$

Para  $x=H_2$ ,  $O_2$  y  $H_2O$

Del mismo modo se calculará la variación de entropía de la reacción de electrólisis del agua:

$$\Delta S_R(T, p) = \frac{1}{2} \Delta S_{O_2}(T, p) + \Delta S_{H_2}(T, p) - \Delta S_{H_2O}(T, p)$$

Sabiendo que:

$$\Delta S_x(T, p) = C p_x \ln\left(\frac{T}{T_{ref}}\right) - R \ln\left(\frac{p}{p_{ref}}\right) + S_{f,x}^0(T, p)$$

Para  $x=H_2, O_2$

$$\Delta S_{H_2O}(T, p) = C p_{H_2O} \ln\left(\frac{T}{T_{ref}}\right) + S_{f,H_2O}^0(T, p)$$

Teniendo ya definidas la entalpía y la entropía, se puede calcular la energía libre de Gibbs:

$$\Delta G_R(T, p) = \Delta H_R(T, p) - T \Delta S_R(T, p)$$

- $C p_x$ : Calor específico J/Kmol
- $\Delta H_x$ : Variación de entalpía, J/mol
- $H_{f,x}^0$ : Entalpía de formación, J/mol
- $\Delta S_x$ : Variación de entropía, J/Kmol
- $S_{f,x}^0$ : Entropía de formación, J/Kmol
- p: Presión, bar
- R: Constante universal de los gases, J/Kmol
- T: Temperatura, K

Se llegará a las siguientes conclusiones:

- En condiciones estándar, la electrólisis del agua es una reacción no espontánea y, por tanto, la variación de la energía de Gibbs es positiva. La variación de energía de Gibbs estándar es:  $\Delta G^0 = 237 \frac{kJ}{mol}$ .
- Sabiendo que el trabajo máximo en un proceso a presión y temperatura constantes es igual a la variación de energía de Gibbs y que en una pila de combustible ideal todo el trabajo que se realiza es trabajo eléctrico, el trabajo eléctrico procedente de la electrólisis del agua será igual a la variación de energía de Gibbs.

- La energía necesaria para producir la electrólisis es igual a la variación de entalpía del proceso. La variación de entalpía en la formación de agua es igual a  $\Delta H_{H_2O} = 286 \frac{KJ}{mol}$

### 3.2.1.3 Relación entre la termodinámica y el trabajo eléctrico en un electrolizador

El trabajo eléctrico  $W_{el}$  necesario para provocar la electrólisis del agua, de un modo reversible, es igual a la variación de la energía libre de Gibbs:  $\Delta G = W_{el}$ . Por otro lado,  $W_{el}$  está relacionado con la fuerza electromotriz en bornes de la celda,  $V$ , por la expresión:  $W_{el} = q \cdot V$ , donde  $q$  es la carga eléctrica transferida por un circuito externo a la celda. Con la Ley de Faraday se relaciona el trabajo eléctrico y la velocidad de conversión en términos de cantidades molares:

$$W_{el} = q \cdot V = z \cdot F \cdot V$$

- $z$ = número de electrones transferidos en la electrólisis del agua (2).
- $F$ = constante de Faraday (96485 C/mol)
- $V$ = voltaje aplicado en bornes del electrolizador.

Se definirá el voltaje reversible como la fuerza electromotriz mínima para una reacción electroquímica reversible. Este voltaje se puede expresar, en términos de la variación de energía libre de Gibbs, como:

$$V_{rev} = \frac{\Delta G_R}{z \cdot F}$$

Del mismo modo se pueden relacionar la variación de entalpía con el voltaje, definiéndose el voltaje termoneuro:

$$V_{tn} = \frac{\Delta H_R}{z \cdot F}$$

En la ilustración 3.14 se ve la variación del voltaje reversible y el voltaje termoneuro en función de la temperatura y para tres zonas distintas:

- Zona 1: cuando se aplica un voltaje, a una temperatura determinada, superior al voltaje termoneuro para esa presión y temperatura. Se produce la electrólisis del agua y el exceso de energía aplicado (diferencia entre el voltaje aplicado y el voltaje termoneuro) se degrada en forma de energía térmica que ha de ser evacuado por el sistema de refrigeración del electrolizador.
- Zona 2: Cuando se aplica un voltaje, a una temperatura y presión determinada, que está entre el voltaje termoneuro y el voltaje reversible. Se produce la electrólisis siempre que se aporte como energía térmica el producto de la diferencia entre el voltaje termoneuro y el voltaje aplicado y la intensidad que recorre el electrolizador.
- Zona 3: Si se aplica un voltaje inferior al voltaje reversible no se producirá la electrólisis del agua y la intensidad consumida por éste será nula.

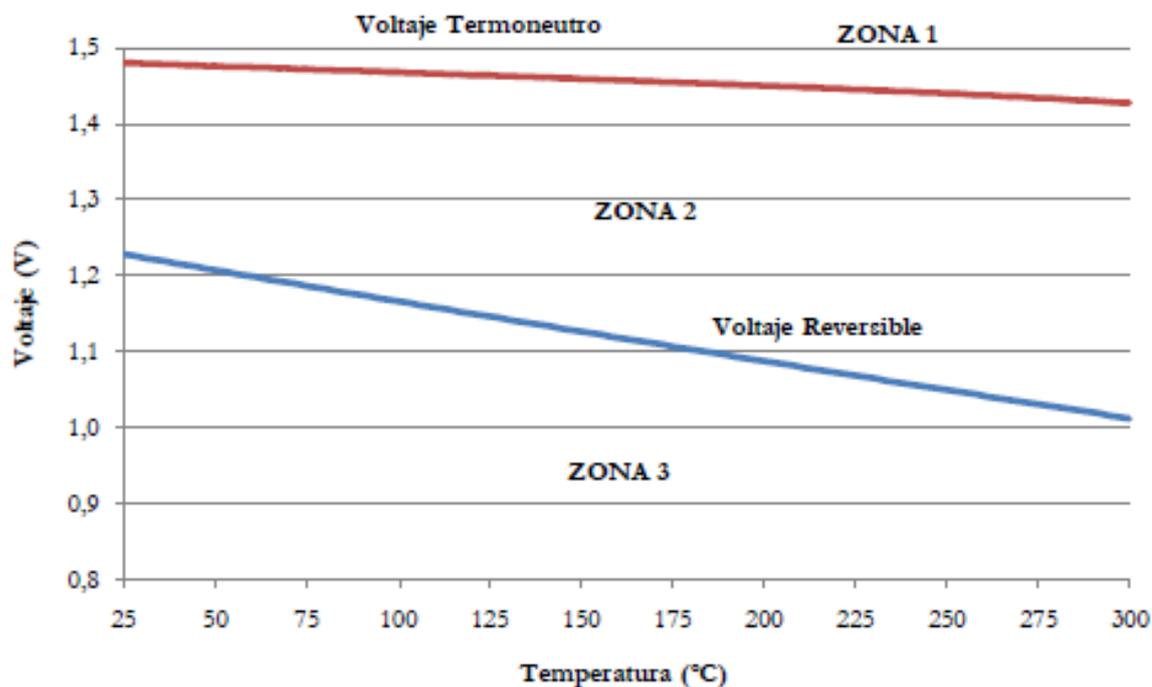


Ilustración 3-14 Variación del voltaje reversible y termoneutro con la temperatura (Pino, 2010)

### 3.2.2 Característica voltaje-intensidad

La cinética de los electrodos de un electrolizador se obtiene a partir de la relación del voltaje con la intensidad.

Hay diversos modelos empíricos que relacionan el voltaje y la intensidad para definir un electrolizador. Se tomará como modelo el realizado por Ullberg (Ullberg, 2003) con las modificaciones propuestas por Pino (Pino, 2010) en su tesis doctoral.

$$V = V_{rev} + \frac{r_0 + r_1 T}{A} I + s \log\left(\frac{t_0 + t_1 T + t_2 T^2}{A} I + 1\right)$$

En dicha ecuación se refleja la dependencia del sobrevoltaje respecto a la temperatura, modificando los coeficientes  $r, s$  y  $t$ .

- $V$ : voltaje en bornes, (V).
- $V_{rev}$ : voltaje reversible, (V).
- $r_0, r_1$ : resistencias óhmicas del electrolito, ( $\Omega m^2, \Omega m^2/^\circ C$ ).
- $A$ : área de electrodo, ( $m^2$ ).
- $I$ : intensidad a través de la celda, (A).
- $s$ : coeficiente experimental representativo del sobrevoltaje de los electrodos, (V).
- $t_0, t_1, t_2$ : coeficientes experimentales del sobrevoltaje de los electrodos, ( $m^2/A, m^{2^\circ}C/A, m^{2^\circ}C^2/A$ ).

### 3.2.3 Eficiencia de Faraday y Eficiencia de Voltaje

Para expresar la cantidad de hidrógeno producido se hace uso de la Ley de Faraday. De acuerdo con la Ley de Faraday, la producción de hidrógeno de una celda electrolítica es directamente proporcional a la velocidad de transferencia de electrones en los electrodos, que a su vez depende de la intensidad de corriente.

La eficiencia de Faraday se define como el cociente entre la carga eléctrica que se ha utilizado en la generación de hidrógeno y la carga eléctrica total consumida en la celda electrolítica como la integral de  $I \cdot dt$ , durante el periodo considerado.

La producción de hidrógeno se define como:

$$\dot{m}_{H_2} = \eta_F \frac{n_c I}{zF}$$

- $\dot{m}_{H_2}$ : producción de hidrógeno (mol/s).
- $\eta_F$ : eficiencia de Faraday.
- $n_c$ : número de celdas conectadas en serie.
- $I$ : intensidad de corriente que circula por la celda electrolítica.
- $z$ : número de electrones intercambiados (2).
- $F$ : constante de Faraday (96485 C/mol).

En los electrolizadores en los que no hay celdas electrolíticas conectadas en serie (electrolizador unipolar), la eficiencia de Faraday es la unidad, ya que no hay corrientes parásitas entre las distintas celdas del electrolizador.

La fracción de corrientes parásitas respecto a la cantidad total de corriente aumenta cuando disminuye la densidad de corriente. Además, al aumentar la temperatura del electrolito la resistencia eléctrica disminuye y esto provoca un aumento de las pérdidas por corrientes parásitas, lo que supone una disminución en la eficiencia de Faraday.

Se definirá la eficiencia de Faraday en función de la densidad de corriente y dos coeficientes experimentales (Ullberg, 2003):

$$\eta_F = f_2 \frac{(I/A)^2}{(I/A)^2 + f_1}$$

- $\eta_F$ : eficiencia de Faraday
- $f_1, f_2$ : parámetros experimentales, que dependen de la temperatura.
- $I$ : intensidad que circula por la celda del electrolizador, (A).
- $A$ : área del electrodo ( $m^2$ ).

Como se observa en la ilustración 3.15 a partir de un valor de intensidad, la eficiencia de Faraday permanece prácticamente constante:

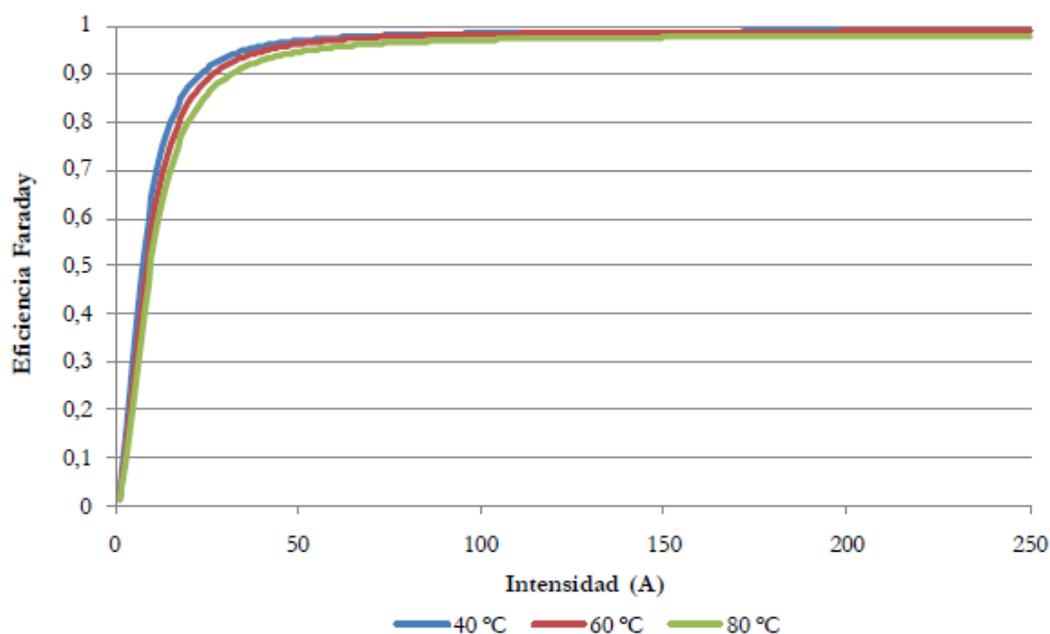


Ilustración 3-15 *Influencia de la temperatura en la eficiencia de Faraday (Pino, 2010)*

Por otro lado, la eficiencia de voltaje se define como el cociente entre el voltaje termoneutro y el aplicado a la celda electrolítica:

$$\eta_v = \frac{V_{tn}}{V}$$

- $V_{tn}$ : voltaje termoneutro.
- $V$ : voltaje aplicado a la celda electrolítica.

Como se observa, un aumento en la producción de hidrógeno implica que el sobrevoltaje aumente y por lo tanto la eficiencia del voltaje disminuirá.

### 3.2.4 Rendimiento energético global

El rendimiento energético global es la relación entre la variación de la entalpía del proceso y la energía que se aporta al sistema por mol de hidrógeno:

$$\eta_e = \frac{\Delta H}{\text{Energía eléctrica} + \text{Energía térmica}}$$

Si suponemos que el único aporte de energía que se le da al proceso es la energía eléctrica en bornas del electrolizador, la expresión anterior quedaría como:

$$\eta_e = \eta_v \cdot \eta_F$$

## 4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

### 4.1 Punto de funcionamiento nominal

#### 4.1.1 Electrolizador

El electrolizador que se ha escogido para el análisis de sensibilidad es el utilizado en la Tesis Doctoral de Francisco Javier Pino (Pino Lucena, 2010). Las características técnicas del electrolizador y del Stack están recogidas en la tabla 4.1.

|   |                            |
|---|----------------------------|
| Fabricante                              | CASALE CHEMICALS           |
| Potencia nominal                        | 25 kW                      |
| Rango de operación en potencia          | 20-110 %                   |
| Rango de operación en voltaje           | 0-275 A                    |
| Presión nominal de trabajo              | 20 bar                     |
| Producción de $H_2$ nominal             | $5 Nm^3/h$ ( $0,45 kg/h$ ) |
| Pureza del $H_2$                        | 99,98 % (en volumen)       |
| Electrolito                             | Solución de KOH al 30 %    |
| Consumo nominal de agua desmineralizada | $4,1 l/h$                  |

Tabla 4-1 *Características técnicas del electrolizador*

El electrolizador está dividido en tres partes: stack electrolítico, convertidor AC/DC y el sistema de control y supervisión local. La parte que será importante para el desarrollo del trabajo es el stack electrolítico, cuyas características vienen definidas en la tabla 4-2:

|                                 |                         |
|---------------------------------|-------------------------|
| Tipo de celdas                  | Níquel puro             |
| Número de celdas                | 48                      |
| Superficie del electrodo        | 0,06 m <sup>2</sup>     |
| Intensidad máxima admisible     | 275 A                   |
| Activación de electrodos        | Níquel Raney depositado |
| Presión máxima de operación     | 20 bar                  |
| Temperatura máxima de operación | 80 °C                   |

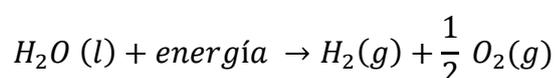
Tabla 4-2 *Características técnicas del Stack del electrolizador*

El stack está formado de un apilamiento de celdas bipolares conectadas en serie entre dos conectores eléctricos. Como están conectados en serie, la intensidad de corriente que circula por cada una de las celdas es la misma, y es en cada compartimento anódico y catódico donde tiene lugar las reacciones electroquímicas.

Se pasará ahora a calcular la tensión termoneutra, la tensión reversible y la curva característica de dicho electrolizador.

#### 4.1.1.1 Cálculo de la tensión termoneutra y de la tensión reversible

Para el cálculo de dichas tensiones es necesaria la termodinámica explicada en el capítulo 3.2.1.2. Para la reacción de electrólisis de agua:



Primero se obtendrá la variación de entalpía, entropía y energía libre de Gibbs de la reacción para las condiciones de referencia (25 °C y 1 atm), teniendo en cuenta que los valores de entalpía de formación y de entropía de formación para cada uno de los componentes son recogidos en la tabla 4.3:

| <i>Compuesto</i>    | $H_f^0 \left( \frac{KJ}{mol} \right)$ | $S_f^0 \left( \frac{J}{molK} \right)$ |
|---------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Oxígeno ( $O_2$ )   | 0                                     | 205,00                                |
| Hidrógeno ( $H_2$ ) | 0                                     | 130,70                                |
| Agua ( $H_2O$ )     | -285,84                               | 69,90                                 |

Tabla 4-3 *Entalpía y entropía de formación para distintos compuestos*

Se pasará ahora a calcular la variación de entalpía, entropía y energía libre de Gibbs para las condiciones de referencia:

$$\Delta H_R(25^{\circ}C, 1 atm) =$$

$$H_f^0 H_2 (25^{\circ}C, 1 atm) + \frac{1}{2} H_f^0 O_2 (25^{\circ}C, 1 atm) - H_f^0 H_2O (25^{\circ}C, 1 atm) = 285,84 \frac{KJ}{mol}$$

$$\Delta S_R(25^{\circ}C, 1 atm) =$$

$$S_f^0 H_2 (25^{\circ}C, 1 atm) + \frac{1}{2} S_f^0 O_2 (25^{\circ}C, 1 atm) - S_f^0 H_2O (25^{\circ}C, 1 atm) = 163,3 \frac{J}{molK}$$

$$\Delta G_R(25^{\circ}C, 1 atm) = \Delta H_R(25^{\circ}C, 1 atm) - T \cdot \Delta S_R(25^{\circ}C, 1 atm) = 237,152 KJ/mol$$

Una vez que se tienen dichos parámetros en las condiciones de referencia, se deberán calcular para las condiciones de operación del electrolizador (80 °C y 20 atm):

$$\Delta H_x(80^\circ C, 20 \text{ atm}) = Cp_x(25^\circ C, 1 \text{ atm}) \cdot (T - T_{ref}) + \Delta H_{Rx}(25^\circ C, 1 \text{ atm})$$

donde  $x = O_2, H_2$  y  $H_2O$

$$\Delta S_x(80^\circ C, 20 \text{ atm}) =$$

$$Cp_x(25^\circ C, 1 \text{ atm}) \cdot \ln\left(\frac{T}{T_{ref}}\right) - R \cdot \ln\left(\frac{p}{p_{ref}}\right) + \Delta S_{Rx}(25^\circ C, 1 \text{ atm})$$

donde  $x = O_2, H_2$

$$\Delta S_{H_2O}(80^\circ C, 20 \text{ atm}) = Cp_{H_2O}(25^\circ C, 1 \text{ atm}) \cdot \ln\left(\frac{T}{T_{ref}}\right) - \Delta S_{RH_2O}(25^\circ C, 1 \text{ atm})$$

donde R es la constante universal de los gases ideales.

Resolviendo las ecuaciones anteriores obtenemos los valores recogidos en la tabla 4.4:

| <i>Compuesto</i>    | $\Delta H_x \left( \frac{KJ}{mol} \right)$ | $\Delta S_x \left( \frac{J}{molK} \right)$ |
|---------------------|--|--|
| Oxígeno ( $O_2$ )   | 1,61                                       | 214,20                                     |
| Hidrógeno ( $H_2$ ) | 1,57                                       | 138,90                                     |
| Agua ( $H_2O$ )     | -281,70                                    | 17,64                                      |

Tabla 4-4 *Variaciones de entalpía y entropía para distintos compuestos*

Una vez obtenidos los valores de las entalpías y entropías para cada uno de los compuestos, pasamos a calcular las variaciones de entalpía, entropía y energía libre de Gibbs para la reacción:

$$\Delta H_R(80^\circ C, 20 \text{ atm}) = \Delta H_{H_2}(80^\circ C, 20 \text{ atm}) + \frac{1}{2} \Delta H_{O_2}(80^\circ C, 20 \text{ atm}) -$$

$$\Delta H_{H_2O}(80^\circ C, 20 \text{ atm}) = 284,07 \frac{\text{KJ}}{\text{mol}}$$

$$\Delta S_R(80^\circ C, 20 \text{ atm}) = \Delta S_{H_2}(80^\circ C, 20 \text{ atm}) + \frac{1}{2} \Delta S_{O_2}(80^\circ C, 20 \text{ atm}) -$$

$$\Delta S_{H_2O}(80^\circ C, 20 \text{ atm}) = 228,40 \frac{\text{KJ}}{\text{mol}}$$

$$\Delta G_R(80^\circ C, 20 \text{ atm}) = \Delta H_R(80^\circ C, 20 \text{ atm}) - T \cdot \Delta S_R(80^\circ C, 20 \text{ atm}) = 203,42 \text{ KJ/mol}$$

Una vez obtenida la termodinámica del sistema, se calculará la tensión termoneutra y la tensión reversible:

$$V_{tn} = \frac{\Delta H_R}{z \cdot F} = 1,472 \text{ V}$$

$$V_{rev} = \frac{\Delta G_R}{z \cdot F} = 1,054 \text{ V}$$

#### 4.1.1.2 Curva característica del electrolizador

Una vez que se ha obtenido el valor de la tensión reversible, se pasará al cálculo de la expresión que determina el comportamiento del electrolizador. Como se desarrolló en el capítulo 3.2.2 la expresión que determina la curva característica del electrolizador es la siguiente:

$$V = V_{rev} + \frac{r_0 + r_1 T}{A} I + s \log\left(\frac{t_0 + t_1 T + t_2 T^2}{A} I + 1\right)$$

Sabiendo que, tal y como se describió anteriormente, los coeficientes  $r_0$ ,  $r_1$ ,  $s$ ,  $t_0$ ,  $t_1$  y  $t_2$  son coeficientes experimentales, se tomarán como dato y sus valores serán los recogidos en la Tesis Doctoral de Francisco Javier Pino (Pino, 2010):

$$\frac{r_0 + r_1 T}{A} = 0,0001858$$

$$s = 0,2982$$

$$\frac{t_0 + t_1 T + t_2 T^2}{A} = 1,075$$

En la ilustración 4.1 se muestra la gráfica correspondiente al electrolizador a una temperatura de funcionamiento de 80°C, una vez obtenidos los parámetros experimentales:

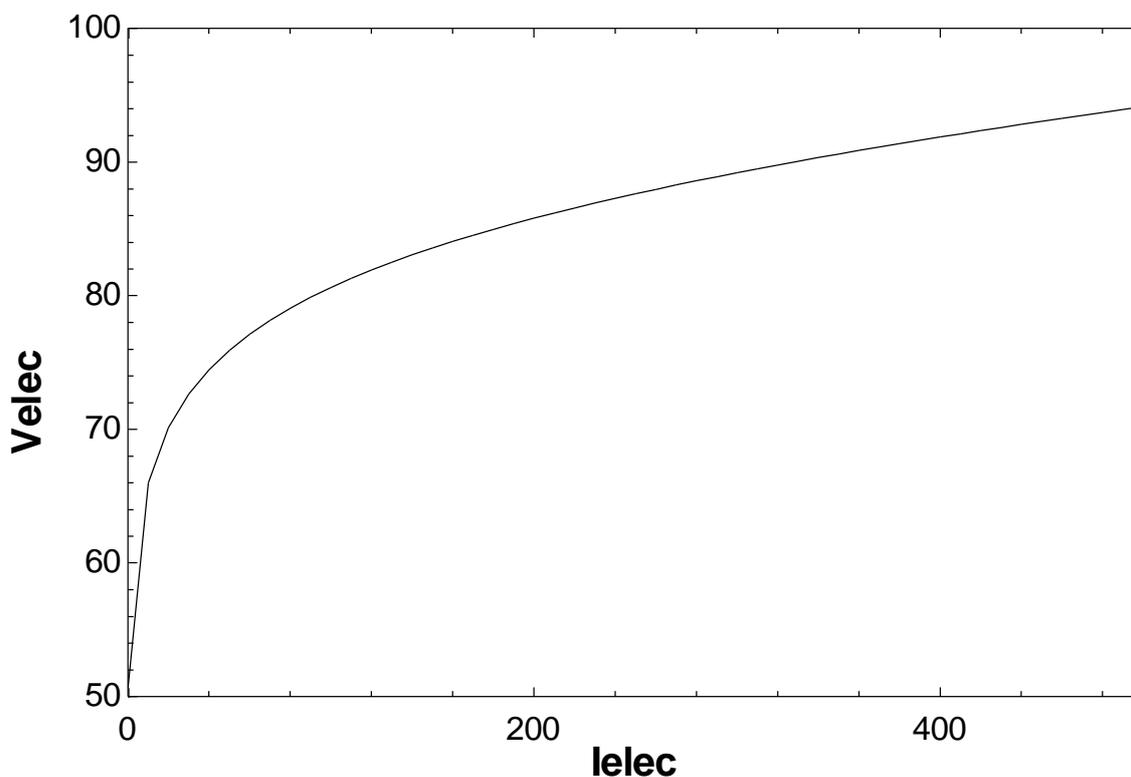


Ilustración 4-1 *Curva característica del electrolizador a temperatura de 80 °C*

#### 4.1.2 Módulos Fotovoltaicos

Para el análisis se ha elegido un módulo fotovoltaico comercial del fabricante Yingli Solar, perteneciente a los modelos “PANDA 60 CELL series 2”.

Los parámetros los facilitará el fabricante tomando como temperatura de operación la temperatura de las condiciones estándar de referencia.

En las tablas 4.5 y 4.6 se exponen las características eléctricas y térmicas del módulo fotovoltaico, respectivamente.

|                             |            |
|-----------------------------|------------|
| Tipo de Módulo              | YL280C-30b |
| Potencia de salida          | 280 0/+5 W |
| Eficiencia del módulo       | 17,2 %     |
| Tensión en Pmax             | 31,3 V     |
| Intensidad en Pmax          | 8,96 A     |
| Tensión en circuito abierto | 39,1 V     |
| Intensidad en cortocircuito | 9,5 A      |

*Tabla 4-5 Características eléctricas del módulo fotovoltaico*

Dichos parámetros están caracterizados para STC: 1000 W/m<sup>2</sup> Irradiancia. 25°C Temperatura módulo. AM 1,5 distribución espectral según EN 60904-3. Reducción media de la eficiencia relativa de 1,9% a 200 W/m<sup>2</sup> según EN 60904-1.

|  |              |
|--|--------------|
| Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC) | 46 +/- 2°C   |
| Coeficiente de temperatura para Pmax                 | -0,42 %/°C   |
| Coeficiente de temperatura para Voc                  | -0,3 %/°C    |
| Coeficiente de temperatura Isc                       | 0,04 %/°C    |
| Coeficiente de temperatura Vpmp                      | -0,40 %/°C   |
| Rango de temperaturas de funcionamiento              | -40°C – 80°C |

*Tabla 4-6 Características térmicas del módulo fotovoltaico*

La ilustración 4.2 muestra la curva característica del módulo fotovoltaico a 25 °C:

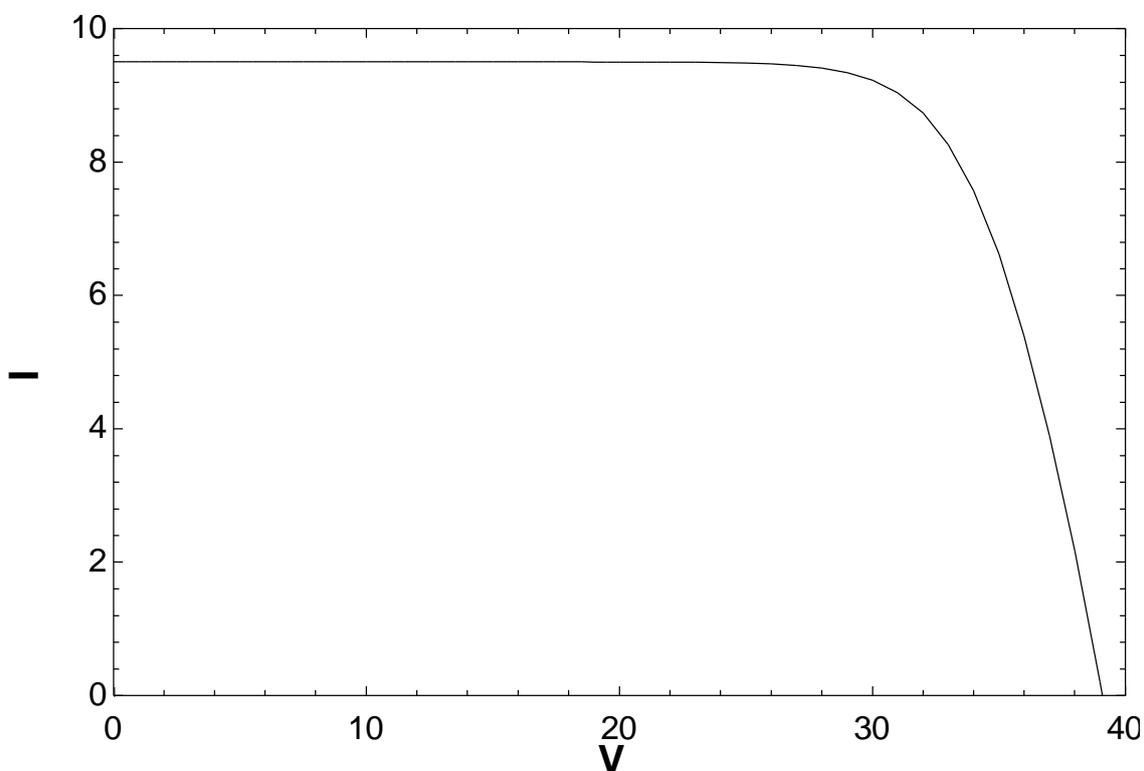


Ilustración 4-2 Curva característica de un módulo fotovoltaico a 25 °C

La ecuación que describe el comportamiento de un captador solar es:

$$I = I_L - I_0 \cdot \exp\left[q \cdot \left(\frac{V + I \cdot R_S}{\gamma \cdot k \cdot T_c}\right)\right]$$

Tal y como se describió en el capítulo blablá, para obtener los parámetros iniciales  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $\gamma$  y  $R_S$ , se tendrá que resolver el sistema de ecuaciones que se planteó en dicho capítulo. Los valores iniciales para el cálculo de la curva del módulo fotovoltaico se recogen en la tabla 4.7:

| $R_S$  | $\gamma$ | $I_L$ | $I_0$                 |
|--------|----------|-------|-----------------------|
| 0,2952 | 69,94    | 9,5   | $3,403 \cdot 10^{-9}$ |

Tabla 4-7 Valores iniciales para el cálculo de la curva del módulo FV

Comparando la potencia que da un módulo fotovoltaico con la potencia de funcionamiento del electrolizador, se observa que para satisfacer la potencia del electrolizador son necesarios varios módulos fotovoltaicos conectados en serie-paralelo, sabiendo que la variación de los valores de intensidad y voltaje al añadir paneles en serie o en paralelo es la siguiente:

$$V_{total} = N_{serie} \cdot V$$

$$I_{total} = N_{paralelo} \cdot I$$

Como la potencia nominal del electrolizador es de 25 kW y la potencia máxima de cada módulo fotovoltaico es de aproximadamente 280 W, el número de módulos que se necesitan para satisfacer esa potencia será:

$$N_{módulos} = \frac{P_{nom \text{ electrolizador}}}{P_{máx \text{ módulo FV}}} = \frac{25000}{280} = 89,29 \cong 90 \text{ módulos}$$

### 4.1.3 Acople de ambos sistemas

#### 4.1.3.1 Acople directo

El acople directo entre el sistema fotovoltaico y el electrolizador se hace de manera que no existe un seguidor de máxima potencia como intermediario entre ambos sistemas. De esta manera la potencia a la que funcione el sistema será la correspondiente al punto de corte de la curva característica de la célula fotovoltaica y del electrolizador.

Es necesario para acople óptimo del sistema fotovoltaico con el electrolizador que la potencia de corte y, por tanto, de funcionamiento del sistema híbrido, sea cercana a la potencia de funcionamiento nominal del electrolizador, en este caso de 25000 W. En la tabla 4.8 se muestran posibles combinaciones de colectores en serie y paralelo con potencia máxima cercana a 25000 W:

| Nserie | Nparalelo | Ncaptadores | Pmáxima (W) | Vcorte (V) | Icorte (A) | Pcorte (W) |
|--------|-----------|-------------|-------------|------------|------------|------------|
| 2      | 44        | 88          | 24679       | 76,88      | 57,86      | 4449       |
| 2      | 45        | 90          | 25240       | 76,91      | 58,08      | 4467       |
| 2      | 46        | 92          | 25801       | 76,93      | 58,29      | 4485       |
| 2      | 47        | 94          | 26362       | 76,96      | 58,5       | 4502       |
| 2      | 48        | 96          | 26923       | 76,98      | 58,69      | 4518       |
| 2      | 49        | 98          | 27484       | 77         | 58,88      | 4534       |
| 3      | 29        | 87          | 24399       | 88,26      | 269,7      | 23802      |
| 3      | 30        | 90          | 25240       | 88,55      | 278,7      | 24674      |
| 3      | 31        | 93          | 26082       | 88,82      | 287,6      | 25546      |
| 3      | 32        | 96          | 26923       | 89,09      | 296,5      | 26419      |
| 3      | 33        | 99          | 27764       | 89,35      | 305,4      | 27292      |
| 4      | 21        | 84          | 23558       | 85,77      | 199,4      | 17106      |
| 4      | 22        | 88          | 24679       | 86,14      | 208,9      | 17999      |
| 4      | 23        | 92          | 25801       | 86,5       | 218,4      | 18895      |
| 4      | 24        | 96          | 26923       | 86,85      | 227,9      | 19796      |
| 5      | 17        | 85          | 23838       | 84,12      | 161,5      | 13586      |
| 5      | 18        | 90          | 25240       | 84,56      | 171        | 14460      |
| 5      | 19        | 95          | 26643       | 84,98      | 180,5      | 15339      |

*Tabla 4-8 Posibles combinaciones de colectores en serie paralelo con potencia máxima cercana a 25000 W en acople directo*

Como se observa en dicha tabla las combinaciones que alcanzan valores tanto de potencia máxima como potencia de corte de ambos sistemas cercanos a 25000 W son aquellas que tienen 3 paneles en serie.

Algunas de ellas se ven representadas en la ilustración 4.3 junto con la curva característica del electrolizador:

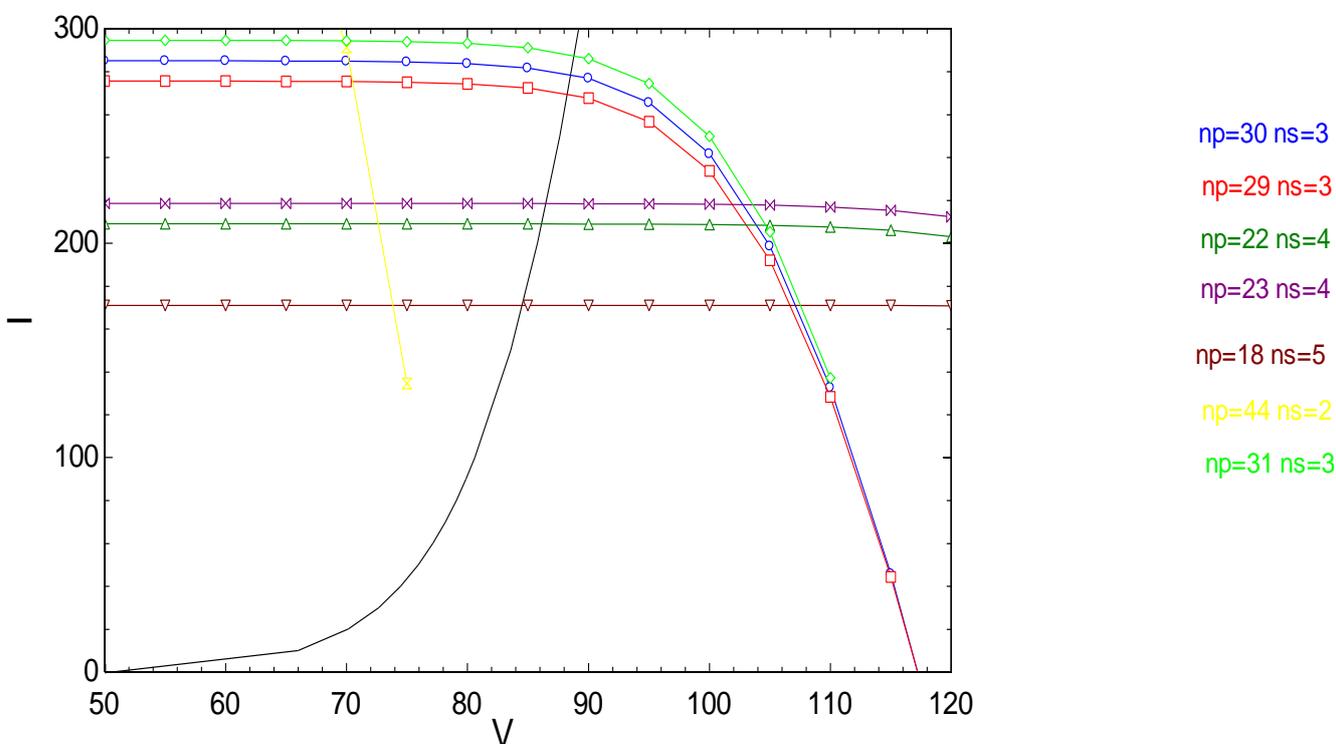


Ilustración 4-3 Acople entre el electrolizador y las distintas curvas del módulo fotovoltaico para distintas condiciones

De las combinaciones anteriores aquellas que pueden valer en el sistema que se está estudiando son las siguientes:

Opción 1:

Número de módulos en paralelo: 31

Número de módulos en serie: 3

Opción 2:

Número de módulos en paralelo: 30

Número de módulos en serie: 3

Opción 3:

Número de módulos en paralelo: 29

Número de módulos en serie: 3

En la ilustración 4.4 se muestra, para cada una de las tres combinaciones finales posibles de módulos fotovoltaicos, sus curvas características y los puntos de corte con la curva de funcionamiento del electrolizador, dando lugar a los puntos de funcionamiento nominal de cada uno de los sistemas:

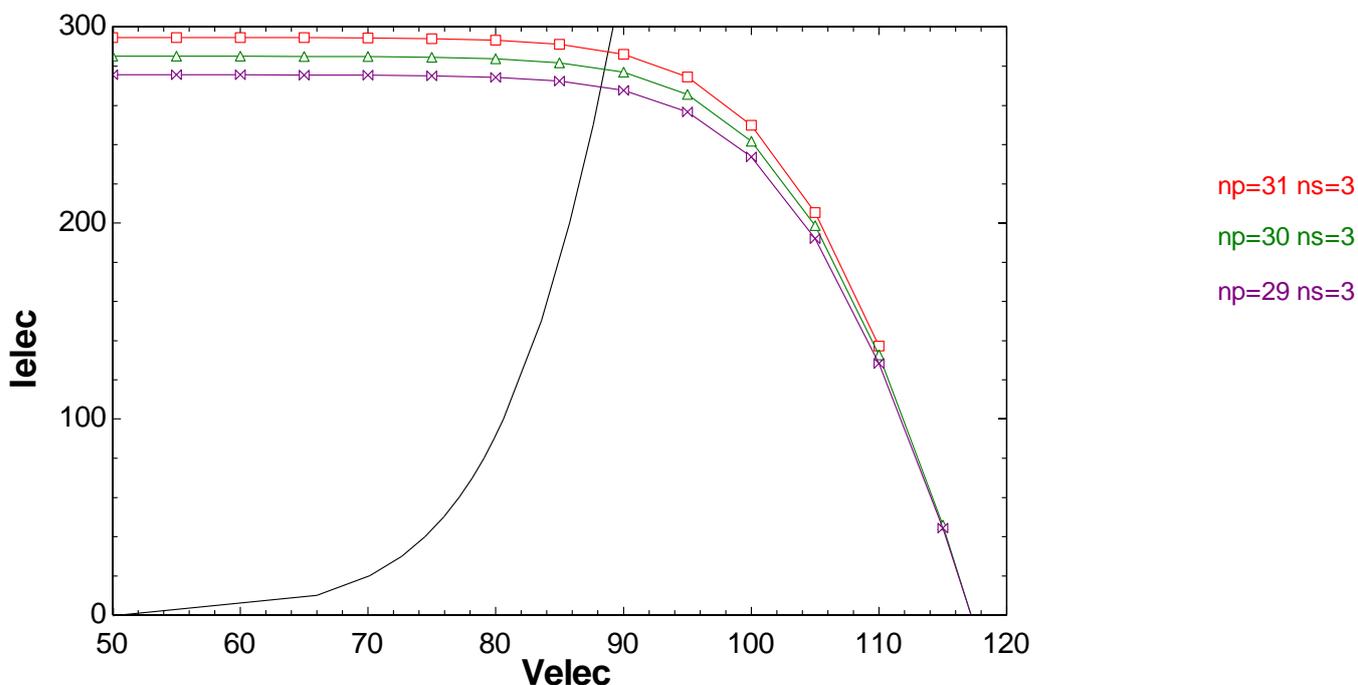


Ilustración 4-4 *Puntos de corte entre la curva del electrolizador y del módulo fotovoltaico en distintas condiciones*

En la tabla 4.9 se han recogido los datos de las tres combinaciones finales, incluyendo la potencia de corte y la potencia máxima que daría el sistema fotovoltaico:

| Nserie | Ipmp (A) | Vpmp (V) | Pmax (W) | Icorte (A) | Vcorte (V) | Pcorte (W) |
|--------|----------|----------|----------|------------|------------|------------|
| 3      | 277,8    | 93,9     | 26082    | 287,6      | 88,82      | 25546      |
| 3      | 268,8    | 93,9     | 25240    | 278,7      | 88,55      | 24674      |
| 3      | 259,8    | 93,9     | 24399    | 269,7      | 88,26      | 23802      |

*Tabla 4-9 Potencia máxima y potencia de corte para cada una de las combinaciones de módulos fotovoltaicos en acople directo*

Una vez calculadas analíticamente la potencia máxima del módulo fotovoltaico y la potencia de corte de ambos sistemas, se obtiene que la mejor combinación para dicho sistema es la correspondiente a 31 módulos en paralelo y 3 en serie. Será por tanto esta combinación la que se utilizará para el resto del trabajo.

#### 4.1.3.2 Acople indirecto

En el acople indirecto entra en juego el seguidor de máxima potencia, que actúa como intermediario entre el sistema fotovoltaico y el electrolizador, de tal manera que el sistema fotovoltaico trabajará a su máxima potencia y, tras una penalización en dicha potencia debido al rendimiento del seguimiento de máxima potencia, se pondrá en funcionamiento el electrolizador.

De esta forma, la ecuación que regirá el comportamiento de la instalación será:

$$P_{nominal} = P_{máx_{FV}} \cdot \eta_{MPPT} = V_{electrolizador} \cdot I_{electrolizador}$$

Suponiendo un rendimiento del seguidor de máxima potencia del 90%, se pasará, de la misma manera que se hizo en el apartado 4.1.3.2 para el acople directo, a obtener la mejor combinación de paneles serie-paralelo para el óptimo funcionamiento de la instalación. Una vez obtenida la mejor combinación serie-paralelo se obtendrá la potencia máxima a la que trabajarán los paneles fotovoltaicos y, por tanto, la intensidad y el voltaje de operación del electrolizador.

En la tabla 4.10 se presentan las combinaciones serie-paralelo que alcanzan una potencia nominal cercana a 25000 W:

| Nserie | Nparalelo | Ncaptadores | Pnominal (W) | Vcorte (V) | Icorte (A) |
|--------|-----------|-------------|--------------|------------|------------|
| 2      | 49        | 98          | 24736        | 88,57      | 279,3      |
| 2      | 50        | 100         | 25240        | 88,73      | 284,5      |
| 2      | 51        | 102         | 25745        | 88,88      | 289,7      |
| 3      | 33        | 99          | 24988        | 88,65      | 281,9      |
| 3      | 34        | 102         | 25745        | 88,88      | 289,7      |
| 3      | 35        | 105         | 26502        | 89,12      | 297,4      |
| 4      | 25        | 100         | 25240        | 88,73      | 284,5      |
| 4      | 26        | 104         | 26250        | 89,04      | 294,8      |
| 5      | 20        | 100         | 25240        | 88,73      | 284,5      |

Tabla 4-10 *Combinaciones serie-paralelo con potencia cercana a 25000 W en acople indirecto*

Una vez obtenidas las distintas combinaciones posibles que dan una potencia nominal de en torno a 25000 W, se elegirá aquella combinación que se quiera, ya que el único requisito necesario en dicho sistema es el de la potencia máxima que puede dar el sistema. De esta manera se cogerá, por ejemplo, aquel sistema compuesto por 4 paneles en serie y 25 paneles en paralelo.

Una vez que se ha decidido el número de paneles en serie y en paralelo que se usará en el sistema, se pasará a calcular el punto de corte entre la curva que define el comportamiento del electrolizador y la recta que define la ecuación de

la potencia nominal. En la ilustración 4.5 se representa el punto de corte entre la curva del electrolizador y la curva que representa aquellos puntos en los que la potencia nominal es de 25000 W:

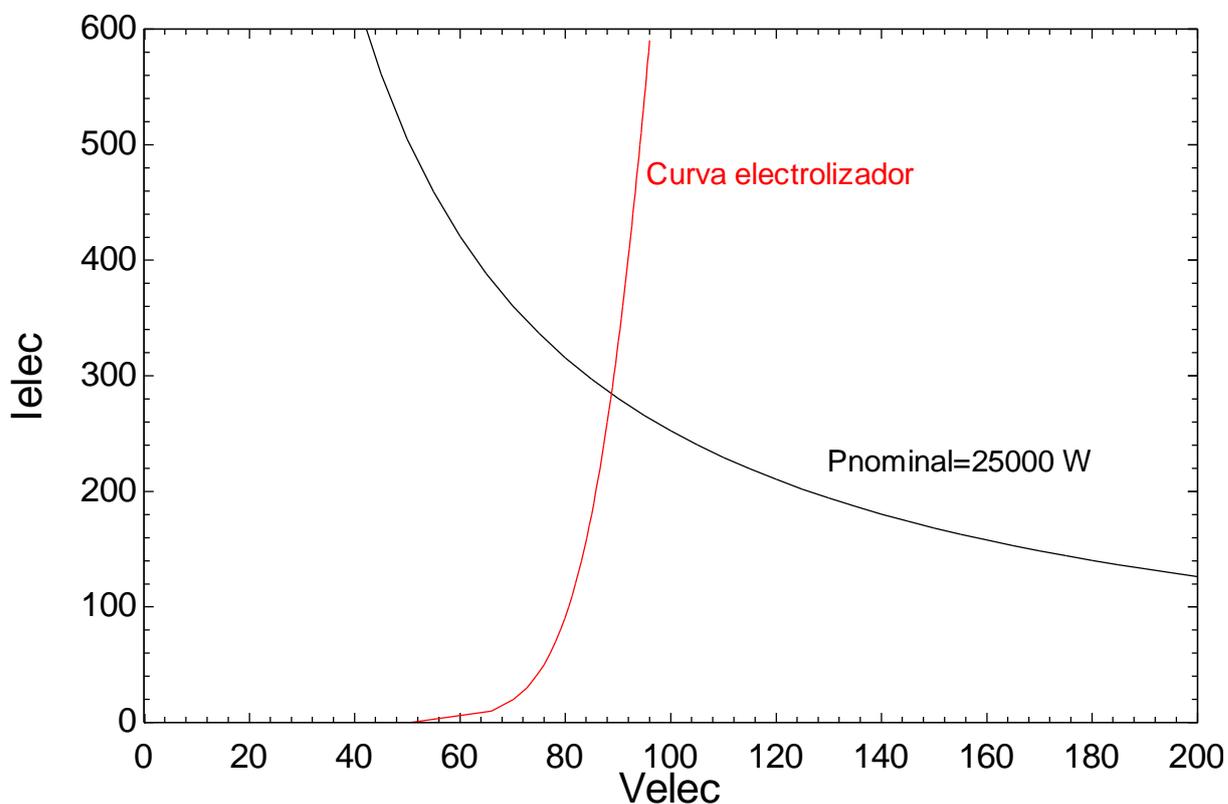


Ilustración 4-5 Punto de corte entre la curva del electrolizador y la potencia nominal

Teniendo como potencia nominal 25240 W (anteriormente penalizados por el rendimiento del seguidor de máxima potencia), el punto de corte de ambas curvas es:

$$V_{electrolizador} = 88,73 \text{ V}$$

$$I_{electrolizador} = 284,5 \text{ A}$$

## 4.2 Desarrollo del análisis y valores numéricos

La curva característica V-I del sistema fotovoltaico está definida por cuatro parámetros iniciales dados por el fabricante:  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{pmp}$ ,  $V_{pmp}$ .

Dichos parámetros varían según la irradiancia que se tenga en cada momento del día, por lo tanto, para cada nivel de irradiancia se tendrá una nueva curva característica y, a su vez, un nuevo punto de corte entre la curva del módulo fotovoltaico y del electrolizador que dará lugar a un nuevo punto de funcionamiento del sistema.

Dicho esto, el planteamiento en este capítulo será el de analizar la dependencia de la irradiancia en la producción de hidrógeno. Para ello, se calculará la producción de hidrógeno en un día tipo soleado y en un día tipo nublado.

En la ilustración 4.6 se muestra el nivel de radiación, medido sobre la superficie del módulo fotovoltaico, en un día soleado y en un día nublado. En dicha ilustración está representada la radiación en  $W/m^2$  en cada minuto del día. Se observa que la radiación en un día soleado, además de ser mayor, es más estable.

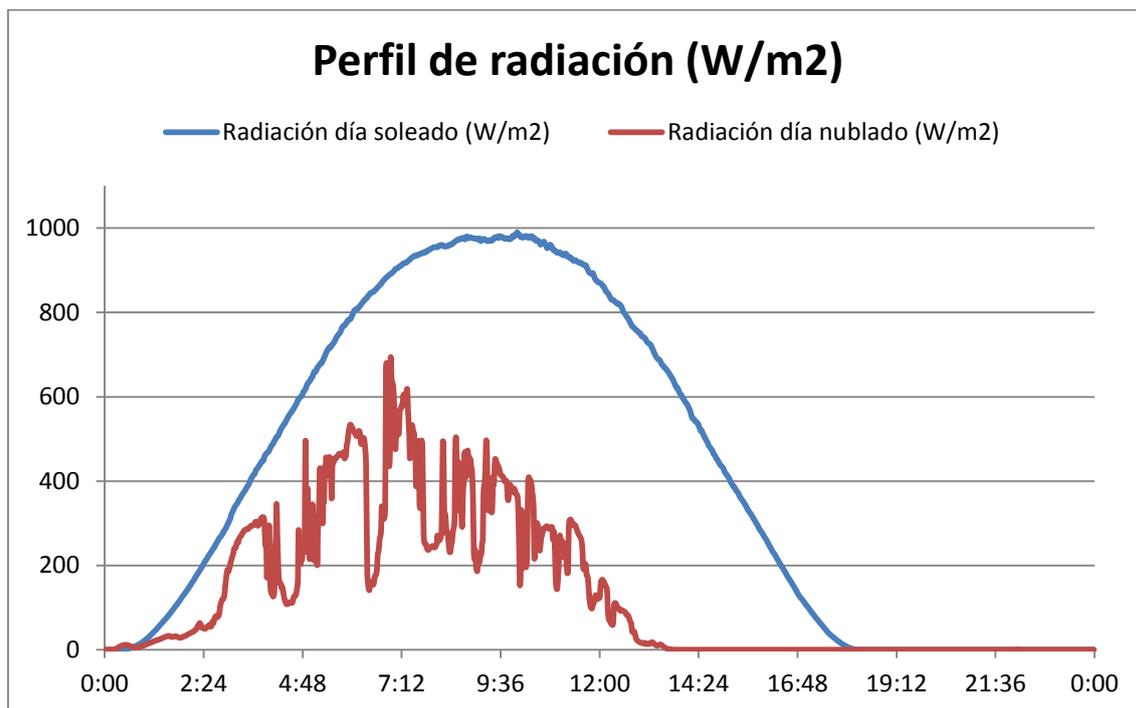


Ilustración 4-6 Perfil de radiación en  $W/m^2$  en un día soleado y en un día nublado

Además, también se estudiará la influencia que tienen los parámetros iniciales  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{pmp}$  y  $V_{pmp}$  en dicha producción de hidrógeno, calculando dicha producción con un aumento o disminución de dichos parámetros en un 10 %.

#### 4.2.1 Para acople Directo

Se tomarán como datos de partida los valores de irradiancia en cada minuto de un día soleado y de un día nublado. Para cada minuto cada valor de irradiancia hará que varíen los parámetros iniciales dados por el fabricante y, como consecuencia, también variarán los parámetros:  $I_o$ ,  $I_L$ ,  $R_s$  y  $\gamma$ .

Para cada valor de irradiancia se obtendrán unos valores intensidad y voltaje, y una vez obtenidos dichos valores se obtendrá para cada valor de intensidad

una producción de hidrógeno. En la ilustración 4.7 se ha representado la gráfica I-V en acople directo:

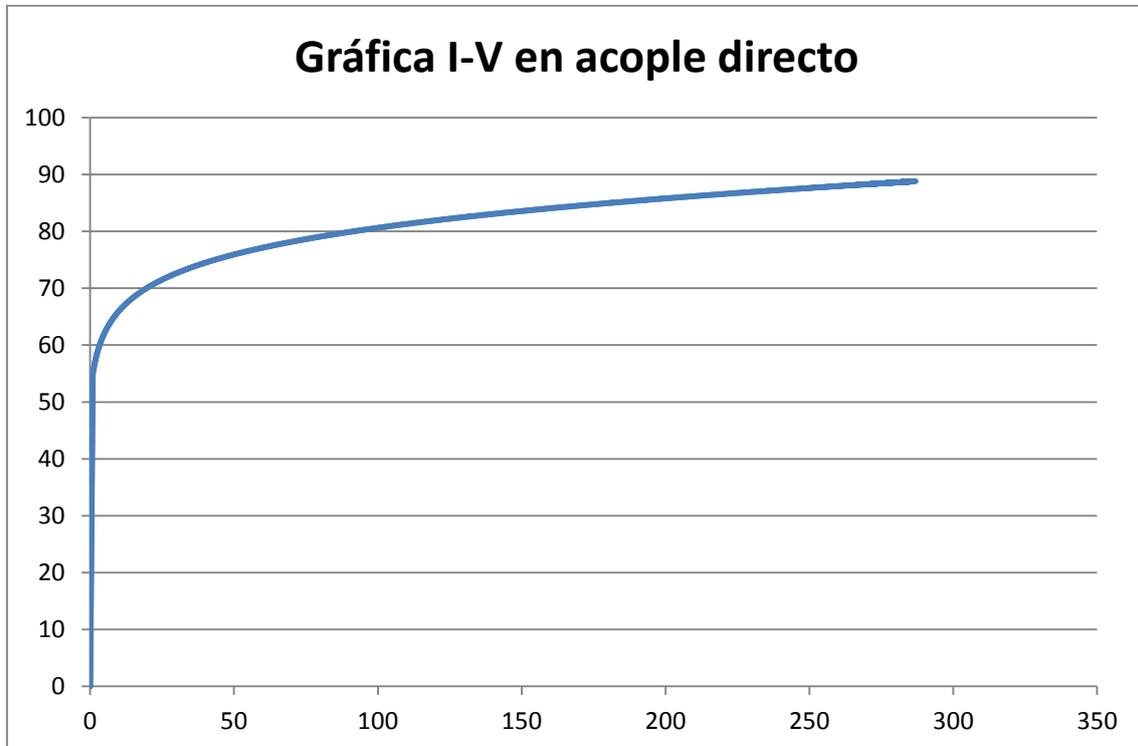
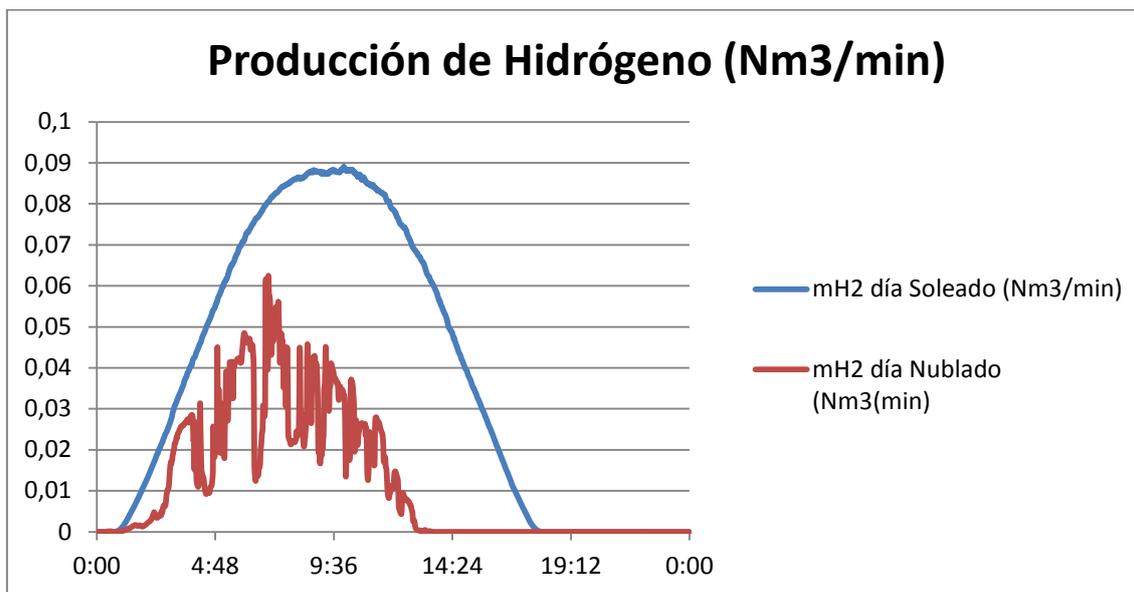


Ilustración 4-7 Gráfica I-V para el sistema en acople directo

Para cada minuto se obtendrá la cantidad de hidrógeno que se produce y, a su vez, se podrá calcular la cantidad de hidrógeno que se producirá en un día. En la ilustración 4.8 se representa la producción de hidrógeno en  $Nm^3$  para cada minuto del día, en un día soleado y en un día nublado, para las condiciones de operación base.



**Ilustración 4-8 Producción de hidrógeno en  $Nm^3/min$  para un día soleado y para un día nublado en acople directo en las condiciones de partida**

En la tabla 4.11 se recogen los datos de irradiancia y de producción de hidrógeno tanto para un día soleado como para un día nublado:

|                                     | <i>Día Soleado</i> | <i>Día Nublado</i> |
|-------------------------------------|--------------------|--------------------|
| <b><math>E (W/m^2)</math></b>       | 423,48             | 128,53             |
| <b><math>mH_2 (mol/día)</math></b>  | 2453,02            | 736,51             |
| <b><math>mH_2 (Nm^3/día)</math></b> | 54,95              | 16,5               |

**Tabla 4-11 Datos de irradiancia y producción de hidrógeno para un día soleado y un día nublado en un acople directo**

Se observa que en un día soleado se produce alrededor de 3,33 veces más cantidad de hidrógeno que en un día nublado, siendo la irradiancia en un día soleado alrededor de 3,3 veces la irradiancia en un día nublado. Por lo tanto se puede decir que la producción de hidrógeno es prácticamente directamente proporcional a la cantidad de irradiancia que incide en la superficie terrestre, y

que la diferencia entre un día soleado y un día nublado es, como se ha dicho anteriormente, de 3,33 veces más en relación a la producción de hidrógeno.

A continuación se pasará a analizar el efecto de los cuatro parámetros iniciales:  $I_o$ ,  $I_L$ ,  $R_S$  y  $\gamma$  en la producción de hidrógeno:

#### 4.2.1.1 Influencia de $R_S$

Para analizar la influencia del parámetro  $R_S$  en la producción de hidrógeno, se variará un  $\pm 10\%$  el valor de dicho parámetro para cada uno de los niveles de irradiancia en cada uno de los escenarios elegidos (día soleado y día nublado), obteniendo nuevos puntos de corte entre la nueva curva del sistema fotovoltaico y la curva del electrolizador.

La producción de hidrógeno tanto para el valor de  $R_S$  original como para los dos nuevos valores en un día soleado y un día nublado se muestra en las ilustraciones 4.6 y 4.7:

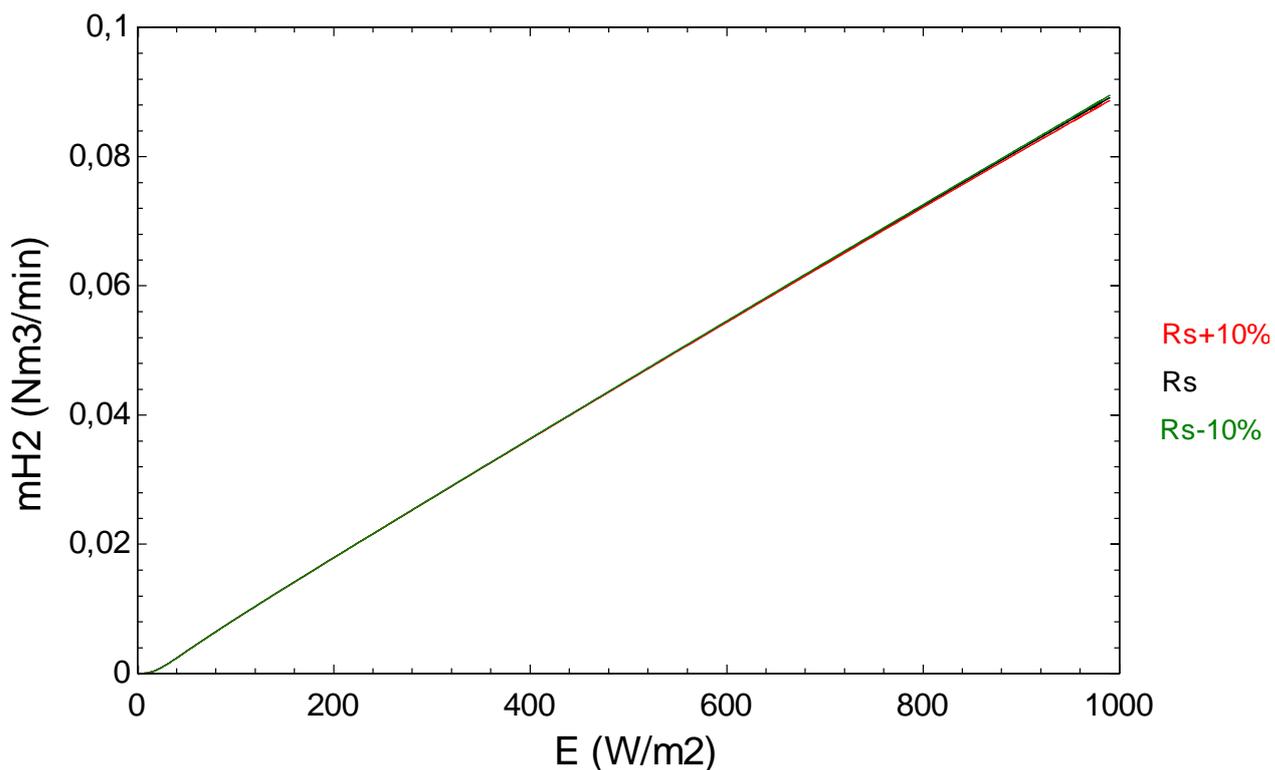


Ilustración 4-9 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para  $R_s$ ,  $R_s+10\%$  y  $R_s-10\%$  en un día Soleado

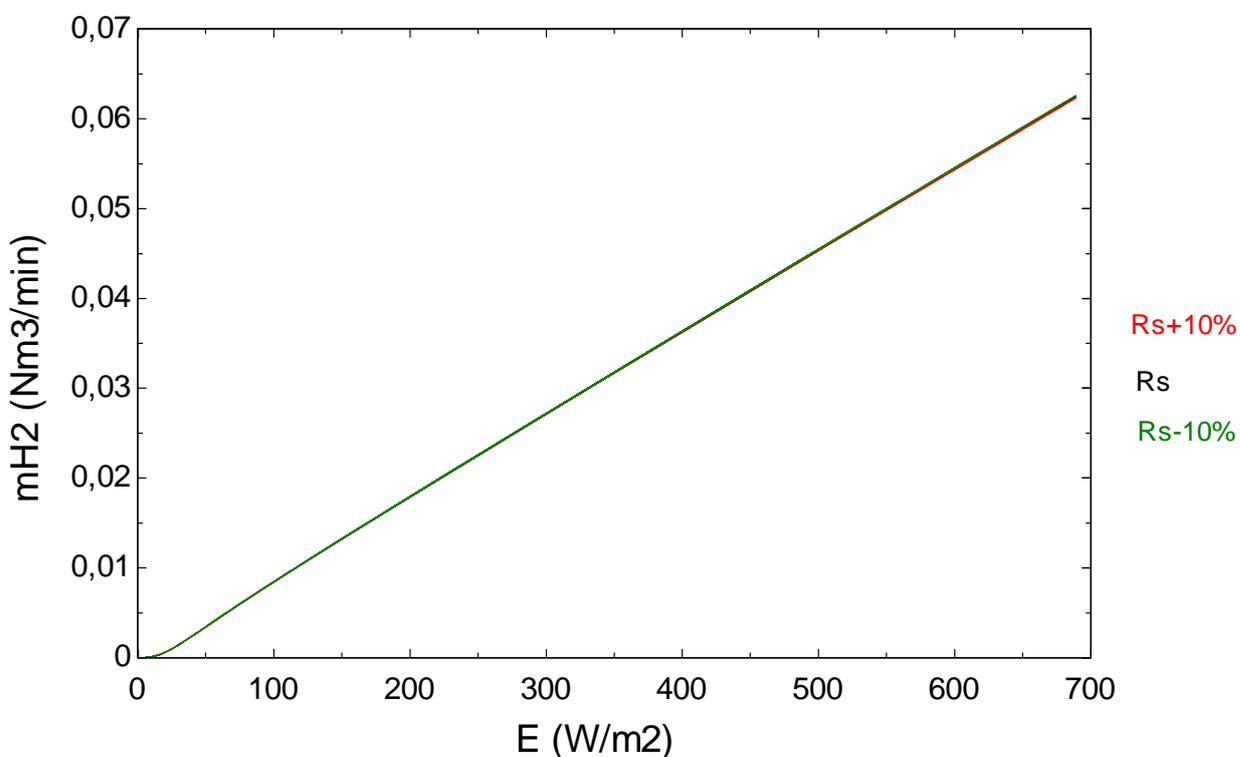


Ilustración 4-10 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para  $R_s$ ,  $R_s+10\%$  y  $R_s-10\%$  en un día Nublado

Ya que no se aprecia con mucha claridad debido a la poca variación de dichos valores, en la tabla 4.12 se detallan con más exactitud dichos valores:

|   | <i>Día Soleado</i> | <i>Día Nublado</i> |
|---|--------------------|--------------------|
| <b><math>mH_2</math> (<math>Nm^3</math>/día)</b>                          | 54,95              | 16,5               |
| <b><math>mH_2</math> (<math>Nm^3</math>/día) en <math>R_S+10\%</math></b> | 54,77              | 16,48              |
| <b><math>mH_2</math> (<math>Nm^3</math>/día) en <math>R_S-10\%</math></b> | 55,09              | 16,51              |
| <b><math>\Delta H_2 +10\%</math> (%)</b>                                  | -0,33              | -0,09              |
| <b><math>\Delta H_2 -10\%</math> (%)</b>                                  | 0,26               | 0,07               |

Tabla 4-12 *Datos de producción de hidrógeno para  $R_S$ ,  $R_S+10\%$  y  $R_S-10\%$*

Como se observa, la variación del parámetro  $R_S$  influye muy poco en la producción de hidrógeno en ambos escenarios, si bien para un día nublado la variación es aún más insignificante. Esto es debido a que como se observa en la ilustración 4.7, a bajos niveles de irradiancia la influencia del parámetro  $R_S$  es prácticamente nula, haciéndose un poco más influyente a medida que aumenta los valores de irradiancia. Por tanto, como los valores de irradiancia en un día nublado son menores que para un día soleado, la influencia del parámetro  $R_S$  en la producción de hidrógeno es menor.

Por otro lado, también se puede afirmar que aunque esta variación sea muy pequeña, la producción de hidrógeno aumenta a medida que el valor de  $R_S$  disminuye.

Para comprobar que, efectivamente, la influencia del parámetro  $R_S$  en la producción de hidrógeno es muy pequeña, se va a variar en lugar de un 10 % un 20 %. En las ilustraciones 4.8 y 4.9 están representadas la producción de hidrógeno para cada nivel de irradiancia en un día soleado y un día nublado:

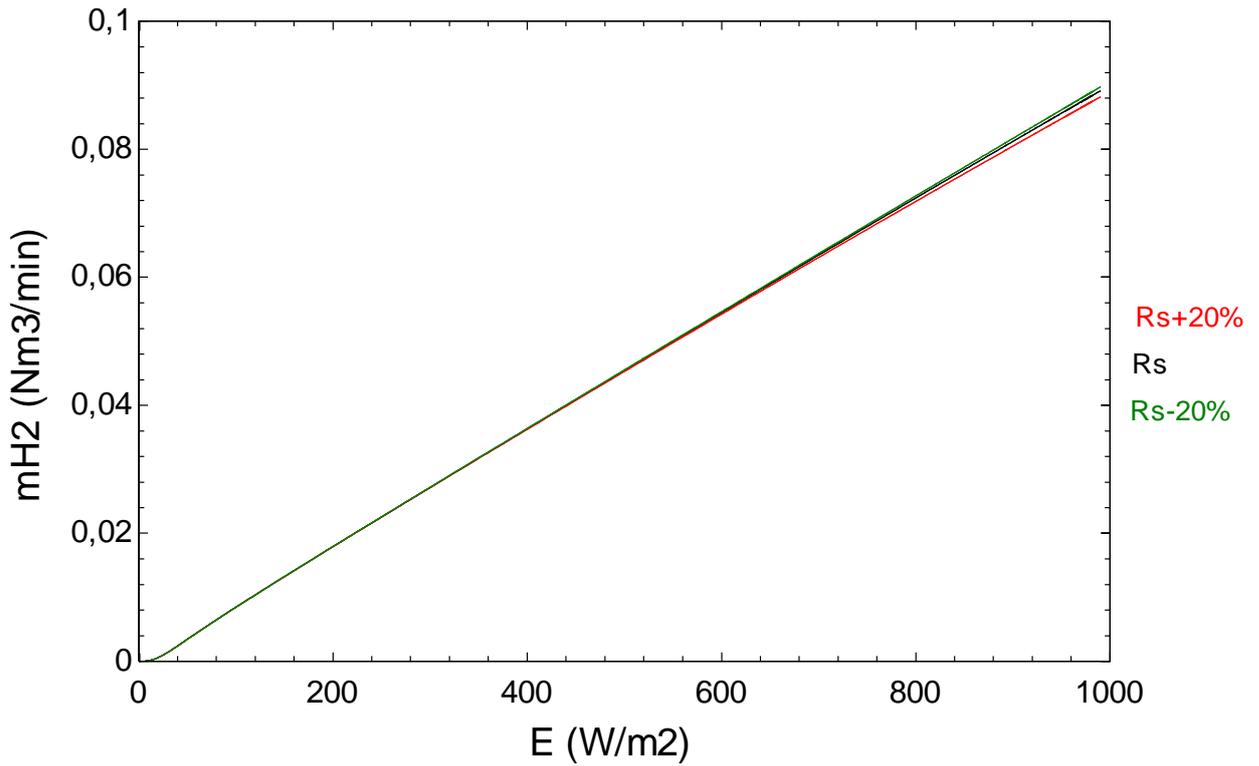


Ilustración 4-11 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para valores de  $R_s$ ,  $R_s+20\%$  y  $R_s-20\%$  en un día Soleado

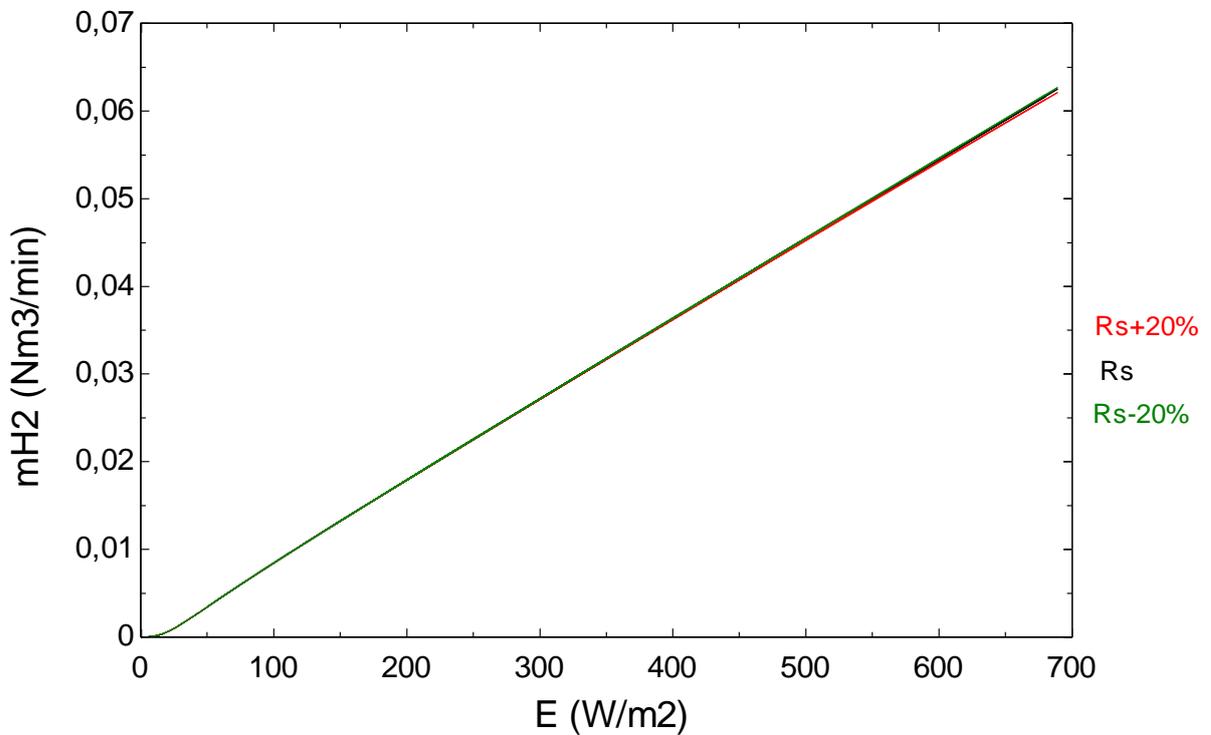


Ilustración 4-12 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para valores de  $R_s$ ,  $R_s+20\%$  y  $R_s-20\%$  en un día Nublado

En la tabla 4.13 se muestran los valores de producción de hidrógeno para valores de  $R_S$ ,  $R_S+20\%$  y  $R_S-20\%$  para un día soleado y nublado con exactitud

|   | <i>Día Soleado</i> | <i>Día Nublado</i> |
|---|--------------------|--------------------|
| <b><math>mH_2</math> (mol/día)</b>                          | 54,95              | 16,5               |
| <b><math>mH_2</math> (mol/día) en <math>R_S+20\%</math></b> | 54,54              | 16,46              |
| <b><math>mH_2</math> (mol/día) en <math>R_S-20\%</math></b> | 55,2               | 16,52              |
| <b><math>\Delta H_2 +20\%</math> (%)</b>                    | -0,74              | -0,21              |
| <b><math>\Delta H_2 -20\%</math> (%)</b>                    | 0,46               | 0,12               |

Tabla 4-13 *Datos de producción de hidrógeno para  $R_S$ ,  $R_S+20\%$  y  $R_S-20\%$*

Tal y como se esperaba, la influencia de  $R_S$  en la producción de hidrógeno sigue siendo muy baja, siendo menor a medida que se aumenta el valor de  $R_S$ . Se observa que dicha influencia tiene una tendencia lineal, ya que con un aumento del 20 % en el valor de  $R_S$  ha supuesto la mitad en la producción de hidrógeno que con un aumento del 10 %.

#### 4.2.1.2 Influencia de $I_0$

Para analizar la influencia del parámetro  $I_0$  en la producción de hidrógeno, se variará, como se ha realizado en el apartado 4.2.1.1, un  $\pm 10\%$  el valor de dicho parámetro para cada uno de los niveles de irradiancia en cada uno de los escenarios elegidos (día soleado y día nublado). La producción de hidrógeno tanto para el valor de  $I_0$  original como para los dos nuevos valores en un día soleado y un día nublado se muestra en las ilustraciones 4.10 y 4.11

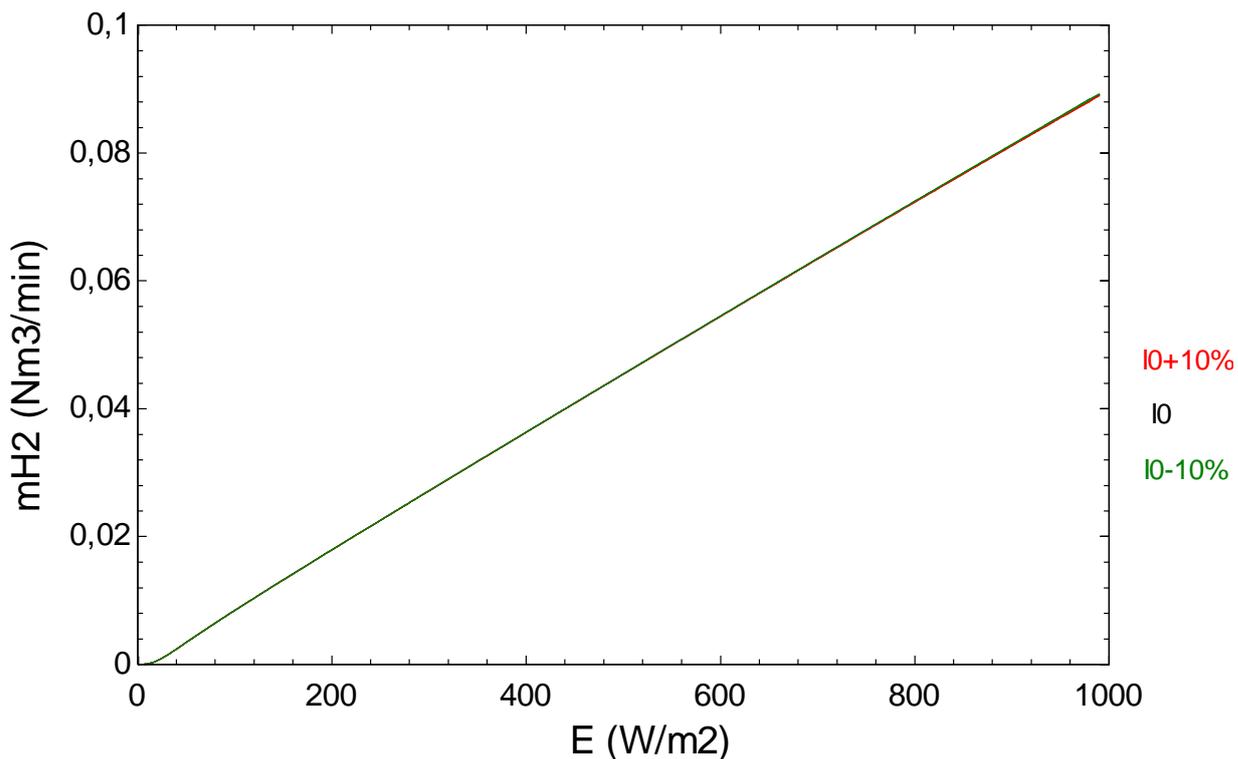


Ilustración 4-13 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para  $I_0$ ,  $I_0+10\%$  y  $I_0-10\%$  en un día Soleado

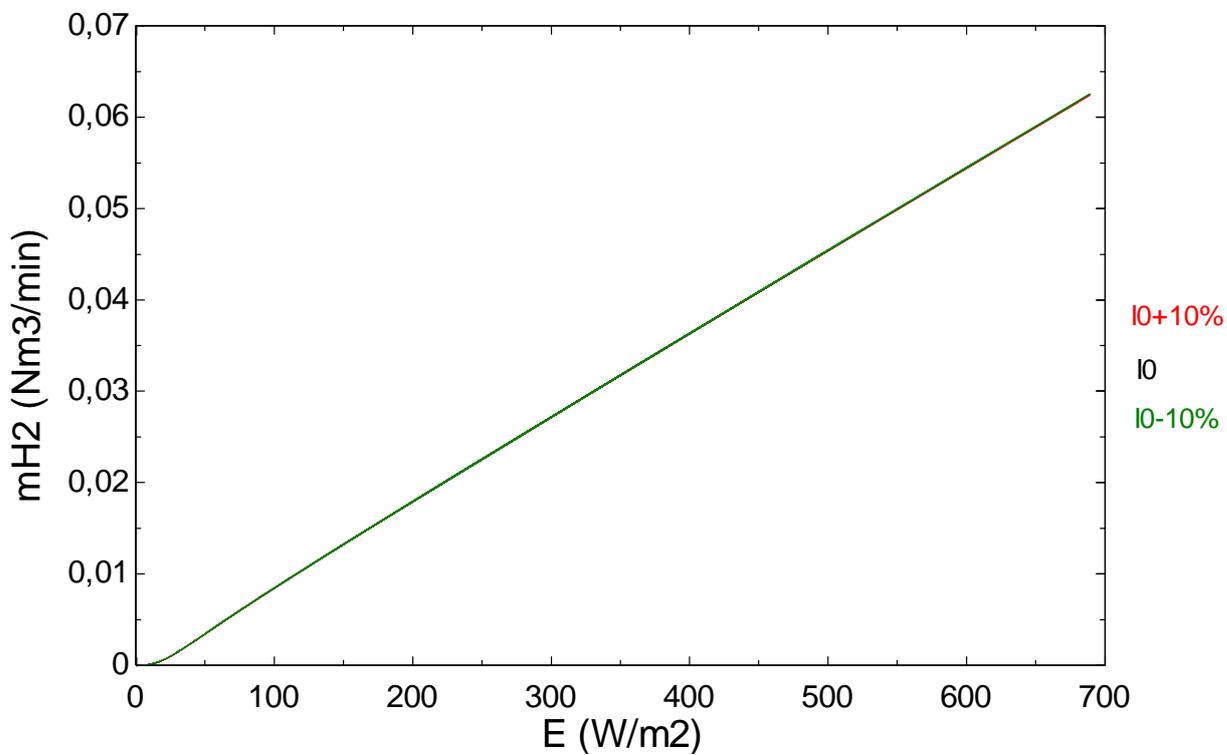


Ilustración 4-14 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para  $I_0$ ,  $I_0+10\%$  y  $I_0-10\%$  en un día Nublado

Al igual que como pasó en el análisis de la influencia del parámetro  $R_s$ , la variación es tan pequeña que no se aprecian bien los valores, por lo tanto se usará la tabla 4.14 como ayuda para la interpretación de los resultados de las gráficas anteriores:

|  | <i>Día Soleado</i> | <i>Día Nublado</i> |
|--|--------------------|--------------------|
| <b><math>mH_2</math> (mol/día)</b>                         | 54,95              | 16,5               |
| <b><math>mH_2</math> (mol/día) en <math>Io+10\%</math></b> | 54,89              | 16,49              |
| <b><math>mH_2</math> (mol/día) en <math>Io-10\%</math></b> | 55,01              | 16,5               |
| <b><math>\Delta H_2+10\%</math> (%)</b>                    | -0,1               | -0,03              |
| <b><math>\Delta H_2-10\%</math> (%)</b>                    | 0,11               | 0,03               |

Tabla 4-14 *Datos de producción de hidrógeno para para  $Io$ ,  $Io+10\%$  y  $Io-10\%$*

Como se observa, la variación del parámetro  $Io$ , al igual que como ocurría para  $R_s$ , influye muy poco en la producción de hidrógeno en ambos escenarios y, al igual que ocurría en el apartado anterior, para un día nublado esta variación es aún menor debido a los motivos explicados anteriormente.

Por otro lado, también se puede afirmar que aunque esta variación sea muy pequeña, la producción de hidrógeno aumenta a medida que el valor de  $R_s$  disminuye.

#### 4.2.1.3 Influencia de $I_L$

Para analizar la influencia del parámetro  $I_L$  en la producción de hidrógeno, se actuará como en los apartados 4.2.1.1 y 4.2.1.2. La producción de hidrógeno tanto para el valor de  $I_L$  original como para los dos nuevos valores en un día soleado y un día nublado se muestra en las ilustraciones 4.12 y 4.13:

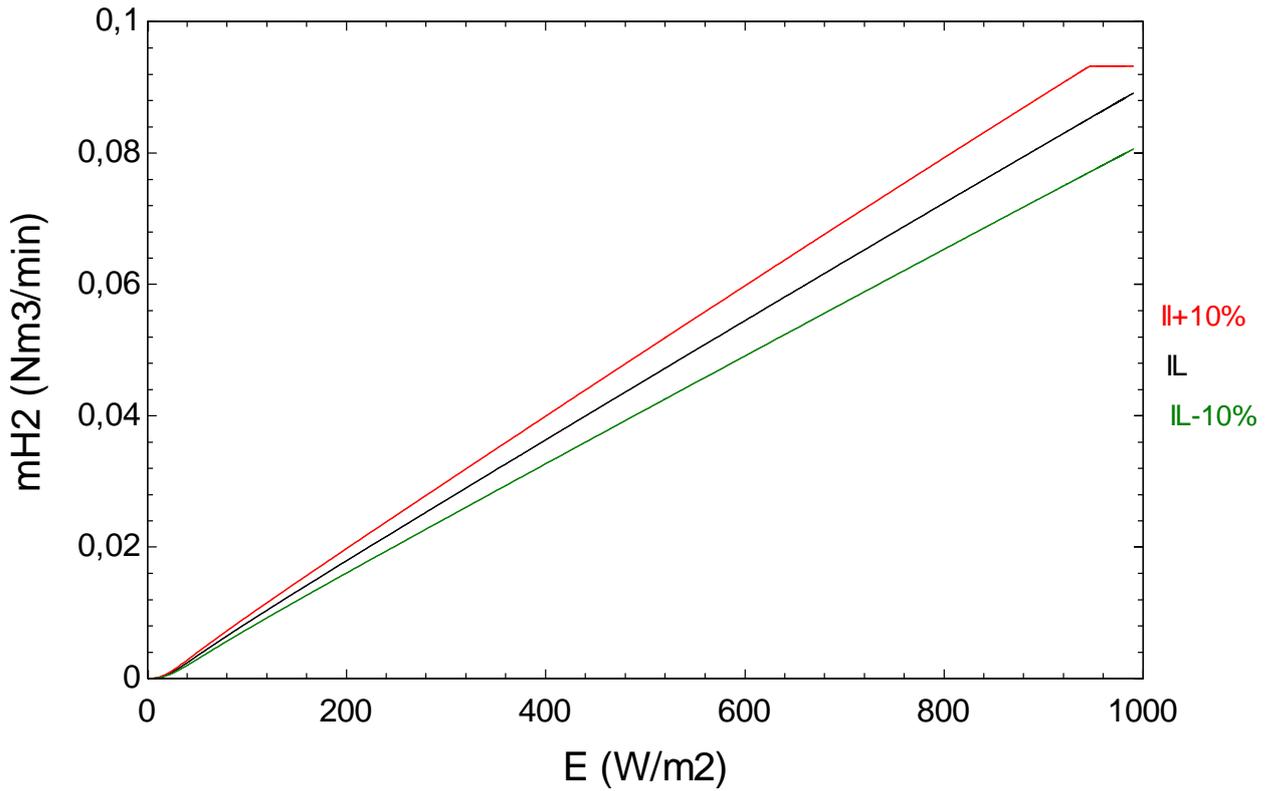


Ilustración 4-15 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para IL, IL+10% y IL-10% en un día Soleado

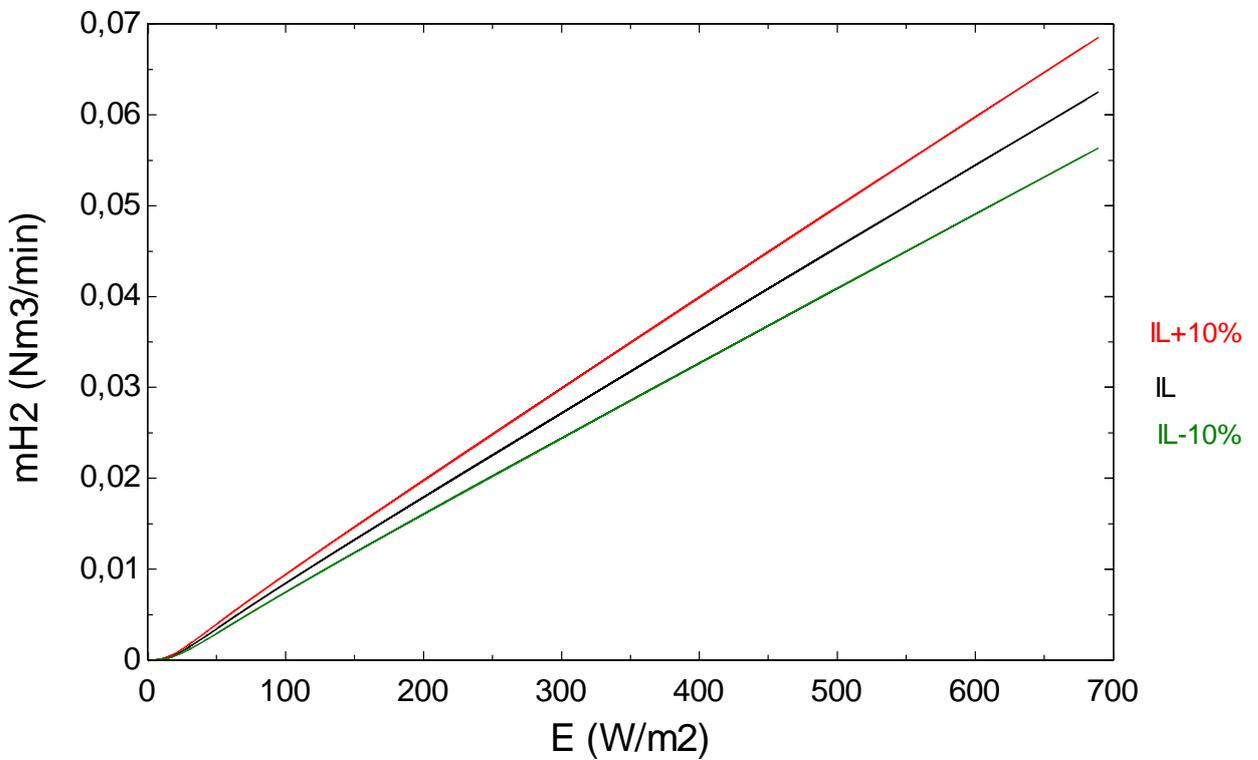


Ilustración 4-16 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para IL, IL+10% y IL-10% en un día Nublado

Analizando las ilustraciones 4.12 y 4.13 se observa que el parámetro inicial  $I_L$  tiene una mayor influencia en la producción de hidrógeno que los otros dos parámetros anteriores, siendo mayor la influencia a medida que los valores de irradiancia aumentan. Además, se observa que la producción de hidrógeno es mayor a medida que el valor de  $I_L$  aumenta. Recogiendo estos datos más detallados se muestra la tabla 4.15:

|  | <i>Día Soleado</i> | <i>Día Nublado</i> |
|--|--------------------|--------------------|
| <b><math>mH_2</math> (mol/día)</b>           | 54,95              | 16,5               |
| <b><math>mH_2</math> (mol/día) en IL+10%</b> | 59,79              | 18,18              |
| <b><math>mH_2</math> (mol/día) en IL-10%</b> | 49,58              | 14,8               |
| <b><math>\Delta H_2+10\%</math> (%)</b>      | 8,81               | 10,2               |
| <b><math>\Delta H_2 -10\%</math> (%)</b>     | -9,76              | -10,26             |

Tabla 4-15 Datos de producción de hidrógeno para IL, IL+10% y IL-10%

#### 4.2.1.4 Influencia de $\gamma$

Para analizar la influencia del parámetro  $\gamma$  en la producción de hidrógeno, se actuará como en los apartados anteriores. La producción de hidrógeno tanto para el valor de  $\gamma$  original como para los dos nuevos valores en un día soleado y un día nublado se muestra en las ilustraciones 4.14 y 4.15:

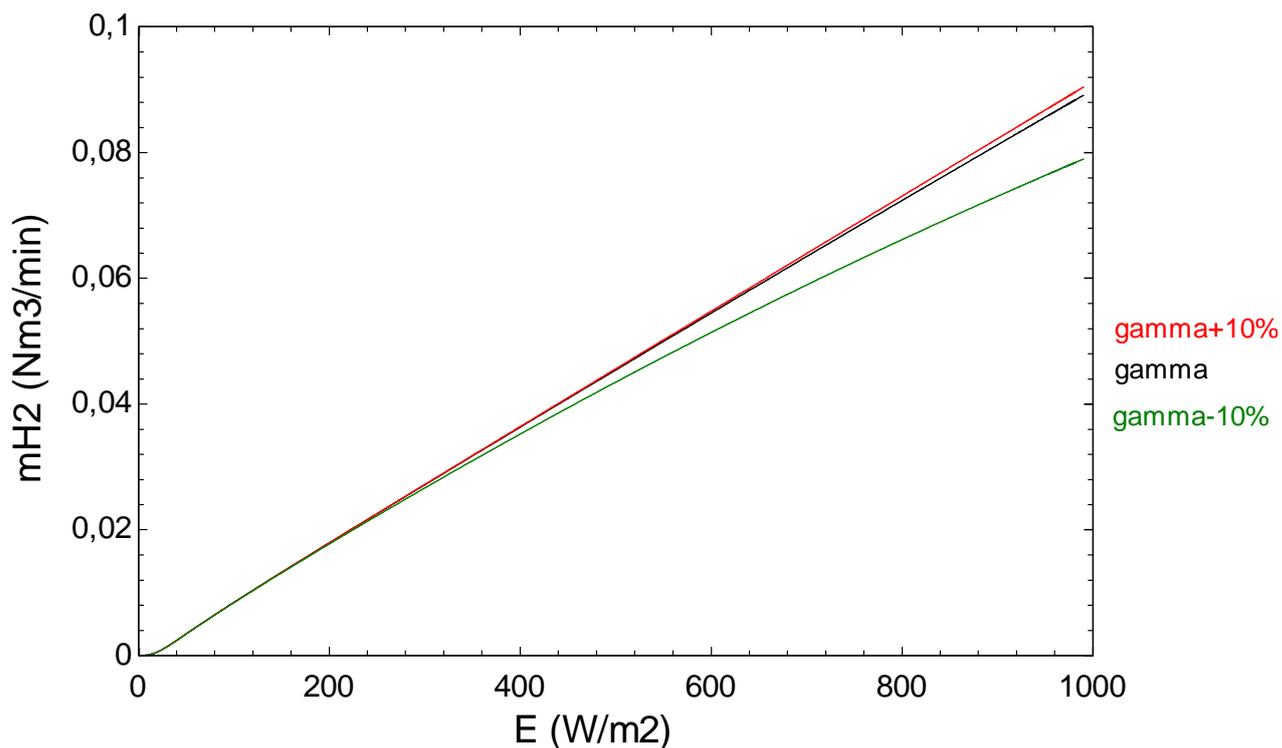


Ilustración 4-17 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para  $\gamma$ ,  $\gamma+10\%$  y  $\gamma-10\%$  en un día Soleado

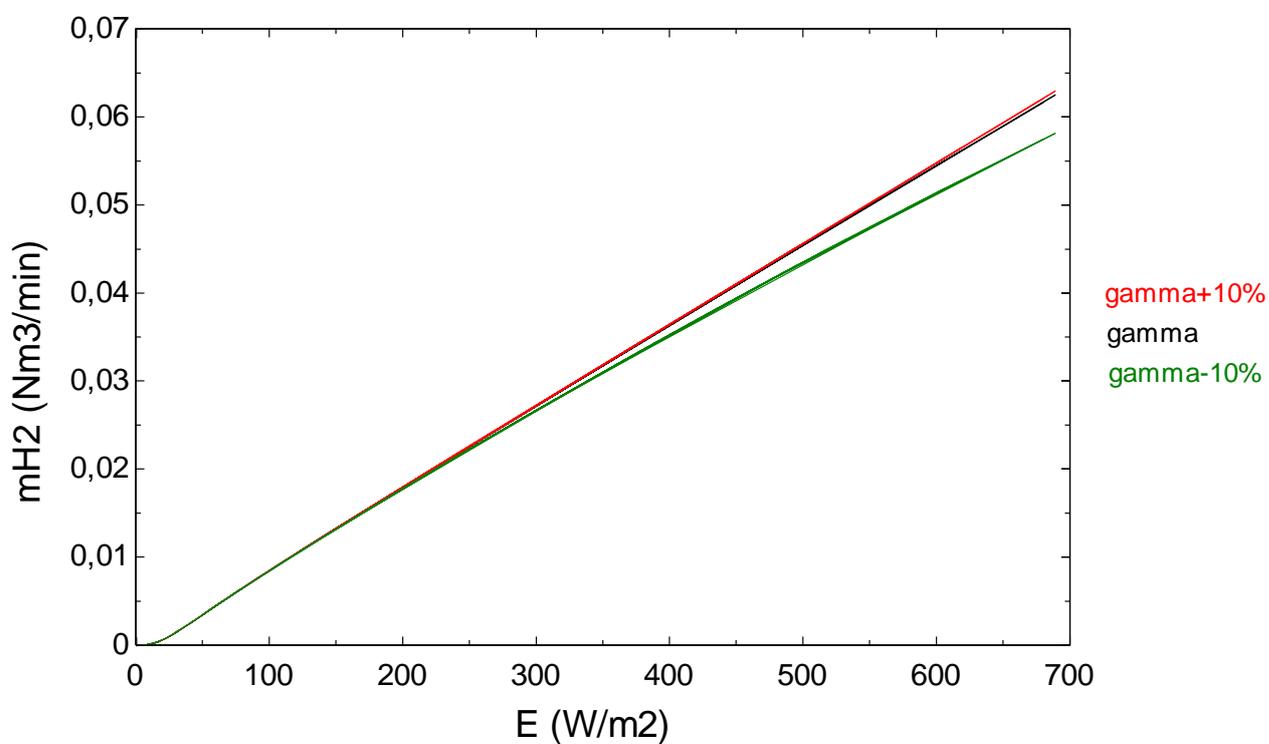


Ilustración 4-18 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para  $\gamma$ ,  $\gamma+10\%$  y  $\gamma-10\%$  en un día Nublado

Tanto en la ilustración 4.14 como en la 4.15 se observa que para valores bajos de irradiancia la influencia del parámetro  $\gamma$  en la producción de hidrógeno es muy pequeña, si bien dicha influencia va aumentando a medida que los valores de irradiancia van aumentando. Por otro lado, también se puede observar mirando las gráficas que la producción de hidrógeno aumenta cuando aumenta el parámetro inicial  $\gamma$ , y que dicho parámetro influye más cuando es un 10% menos del valor que cuando es un 10 % más. En la tabla 4.16 se muestran dichos valores con más exactitud:

|  | <i>Día Soleado</i> | <i>Día Nublado</i> |
|--|--------------------|--------------------|
| <b><math>mH_2</math> (mol/día)</b>                             | 54,95              | 16,5               |
| <b><math>mH_2</math> (mol/día) en <math>\gamma+10\%</math></b> | 55,48              | 16,54              |
| <b><math>mH_2</math> (mol/día) en <math>\gamma-10\%</math></b> | 50,38              | 16,06              |
| <b><math>\Delta H_2+10\%</math> (%)</b>                        | 0,98               | 0,25               |
| <b><math>\Delta H_2-10\%</math> (%)</b>                        | -8,31              | -2,68              |

Tabla 4-16 *Datos de producción de hidrógeno para  $\gamma$ ,  $\gamma+10\%$  y  $\gamma-10\%$*

Como se observa en la tabla 4.16 y se ha dicho anteriormente, la producción de hidrógeno aumenta cuando lo hace el parámetro  $\gamma$ , si bien dicho parámetro tiene más influencia para los días soleados que para los días nublados. Esto es debido a que, como se explicó para los parámetros  $R_s$  e  $I_0$ , el parámetro  $\gamma$  es más influyente a niveles altos de irradiancia, así que tendrá más influencia en días soleados que en días nublados.

Para ver dicha influencia con mayor claridad, se va a exponer dicha producción de hidrógeno a un aumento y a una disminución del 20 % del parámetro  $\gamma$ . En las ilustraciones 4.16 y 4.17 se muestra la variación de dicho parámetro para un día soleado y un día nublado:

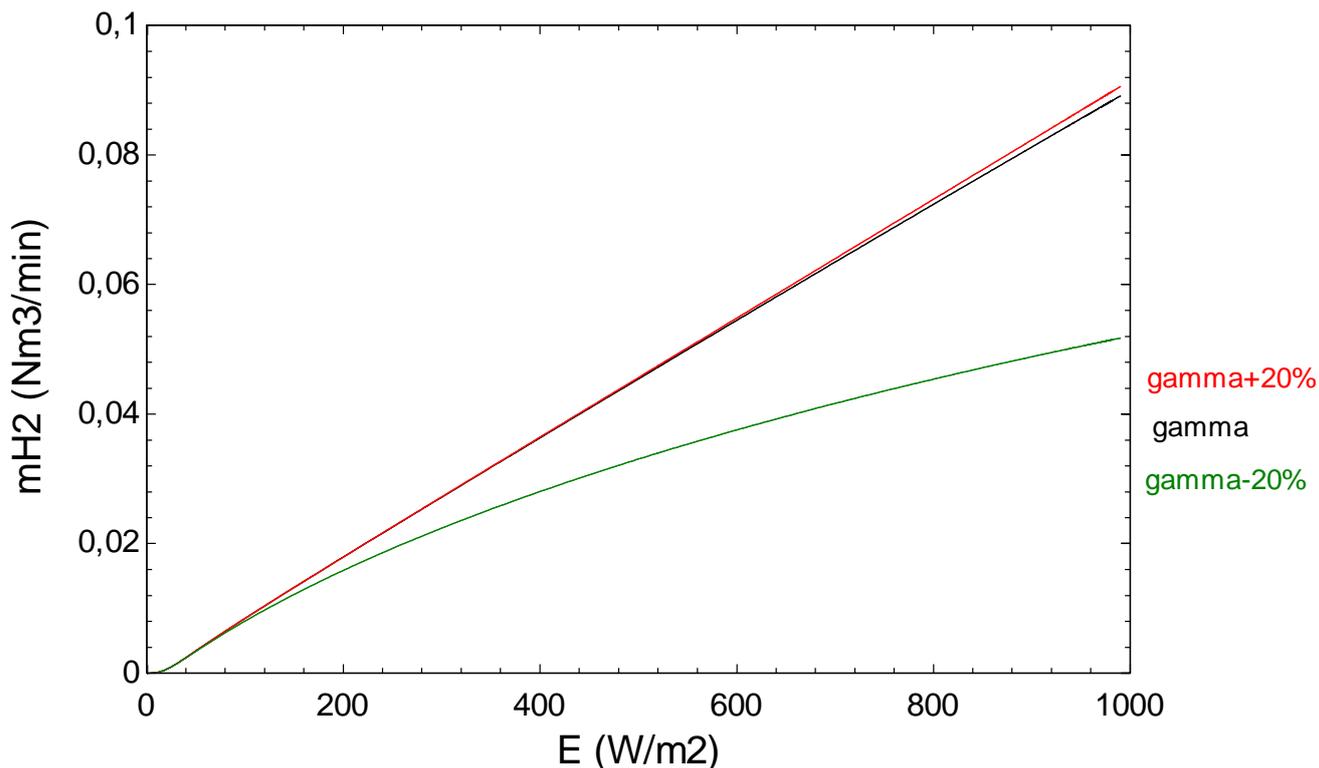


Ilustración 4-19 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para  $\gamma$ ,  $\gamma+20\%$  y  $\gamma-20\%$  en un día Soleado

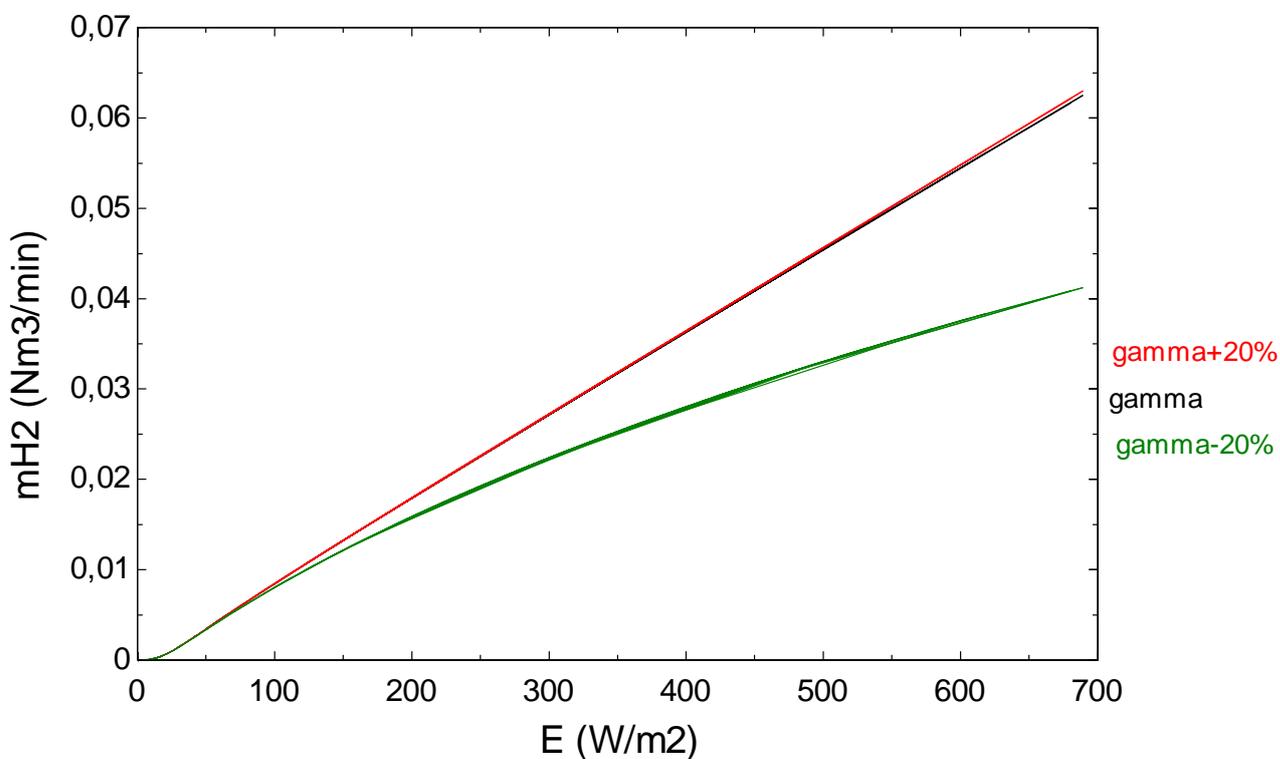


Ilustración 4-20 Representación de la producción de hidrógeno frente a la irradiancia para  $\gamma$ ,  $\gamma+20\%$  y  $\gamma-20\%$  en un día Nublado

En la tabla 4.17 se recogen con más detalle los valores de producción de hidrógeno para dichos valores de  $\gamma$ :

|  | <i>Día Soleado</i> | <i>Día Nublado</i> |
|--|--------------------|--------------------|
| <b><math>mH_2</math> (mol/día)</b>                             | 54,95              | 16,5               |
| <b><math>mH_2</math> (mol/día) en <math>\gamma+20\%</math></b> | 55,55              | 16,54              |
| <b><math>mH_2</math> (mol/día) en <math>\gamma-20\%</math></b> | 35,49              | 13,19              |
| <b><math>\Delta H_2+20\%</math> (%)</b>                        | 1,09               | 0,28               |
| <b><math>\Delta H_2-20\%</math> (%)</b>                        | -35,41             | -20,02             |

Tabla 4-17 Datos de producción de hidrógeno para  $\gamma$ ,  $\gamma+20\%$  y  $\gamma-20\%$

Comparando con los resultados obtenidos anteriormente, se observa que si bien al aumentar el valor de  $\gamma$  apenas hay variación de la producción de hidrógeno, para disminuciones de dicho valor, la disminución en la producción de hidrógeno es prácticamente exponencial. Por lo tanto, para pequeñas disminuciones del valor de  $\gamma$  la disminución en la producción de hidrógeno es muy grande, siendo mayor cuanto mayor sea el valor de la irradiancia.

#### 4.2.2 Para acople Indirecto

Al igual que se ha hecho para el acople directo, se tomarán como datos de partida los valores de irradiancia en cada minuto de un día soleado y de un día nublado.

Para el acople indirecto, cada valor de irradiancia hará que varíe la intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) y la tensión y la intensidad en el punto de máxima potencia ( $V_{pmp}$  e  $I_{pmp}$  respectivamente). Al variar estos valores, cambiará la tensión y la intensidad máxima que produce la célula fotovoltaica y, de esta manera, variará la potencia máxima que dará dicha célula:

$$V_{m\acute{a}x} = V_{pmp} \cdot N_{serie}$$

$$I_{m\acute{a}x} = I_{pmp} \cdot N_{paralelo}$$

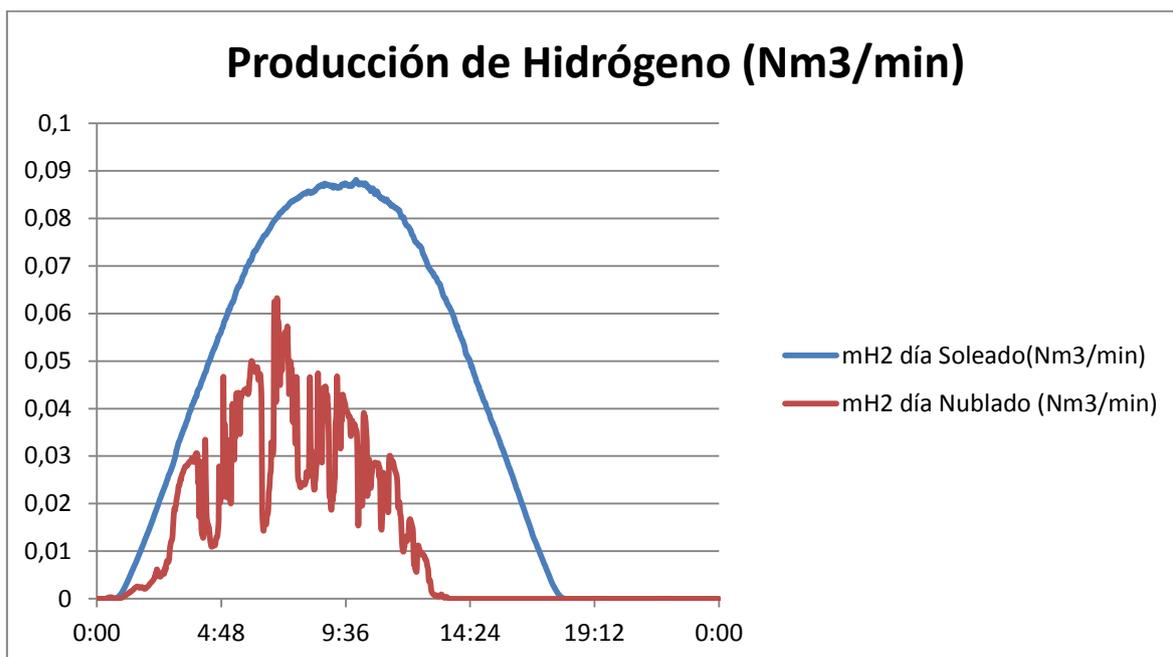
$$P_{m\acute{a}x_{FV}} = V_{m\acute{a}x} \cdot I_{m\acute{a}x}$$

Una vez que ha variado la potencia máxima alcanzada por la célula y teniendo en cuenta la penalización debida al rendimiento del seguidor de máxima potencia, cambiará el punto de funcionamiento del electrolizador, tal y como se muestra en la siguiente ecuación y tal y como se explicó en el apartado 4.1.3.2:

$$P_{nominal} = P_{m\acute{a}x_{FV}} \cdot \eta_{MPPT} = V_{electrolizador} \cdot I_{electrolizador}$$

Cada uno de los puntos de funcionamiento del electrolizador dará una intensidad de corte, que servirá para calcular la producción de hidrógeno.

En la ilustración 4.21 se representa la producción de hidrógeno para cada minuto del día en un día soleado y en un día nublado en las condiciones de partida. Se observa que en un día nublado la producción de hidrógeno es menor y más irregular.



**Ilustración 4-21** Producción de hidrógeno en  $Nm^3/min$  para un día soleado y para un día nublado en acople directo en las condiciones de partida

En la tabla 4.18 se muestran los valores medios de irradiancia para un día soleado y para un día nublado y los valores de la producción de hidrógeno para ambos escenarios:

|                                     | <i>Día Soleado</i> | <i>Día Nublado</i> |
|-------------------------------------|--------------------|--------------------|
| <b><math>E (W/m^2)</math></b>       | 423,48             | 128,53             |
| <b><math>mH_2 (mol/día)</math></b>  | 2482,86            | 793,71             |
| <b><math>mH_2 (Nm^3/día)</math></b> | 55,62              | 17,78              |

**Tabla 4-18** Datos de irradiancia y producción de hidrógeno para un día soleado y un día nublado en un acople indirecto

Tal y como se ha explicado anteriormente, la variación de la irradiancia afecta al punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico y esto hace que afecte al punto de funcionamiento del electrolizador y, por tanto, a la producción de hidrógeno. Sin embargo, para calcular el punto de funcionamiento del electrolizador solo se tiene en cuenta el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico, sin que influya la curva de funcionamiento del módulo y, por tanto,

sin que influya en dicha producción de hidrógeno los parámetros iniciales del cálculo de la curva característica  $R_s, I_0, I_L$  y  $\gamma$ .

De esta manera no será posible el análisis de los parámetros iniciales en la producción de hidrógeno para el acople indirecto.

#### 4.2.3 Comparación del acople directo y del acople indirecto

A continuación se compararán los resultados obtenidos en el acople directo y en el acople indirecto, intentando sacar como conclusión cuál es el mejor acople en relación a la cantidad de hidrógeno que se produce.

La tabla 4.19 servirá de comparación entre los datos obtenidos para ambos acoples:

|  | Acople Directo     |                    | Acople Indirecto   |                    |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
|  | <i>Día Soleado</i> | <i>Día Nublado</i> | <i>Día Soleado</i> | <i>Día Nublado</i> |
| <b>E (W/m<sup>2</sup>)</b>                 | 423,48             | 128,53             | 423,48             | 128,53             |
| <b>mH<sub>2</sub> (mol/día)</b>            | 2453,02            | 736,51             | 2482,86            | 793,71             |
| <b>mH<sub>2</sub> (Nm<sup>3</sup>/día)</b> | 54,95              | 16,5               | 55,62              | 17,78              |

Tabla 4-19 *Datos de irradiancia y producción de hidrógeno para un día soleado y un día nublado en un acople directo y en un acople indirecto*

Se observa que con un rendimiento del seguidor de máxima potencia de un 90 %, el acople indirecto tiene mayor rendimiento que el acople directo, siendo esta mejora en la producción de hidrógeno de un 1,22 % en un día soleado y de un 7,76 % en un día nublado.

Para terminar con la comparativa de ambos acoples, se buscará ahora el valor límite en el rendimiento del seguidor de máxima potencia a partir del cual el acople directo se hace más rentable que el acople indirecto.

Partiendo de las ecuaciones usadas anteriormente:

$$P_{nominal} = P_{m\acute{a}x_{FV}} \cdot \eta_{MPPT} = V_{electrolizador} \cdot I_{electrolizador}$$

$$\dot{m}_{H_2} = \eta_F \cdot \frac{n_c \cdot I_{electrolizador}}{z \cdot F}$$

El rendimiento del seguidor de máxima potencia se definiría como sigue:

$$\eta_{MPPT} = \frac{V_{electrolizador} \cdot I_{electrolizador}}{P_{m\acute{a}x_{FV}}} = \frac{V_{electrolizador} \cdot \dot{m}_{H_2} \cdot z \cdot F}{\eta_F \cdot n_c \cdot P_{m\acute{a}x_{FV}}}$$

Siendo  $A = \frac{z \cdot F}{\eta_F \cdot n_c} = cte$ , la ecuación quedaría:

$$\eta_{MPPT} = A \cdot \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot V_{electrolizador}}{P_{m\acute{a}x_{FV}}}$$

Finalmente se obtiene que para un rendimiento del seguidor de máxima potencia de 88,83 % la producción de hidrógeno para un día soleado es de 54,9497 Nm<sup>3</sup>/día, siendo éste el valor del rendimiento a partir del cual el acople directo es más eficiente que el acople indirecto.

Para un día nublado, el valor del rendimiento del seguidor de máxima potencia que hace que el acople directo sea más eficiente que el acople indirecto es de 83,45 %, dando una producción de hidrógeno de 16,549 Nm<sup>3</sup>/día.

## 5 CONCLUSIONES

- En primer lugar, la influencia de los parámetros iniciales  $R_S$ ,  $I_0$ ,  $I_L$  y  $\gamma$  es la siguiente:
  - El parámetro  $R_S$  tiene en cuenta el efecto de la resistencia en serie que presentan las conexiones, como el colector y la superficie. Tal y como se muestra en la ilustración 5.1, la variación de dicho parámetro apenas afecta a la curva característica y, por tanto, a la intensidad de corte. Debido a esto, la producción de hidrógeno apenas se ve afectada.

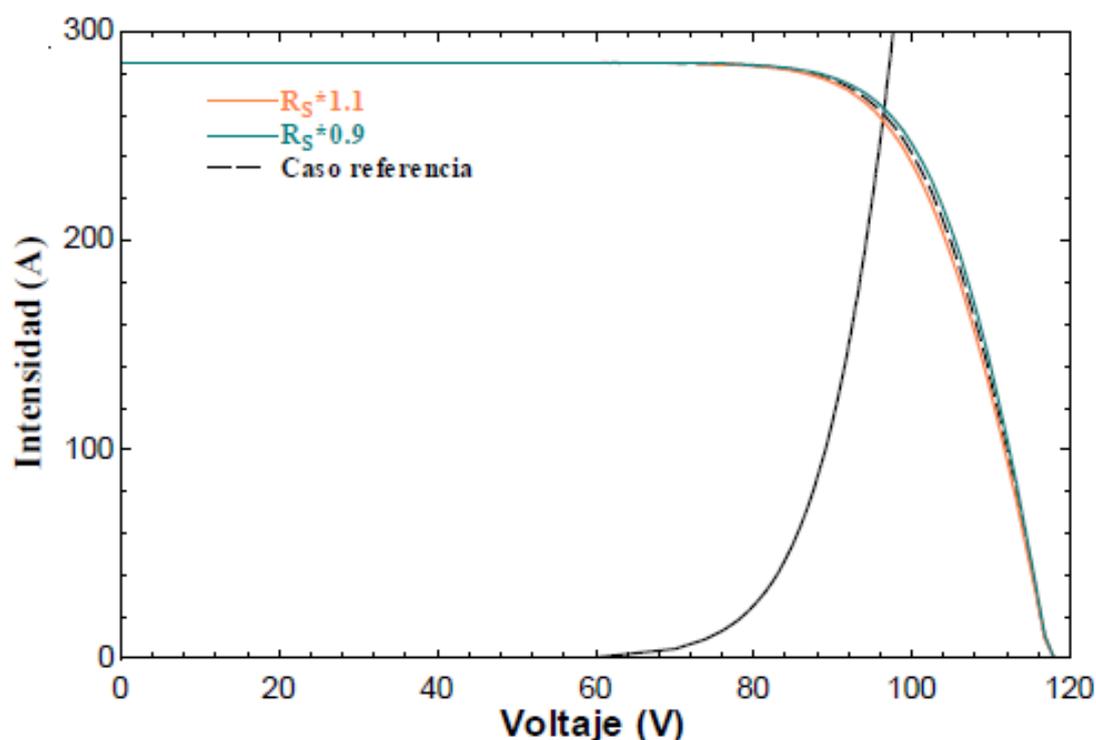


Ilustración 5-1 Variación del parámetro  $R_S$  y curvas características (Delgado Fernández, 2015)

- El parámetro  $I_0$  se corresponde con la corriente de saturación inversa del diodo. Tal y como se muestra en la ilustración 5.2, la variación de dicho parámetro apenas tiene influencia en la curva característica del módulo fotovoltaico y, debido a esto, la producción de hidrógeno apenas se ve afectada.

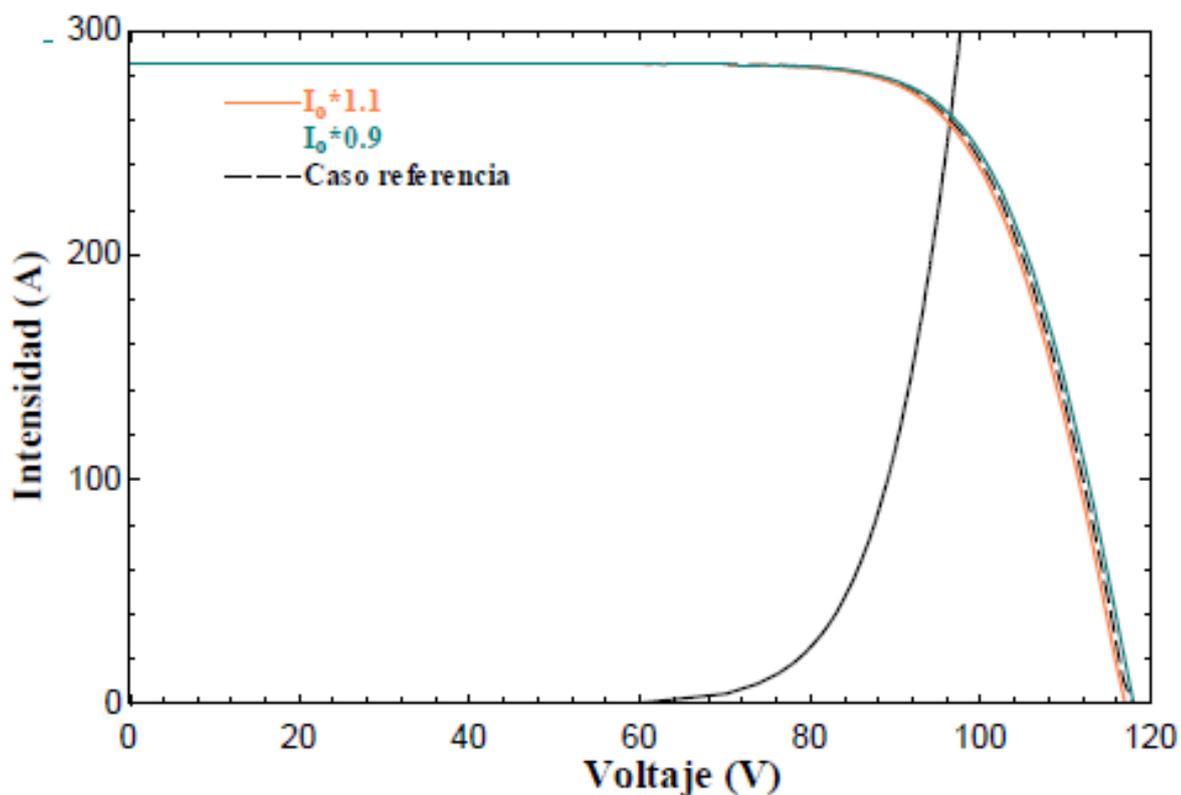


Ilustración 5-2 Variación del parámetro  $I_0$  y curvas características (Delgado Fernández, 2015)

- El parámetro  $I_L$  es la corriente generada por el generador de corriente. Al actuar sobre la intensidad de cortocircuito y no modificar el resto de valores, la curva se desplazará prácticamente de forma vertical. En la ilustración 5.3 se observa que el parámetro  $I_L$  tiene bastante influencia en la curva característica del módulo fotovoltaico, afectando así a la intensidad de corte y a la producción de hidrógeno.

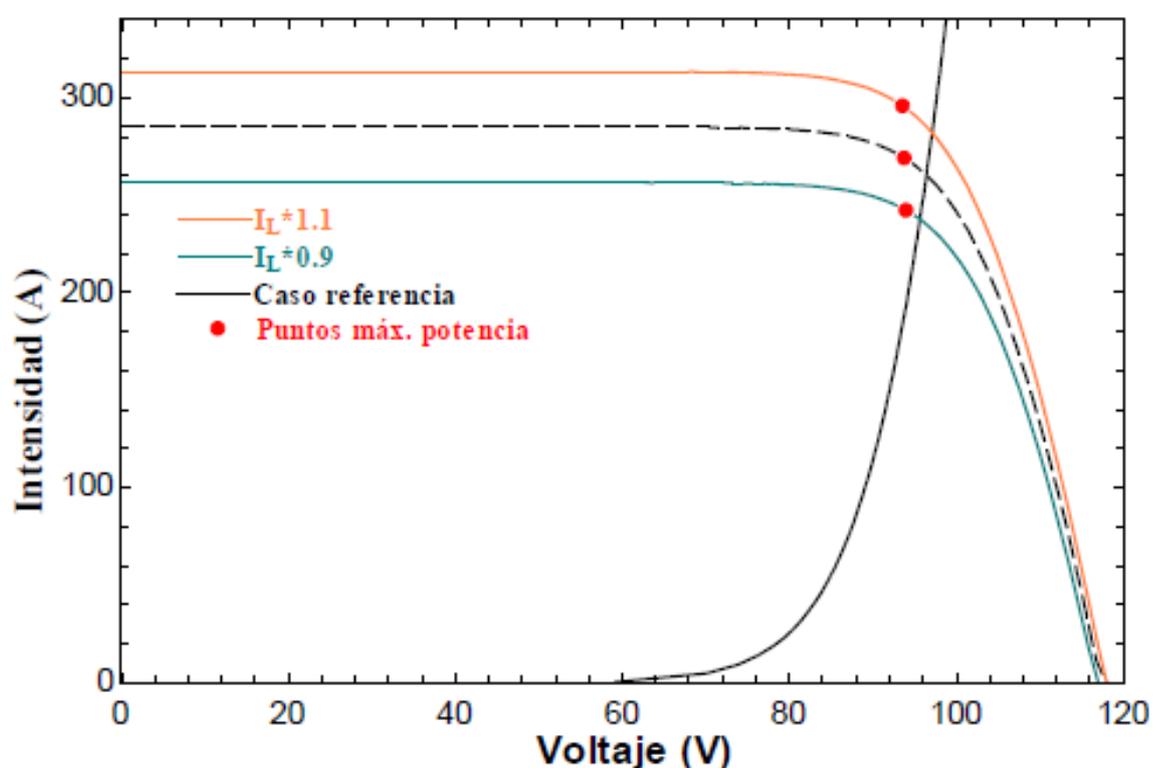


Ilustración 5-3 Variación del parámetro  $I_L$  y curvas características (Delgado Fernández, 2015)

- Al modificar el parámetro  $\gamma$  se está actuando directamente en lo ideal o no que son las células fotovoltaicas que componen los módulos. Tal y como se muestra en la ilustración 5.4, una vez que se está en el caso de partida, un aumento de dicho parámetro hace que la intensidad de corte sea un poco mayor, haciendo que aumente la producción de hidrógeno. Sin embargo, una disminución del parámetro  $\gamma$  hace que la intensidad de corte disminuya mucho, casi de manera exponencial, y, por tanto, penaliza mucho en la producción de hidrógeno.

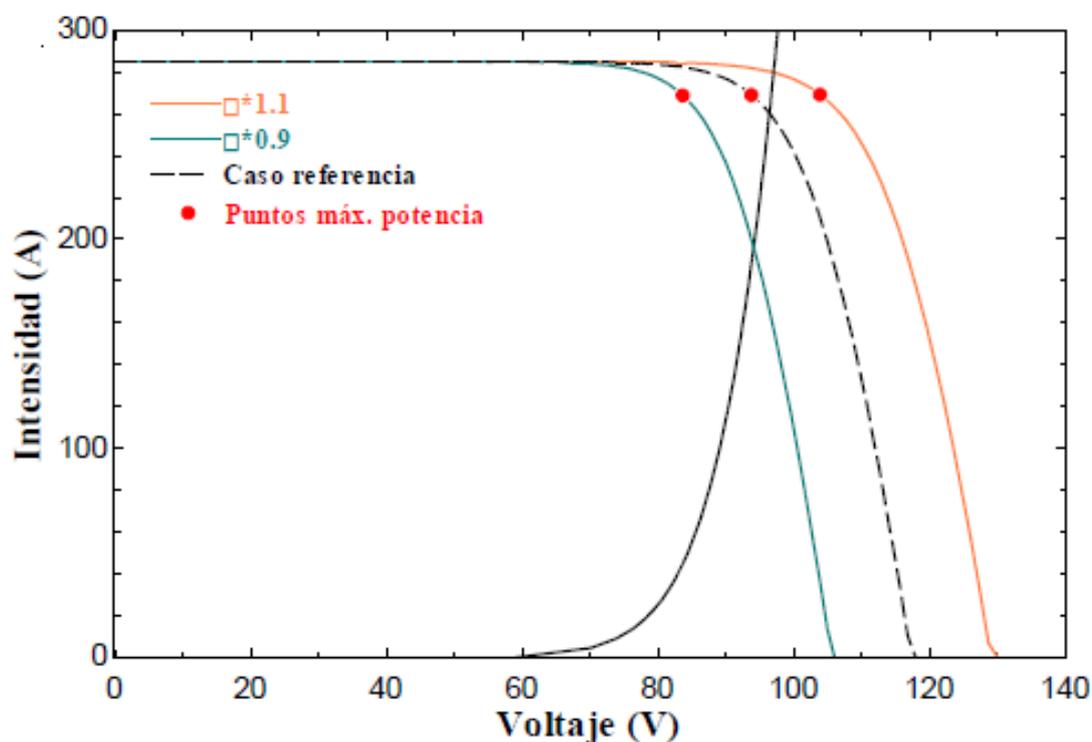


Ilustración 5-4 Variación del parámetro  $\gamma$  y curvas características (Delgado Fernández, 2015)

- La relación entre la producción de hidrógeno y la irradiancia es directamente proporcional y prácticamente lineal, por lo tanto para días soleados habrá claramente una producción de hidrógeno mucho mayor que en días nublados.

- Para mismos escenarios, el acople indirecto es mejor que el acople directo, debido a que solo se tiene en cuenta la potencia máxima que alcanza el módulo fotovoltaico, si bien está condicionado por el rendimiento del seguidor de máxima potencia. Dicho acople será una mejor opción por encima del acople directo siempre que el rendimiento del seguidor de máxima potencia esté por encima de un 88,83 % para días soleados y de un 83,45 % en días nublados.

## 6 BIBLIOGRAFÍA

BORJA GALÁN, J., 2012. *Estudio Experimental del Comportamiento de un Módulo Fotovoltaico en Condiciones de Sombreado con Distintas Configuraciones de Diodos Bypass*. S.l.: s.n.

H.K.V. LOTSCH, PROFESSOR DR. ADOLF GOETZBERGER, D.-W.V.U.H., 2005. *Photovoltaic Solar Energy Generation*. S.l.: s.n. ISBN 3540236767.

DJAMILA REKIOUA, E.M., 2012. Photovoltaic Applications Overview. *Optimization of Photovoltaic Power Systems : Modelization, Simulation and Control*. S.l.: s.n., pp. 1-29. ISBN 9781447124030.

EHSAN, S. y WAHID, M.A., 2016. Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources : Promising green energy carrier for clean development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea], vol. 57, pp. 850-866. ISSN 1364-0321. DOI 10.1016/j.rser.2015.12.112. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.112>.

ABDIN, Z., WEBB, C.J. y GRAY, E.M., 2015. Solar hydrogen hybrid energy systems for off-grid electricity supply : A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea], vol. 52, pp. 1791-1808. ISSN 1364-0321. DOI 10.1016/j.rser.2015.08.011. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.011>.

ULLEBERG, O., 2007. *Hydrogen Demonstration Project Evaluations*. S.l.:

PINO LUCENA, F.J., 2010. *Análisis de sistemas integrados de producción de hidrógeno a partir de energía eólica. Aportaciones al modelado dinámico de sistemas*. S.l.: s.n.

GARCÍA-VALVERDE, R., ESPINOSA, N., URBINA, A. (2011). *Optimized method for photovoltaic-water electrolyser direct Coupling*, International Journal of Hydrogen Energy 36. 10574-10586.

TOWNSEND, T. (1989). *A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaica systems*. Madison: I University of Wisconsin.

DELGADO FERNÁNDEZ, S., (2015). *Análisis de Sensibilidad de Parámetros de Diseño de Sistemas de Producción de Hidrógeno a partir de Energía Solar Fotovoltaica*. S.l.: s.n.

## 7 ANEXOS

### 7.1 ANEXO A: Código EES

#### 7.1.1 Modelo Fotovoltaica: Cálculo de parámetros iniciales y curva característica

"FOTOVOLTAICA"

V<sub>pmp</sub>=31,3 "V"

I<sub>pmp</sub>=8,96 "A"

V<sub>oc</sub>=39,1 "V"

I<sub>sc</sub>=9,5 "A"

P<sub>max</sub>=I<sub>pmp</sub>\*V<sub>pmp</sub>

q=1,602\*10<sup>-19</sup> "C"

k=1,381\*10<sup>-23</sup> "J/K"

T<sub>c</sub>=25+273,15 "K"

I<sub>L</sub>=I<sub>sc</sub>

"Ecuaciones para el cálculo de parámetros iniciales"

0=I<sub>L</sub>-I<sub>0</sub>\*exp(q/(gamma\*k\*T<sub>c</sub>)\*V<sub>oc</sub>)

0=-I<sub>pmp</sub>+I<sub>L</sub>-I<sub>0</sub>\*exp(q/(gamma\*k\*T<sub>c</sub>)\*(V<sub>pmp</sub>+I<sub>pmp</sub>\*R<sub>s</sub>))

0=1-(exp(q/(gamma\*k\*T<sub>c</sub>)\*(V<sub>pmp</sub>-

V<sub>oc</sub>+I<sub>pmp</sub>\*R<sub>s</sub>))\*(1+((q\*V<sub>pmp</sub>)/(gamma\*k\*T<sub>c</sub>))/(1+((R<sub>s</sub>\*q)/(gamma\*k\*T<sub>c</sub>)\*(I<sub>sc</sub>\*q)/(gamma\*k\*T<sub>c</sub>))\*exp(q/(gamma\*k\*T<sub>c</sub>)\*(V<sub>pmp</sub>-V<sub>oc</sub>+I<sub>pmp</sub>\*R<sub>s</sub>))))))

"Ecuación gráfica I-V para 1 captador"

I=I<sub>L</sub>-I<sub>0</sub>\*exp(q\*(V+I\*R<sub>s</sub>)/(gamma\*k\*T<sub>c</sub>))

P=V<sub>total</sub>\*I<sub>total</sub>

V<sub>total</sub>=V<sub>pmp</sub>\*n<sub>serie</sub>

I<sub>total</sub>=I<sub>pmp</sub>\*n<sub>paralelo</sub>

### 7.1.2 Electrolizador: Cálculo de $V_{rev}$ y $V_{tn}$ y curva característica

$$F=96485$$

$$z=2$$

$$T_{ref}=25$$

$$T=80$$

$$p_{ref}=100$$

$$p=2000$$

{Propiedades termodinámicas a 25 °C y 1 atm}

$$H_{H_2}=0 \text{ "J/mol"}$$

$$H_{O_2}=0 \text{ "J/mol"}$$

$$H_{H_2O}=-285840 \text{ "J/mol"}$$

$$S_{H_2}=130,7 \text{ "J/molK"}$$

$$S_{O_2}=205 \text{ "J/molK"}$$

$$S_{H_2O}=69,9 \text{ "J/molK"}$$

$$H_{Rref}=H_{H_2}+1/2*H_{O_2}-H_{H_2O}$$

$$S_{Rref}=S_{H_2}+1/2*S_{O_2}-S_{H_2O}$$

$$G_{Rref}=H_{Rref}-S_{Rref}*(T_{ref}+273,15)$$

$$V_{tn\_ref}=H_{Rref}/(z*F)$$

$$V_{rev\_ref}=G_{Rref}/(z*F)$$

{Propiedades termodinámicas a 80 °C y 20 bar/atm}

$$Cp_{H_2}=14240*2/1000 \text{ "J/molK"}$$

$$Cp_{O_2}=917*32/1000 \text{ "J/molK"}$$

$$Cp_{H_2O}=4181,3*18/1000 \text{ "J/molK"}$$

$$R=8,314 \text{ "J/molK"}$$

$$\Delta H_{H_2}=Cp_{H_2}*(T-T_{ref})+H_{H_2}$$

$$\Delta H_{O_2}=Cp_{O_2}*(T-T_{ref})+H_{O_2}$$

$$\Delta H_{H_2O} = C_{p,H_2O} \cdot (T - T_{ref}) + H_{H_2O}$$

$$H_R = \Delta H_{H_2} + 1/2 \cdot \Delta H_{O_2} - \Delta H_{H_2O}$$

$$\Delta S_{H_2} = C_{p,H_2} \cdot \ln(T/T_{ref}) - R \cdot \ln(p/p_{ref}) + S_{H_2}$$

$$\Delta S_{O_2} = C_{p,O_2} \cdot \ln(T/T_{ref}) - R \cdot \ln(p/p_{ref}) + S_{O_2}$$

$$\Delta S_{H_2O} = C_{p,H_2O} \cdot \ln(T/T_{ref}) - S_{H_2O}$$

$$S_R = \Delta S_{H_2} + 1/2 \cdot \Delta S_{O_2} - \Delta S_{H_2O}$$

$$G_R = H_R - S_R \cdot (T + 273,15)$$

$$V_{tn} = H_R / (z \cdot F)$$

$$V_{rev} = G_R / (z \cdot F)$$

"Curva Característica: datos"

$$V_{tn} = 1,472 \text{ "V" } \{A \text{ } 80^\circ\text{C y } 20 \text{ bar}\}$$

$$V_{rev} = 1,054 \text{ "V" } \{A \text{ } 80^\circ\text{C y } 20 \text{ bar}\}$$

$$Temp = 80 \text{ "°C"}$$

$$f_1 = 20000 \text{ "A}^2/\text{m}^4\text{"}$$

$$f_2 = 0,93$$

$$A = 0,06 \text{ "m}^2\text{"}$$

$$I = 50 \text{ "A"}$$

$$z = 2 \text{ "número de electrones transferidos en la electrólisis"}$$

$$F = 96485 \text{ "C/mol As/mol"}$$

$$n_c = 48$$

$$P_{nom} = 25000$$

$$r = 1,8791 \cdot 10^{-3} - 2,1166 \cdot 10^{-5} \cdot Temp$$

$$s = 0,2982$$

$$t = 2,891 - 0,0707 \cdot Temp + 0,0006 \cdot Temp^2$$

"Ecuación gráfica I-V"

$$V_{elec} = n_c * (V_{rev} + r * I_{elec} + s * \log_{10}(t * I_{elec} + 1))$$

### 7.1.3 Acople Directo: Cálculo de módulos en serie y módulos en paralelo

"Datos previos FV"

$$V_{pmp} = 31,3 \text{ "V"}$$

$$I_{pmp} = 8,96 \text{ "A"}$$

$$V_{oc} = 39,1 \text{ "V"}$$

$$I_{sc} = 9,5 \text{ "A"}$$

$$q = 1,602 * 10^{-19} \text{ "C"}$$

$$k = 1,381 * 10^{-23} \text{ "J/K"}$$

$$T_c = 25 + 273,15 \text{ "K"}$$

$$I_L = 9,5$$

$$I_0 = 3,403E-09$$

$$\gamma = 69,94$$

$$R_s = 0,2952$$

"Datos previos Electrolizador"

$$V_{tn} = 1,472 \text{ "V"}$$

$$V_{rev} = 1,054 \text{ "V"}$$

$$Temp = 80 \text{ "°C"}$$

$$f_1 = 20000 \text{ "A}^2/\text{m}^4\text{"}$$

$$f_2 = 0,93$$

$$z = 2 \text{ "número de electrones transferidos en la electrólisis"}$$

$$F = 96485 \text{ "C/mol As/mol"}$$

$$n_c = 48$$

$$r = 1,8791 * 10^{-3} - 2,1166 * 10^{-5} * Temp$$

$$s = 0,2982$$

$$t = 2,891 - 0,0707 * Temp + 0,0006 * Temp^2$$

"Curva característica del Electrolizador"

$$V_{corte} = n_c * (V_{rev} + r * I_{corte} + s * \log_{10}(t * I_{corte} + 1))$$

"Curva característica del módulo FV"

$$I_{\text{corte}} = I_L \cdot N_p - I_0 \cdot N_p \cdot \exp\left(\frac{q \cdot (V_{\text{corte}} + I_{\text{corte}} \cdot R_s \cdot N_s / N_p)}{\gamma \cdot N_s \cdot k \cdot T_c}\right)$$

"Para la potencia máxima"

$$P_{\text{máxima}} = V_{\text{maxima}} \cdot I_{\text{maxima}}$$

$$V_{\text{maxima}} = V_{\text{pmp}} \cdot N_s$$

$$I_{\text{maxima}} = I_{\text{pmp}} \cdot N_p$$

$$N_{\text{captadores}} = N_s \cdot N_p$$

"Para la potencia de corte"

$$P_{\text{corte}} = V_{\text{corte}} \cdot I_{\text{corte}}$$

#### 7.1.4 Acople Indirecto: Cálculo de módulos en serie y módulos en paralelo

"Datos previos ELECTROLISIS"

$$V_{\text{tn}} = 1,472 \text{ "V"}$$

$$V_{\text{rev}} = 1,054 \text{ "V"}$$

$$\text{Temp} = 80 \text{ "°C"}$$

$$f_1 = 20000 \text{ "A}^2/\text{m}^4\text{"}$$

$$f_2 = 0,93$$

$$A = 0,06 \text{ "m}^2\text{"}$$

$$I = 50 \text{ "A"}$$

$$z = 2 \text{ "número de electrones transferidos en la electrólisis"}$$

$$F = 96485 \text{ "C/mol As/mol"}$$

$$n_c = 48$$

$$\text{Rend\_MPPT} = 0,9$$

$$r = 1,8791 \cdot 10^{(-3)} - 2,1166 \cdot 10^{(-5)} \cdot \text{Temp}$$

$$s = 0,2982$$

$$t=2,891-0,0707*Temp+0,0006*Temp^2$$

"Datos previos FV"

$$V_{pmp}=31,3 \text{ "V"}$$

$$I_{pmp}=8,96 \text{ "A"}$$

$$V_{oc}=39,1 \text{ "V"}$$

$$I_{sc}=9,5 \text{ "A"}$$

$$P_{maxima}=V_{maxima}*I_{maxima}$$

$$V_{maxima}=V_{pmp}*N_s$$

$$I_{maxima}=I_{pmp}*N_p$$

$$N_{captadores}=N_s*N_p$$

"ECUACIONES"

$$P_{nom}=P_{maxima}*Rend_{MPPT}$$

$$P_{nom}=V_{corte}*I_{corte}$$

$$V_{corte}=n_c*(V_{rev}+r*I_{corte}+s*\log_{10}(t*I_{corte}+1))$$

### 7.1.5 Acople Directo: Producción de Hidrógeno

"Datos del Electrolizador"

$$V_{tn}=1,472 \text{ "V" } \{A \text{ } 80^{\circ}C \text{ y } 20 \text{ bar}\}$$

$$V_{rev}=1,054 \text{ "V" } \{A \text{ } 80^{\circ}C \text{ y } 20 \text{ bar}\}$$

$$Temp=80 \text{ "}^{\circ}C\text{"}$$

$$f_1=20000 \text{ "A}^2/\text{m}^4\text{"}$$

$$f_2=0,93$$

$$z=2$$

$$n_c=48$$

$$F=96485 \text{ "C/mol"}$$

$$A=0,06 \text{ "m}^2\text{"}$$

$$r=1,8791 \cdot 10^{-3} - 2,1166 \cdot 10^{-5} \cdot \text{Temp}$$

$$s=0,2982$$

$$t=2,891 - 0,0707 \cdot \text{Temp} + 0,0006 \cdot \text{Temp}^2$$

"Datos del módulo FV"

$$I_{pmp} = I_{sc} \cdot 0,95 \text{ "A"}$$

$$V_{pmp} = V_{oc} \cdot 0,8$$

$$V_{oc} = 39,1 \text{ "V"}$$

$$I_{sc1} = 9,5 \text{ "A"}$$

$$I_{sc} = E \cdot I_{sc1} / 1000$$

$$q = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ "C"}$$

$$k = 1,381 \cdot 10^{-23} \text{ "J/K"}$$

{

$$V_{pmp} = 31,3 \text{ "V"}$$

$$I_{pmp} = 8,96 \text{ "A"}$$

$$V_{oc} = 39,1 \text{ "V"}$$

$$I_{sc1} = 9,5 \text{ "A"}$$

$$I_{sc} = E \cdot I_{sc1} / 1000$$

$$q = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ "C"}$$

$$k = 1,381 \cdot 10^{-23} \text{ "J/K"}$$

}

"Influencia de la Irradiancia en la temperatura de la célula"

$$T_{amb} = 25$$

$$T_{ONC} = 46$$

$$T_c = (T_{amb} + (T_{ONC} - 20) / 800 \cdot E) + 273,15$$

{

$$I_L = I_{sc}$$

$$0 = I_L - I_0 \cdot \exp(q / (\gamma \cdot k \cdot T_c) \cdot V_{oc})$$

$$0 = -I_{pmp} + I_L - I_0 \cdot \exp(q / (\gamma \cdot k \cdot T_c) \cdot (V_{pmp} + I_{pmp} \cdot R_s))$$

$$0=1-(\exp(q/(\gamma*k*Tc)*(Vpmp-Voc+Ipmp*Rs))*(1+((q*Vpmp)/(\gamma*k*Tc))/(1+((Rs*q)/(\gamma*k*Tc)*(Isc*q)/(\gamma*k*Tc))*\exp(q/(\gamma*k*Tc)*(Vpmp-Voc+Ipmp*Rs))))))$$

$$IL1=Isc$$

$$\gamma_{may}=(Isc/(Isc-Ipmp)+\ln(1-Ipmp/Isc))/(2*Vpmp-Voc)$$

$$Rs1=(1/\gamma_{may}*\ln(1-Ipmp/Isc)+Voc-Vpmp)/Ipmp$$

$$I01=Isc*\exp(-\gamma_{may}*Voc)$$

$$\gamma1=q/(\gamma_{may}*k*Tc)$$

$$Rs=Rs1$$

$$\gamma=\gamma1^{1,2}$$

$$IL=IL1$$

$$I0=I01$$

$$Ns=3$$

$$Np=31$$

"Curva característica del Electrolizador"

$$V_{corte}=n_c*(V_{rev}+r*I_{corte}+s*\log_{10}(t*I_{corte}+1))$$

"Curva característica del módulo FV"

$$I_{corte}=IL*Np-I0*Np*\exp((q/(\gamma*Ns*k*Tc))*(V_{corte}+I_{corte}*Rs*Ns/Np))$$

"Para la potencia máxima"

$$P_{m\acute{a}xima}=V_{m\acute{a}xima}*I_{m\acute{a}xima}$$

$$V_{m\acute{a}xima}=V_{pmp}*Ns$$

$$I_{m\acute{a}xima}=I_{pmp}*Np$$

$$N_{captadores}=Ns*Np$$

"Para la potencia de corte"

$$P_{corte}=V_{corte}*I_{corte}$$

### "Rendimiento de Faraday"

$$\text{rend\_Faraday} = f2 * (\text{Icorte}/A)^2 / ((\text{Icorte}/A)^2 + f1)$$

### "Producción de Hidrógeno"

$$m\_H2 = (\text{rend\_Faraday} * (\text{nc} * \text{Icorte}) / (z * F)) * 60$$

$$m\_H2\_normal = m\_H2 * 22,4 / 1000$$

## 7.1.6 Acople Indirecto: Producción de Hidrógeno

### "Datos del panel fotovoltaico"

$$V_{pmp} = V_{oc} * 0,8 \text{ "V"}$$

$$I_{pmp} = I_{sc} * 0,95 \text{ "A"}$$

$$V_{oc} = 39,1 \text{ "V"}$$

$$I_{sc1} = 9,5 \text{ "A"}$$

$$I_{sc} = E * I_{sc1} / 1000$$

$$q = 1,602 * 10^{-19} \text{ "C"}$$

$$k = 1,381 * 10^{-23} \text{ "J/K"}$$

$$T_{amb} = 25$$

$$TONC = 46$$

$$T_c = (T_{amb} + (TONC - 20) / 800 * E) + 273,15$$

$$I_L = I_{sc}$$

$$\gamma_{may} = (I_{sc} / (I_{sc} - I_{pmp}) + \ln(1 - I_{pmp} / I_{sc})) / (2 * V_{pmp} - V_{oc})$$

$$R_{s1} = (1 / \gamma_{may} * \ln(1 - I_{pmp} / I_{sc}) + V_{oc} - V_{pmp}) / I_{pmp}$$

$$I_0 = I_{sc} * \exp(-\gamma_{may} * V_{oc})$$

$$\gamma = q / (\gamma_{may} * k * T_c)$$

$$R_s = R_{s1} * 0,9$$

$$N_s = 4$$

$$N_p = 25$$

$$P_{maxima} = V_{maxima} * I_{maxima}$$

$$V_{maxima}=V_{pmp}*N_s$$

$$I_{maxima}=I_{pmp}*N_p$$

$$N_{captadores}=N_s*N_p$$

$$P_{nom}=P_{maxima}*Rend\_MPPT$$

$$Rend\_MPPT=0,8345$$

$$P_{nom}=V_{corte}*I_{corte}$$

### "Datos previos ELECTROLISIS"

$$V_{tn}=1,472 \text{ "V"}$$

$$V_{rev}=1,054 \text{ "V"}$$

$$Temp=80 \text{ "°C"}$$

$$f_1=20000 \text{ "A}^2/\text{m}^4\text{"}$$

$$f_2=0,93$$

$$A=0,06 \text{ "m}^2\text{"}$$

$$I=50 \text{ "A"}$$

$$z=2 \text{ "número de electrones transferidos en la electrólisis"}$$

$$F=96485 \text{ "C/mol As/mol"}$$

$$nc=48$$

$$r=1,8791*10^{(-3)}-2,1166*10^{(-5)}*Temp$$

$$s=0,2982$$

$$t=2,891-0,0707*Temp+0,0006*Temp^2$$

$$V_{corte}=nc*(V_{rev}+r*I_{corte}+s*\log_{10}(t*I_{corte}+1))$$

### "Rendimiento de Faraday"

$$rend\_Faraday=f_2*(I_{corte}/A)^2/((I_{corte}/A)^2+f_1)$$

### "Producción de Hidrógeno"

$$m_{H_2}=(rend\_Faraday*(nc*I_{corte})*(z*F))*60$$

$$m_{H_2\_normal}=m_{H_2}*22,4/1000$$