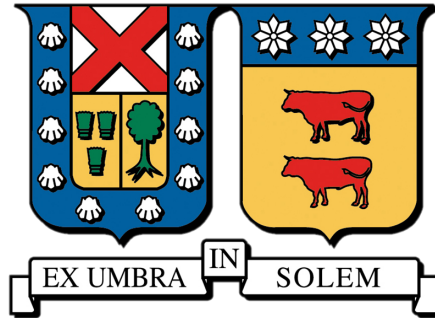


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA
VALPARAÍSO - CHILE



**“OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DE
HIDRÓGENO VERDE A TRAVÉS DE CONTROL
MPC”**

GUSTAVO JAVIER FERNÁNDEZ VILCHES

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
CIVIL ELECTRÓNICO**

PROFESOR GUÍA:

JUAN CARLOS AGÜERO

PROFESORES CORREFERENTES:

**ÁNGEL CEDEÑO NIETO
CÉSAR SILVA JIMÉNEZ**

Agosto de 2024



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título; Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Optimización de Producción de Hidrógeno Verde a través de Control MPC

Nombre del candidato(a): Gustavo Javier Fernández Vilches

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Electrónica

Campus: Casa Central Valparaíso ; Departamento: Electrónica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Juan Carlos Agüero, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

6 meses; 12 meses; 2 años; 3 años; 5 años; 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 04-08-2025

; Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 04-08-2025

; Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Agradecimientos

Quisiera agradecer en primera instancia a los profesores Juan Agüero, Ángel Ce-
deño y César Silva por su increíble apoyo, así como el profesionalismo y compromiso
que reflejaron en mí en el desarrollo de este trabajo.

Agradezco profundamente a mis padres, Juan y Lorena, por inculcarme los valores
que me permitieron enfrentar este desafío con tranquilidad y disciplina.

A mis hermanas Valentina y Bárbara, que me han acompañado y aconsejado sa-
biamente, así como la inmensa felicidad que me han dado al poder convertirme en tío
de Teresita y Beltrán.

Agradezco enormemente a mi grupo de amigos tanto de Quillota como los que
hice en mi carrera en Valparaíso. El apoyo emocional que me han brindado en mis
momentos más complejos es algo que agradezco y valoro con todo mi corazón.

Finalmente, quisiera agradecer a toda la gente que ha pasado por mi vida y que me
han ayudado a convertirme una mejor persona, quienes, aunque son demasiadas para
mencionar, tienen un lugar especial en mis recuerdos.

Resumen

Este trabajo propone un esquema de control basado en modelos que utiliza programación lineal para una planta de hidrógeno verde con almacenamiento en baterías. El objetivo de control es maximizar la producción de hidrógeno ajustando la carga o descarga de un banco de baterías. El algoritmo de control se alimenta con información sobre la producción solar y el estado de las baterías durante una semana para determinar la cantidad óptima de energía a almacenar en las baterías con el fin de maximizar la producción horaria de H_2 . Las simulaciones se realizan con diferentes valores de horizonte de predicción y utilizando diferentes algoritmos de resolución. Los resultados indican que el uso de un horizonte de predicción más largo favorece la robustez del banco de baterías ante posibles escenarios no programados y la elección de un algoritmo de resolución está sujeta a varios factores, incluido el uso de la memoria de la computadora y el estrés de carga y descarga de la batería.

Palabras clave— MPC, MATLAB, BESS, Hidrógeno Verde

Abstract

This work proposes a model-based control scheme using linear programming for a green hydrogen plant with battery storage. The control objective is to maximize hydrogen production by adjusting the charging or discharging of a battery bank. The control algorithm is fed with information about solar production and battery status for a week to determine the optimal amount of energy to store in the batteries in order to maximize hourly H_2 production. Simulations are performed with different prediction horizon values and using different resolution algorithms. The results indicate that using a longer prediction horizon favors the robustness of the battery bank against possible unscheduled scenarios and the choice of a resolution algorithm is subject to several factors including computer memory usage and battery charge/discharge stress.

Keywords— MPC, MATLAB, BESS, Green Hydrogen

Glosario

BESS	Battery Energy Storage System
MPC	Model Predictive Control
GHI	Global Horizontal Irradiance
DS	Dual-simplex
IP	Interior Point
IPL	Interior Point Legacy

Índice general

<i>1.. Introducción</i>	3
1.1. Cambio climático y nuevos combustibles	3
1.2. Hidrógeno Verde y el potencial de Chile	4
1.3. Electrolizadores	4
1.3.1. Electrólisis Alcalina	4
1.3.2. Membrana de intercambio protónico	6
1.3.3. Celdas de electrólisis de óxido sólido	7
1.4. Paneles solares	9
1.4.1. Tecnologías de celdas solares	9
1.4.2. Producción de energía solar	11
1.4.3. Tipos de Medición de Radiación Solar	11
1.5. Battery Energy Storage System	13
1.5.1. Tecnologías de BESS	13
1.6. Control MPC	14
1.6.1. Componentes del control MPC	14
1.6.2. Algoritmo de control MPC	16
<i>2.. Descripción del Problema</i>	19
2.1. Sistema a controlar	19
2.1.1. Paneles Solares	21
2.1.2. Batería BESS	21
2.1.3. Electrolizador Alcalino	23
2.2. Representación como problema de optimización	24
2.3. Implementación del control MPC	29

3..	<i>Elección de Parámetros de simulación</i>	31
3.0.1.	Elección de la ubicación de la planta	31
3.1.	Paneles solares	33
3.2.	Electrolizador	35
3.3.	BESS	35
4..	<i>Simulación y Resultados</i>	37
4.1.	Simulación del sistema de control MPC	37
4.2.	Efecto del horizonte de predicción	40
4.3.	Impacto de los algoritmos de resolución	43
4.4.	Vector solar distinto al previsto	45
5..	<i>Conclusiones y Trabajo Futuro</i>	49
	<i>Apéndice</i>	55
A..	<i>Códigos de simulación</i>	I

1. INTRODUCCIÓN

1.1. *Cambio climático y nuevos combustibles*

A lo largo de la historia los grandes quiebres evolutivos se han producido gracias al hallazgo de nuevas fuentes de energía. En el caso de nuestros primeros antepasados, el dominio del fuego les permitió cocinar los alimentos y obtener una mejor fuente de energía lo cual llevo a cabo un aumento en la masa cerebral [1]. Más tarde durante el siglo XVIII, con la invención del motor atmosférico de Newcomen impulsado por carbón, comenzó uno de los mayores avances en la historia de la humanidad y dio inicio a la Revolución Industrial [2]. Desde entonces, el mundo ha dependido casi en su totalidad de la energía producida por la combustión del carbón.

Sin embargo, el uso indiscriminado de este combustible produjo un cambio en el funcionamiento de nuestro planeta al hacer que la radiación infrarroja producida por el choque de fotones de luz solar con la atmósfera quedara atrapada debido a la presencia de gases de invernadero provenientes de la quema de carbón. Esto hace que el calor generado por la radiación no se disipe correctamente y aumente la temperatura de la atmósfera en un fenómeno conocido como *Efecto Invernadero* [3]. Es debido a este fenómeno que se ha intentado cambiar la forma en que generamos electricidad a una más sustentable a largo plazo.

Actualmente el mundo se encuentra en medio de una nueva revolución energética. Al año 2022 el 9 % de la producción total de energía correspondía a origen renovable como solar y eólica [4] y se estima que para 2025, la generación de electricidad de fuentes renovables supere por primera vez a la generada por carbón [5]. Dentro de una de las potenciales fuentes de energía de interés para el futuro se encuentra el uso de hidrógeno que, entre muchos otros usos, puede utilizarse para electricidad mediante el uso de una pila de combustible.

1.2. Hidrógeno Verde y el potencial de Chile

Se define el hidrógeno verde como el hidrógeno generado a partir de la reacción de hidrólisis utilizando energías renovables. El hidrógeno ha sido reconocido como un importante vector de traspaso de energía, pudiendo resolver problemas como el almacenamiento a largo plazo y su importancia estratégica para abastecer vehículos de gran tonelaje [6]. Este recurso resulta de gran importancia para Chile gracias a la alta cantidad de disponibilidad energética renovable a lo largo del país.

Con aproximadamente 40 proyectos relacionados a la producción de hidrógeno verde en distintas fases de desarrollo, Chile se posiciona como uno de los potenciales líderes en Latinoamérica con respecto a la producción de este combustible [7]. Dentro de los proyectos ubicados en Chile se encuentra H2 Magallanes con una potencia de electrólisis de 8.000[MW] ubicándose en el 10 puesto a nivel mundial y el más grande dentro del continente americano [8].

Desde finales de 2020 se presentó en Chile la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, una serie de lineamientos que potenciarán la producción, uso y exportación de este combustible tanto en el país como fuera de él, demostrando un compromiso con el avance de este recurso.

1.3. Electrolizadores

El componente más importante en la creación de hidrógeno verde es el electrolizador, equipo que realiza la reacción de electrólisis usando electricidad obtenida de fuentes renovables. El proceso de electrólisis se refiere a la separación de los componentes elementales del agua, obteniéndose oxígeno e hidrógeno moleculares. En la actualidad existen varias tecnologías que permiten llevar a cabo esta reacción. A continuación se discuten brevemente las tecnologías disponibles para generar hidrógeno.

1.3.1. Electrólisis Alcalina

La tecnología más utilizada en la industria por su madurez y despliegue comercial para llevar a cabo la electrólisis es la electrólisis alcalina [9]. La celda de electrólisis alcalina consiste en 2 electrodos separados por un diafragma sumergidos en una solución de hidróxido de

potasio de normalmente 30 % de saturación para mejorar la conductividad [10]. Si se aplica una corriente continua a los electrodos se produce una reacción de reducción y oxidación que forma hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo. En la figura 1.1 se puede apreciar el diagrama de un electrolizador alcalino:

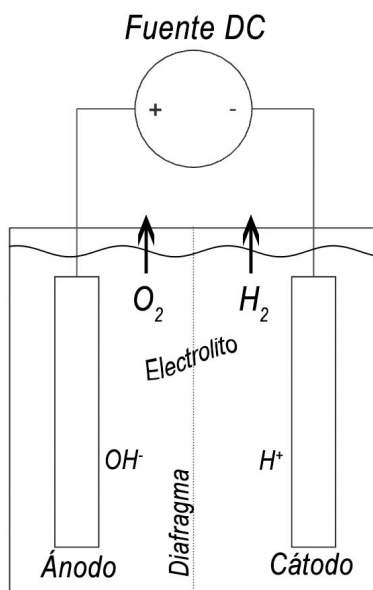
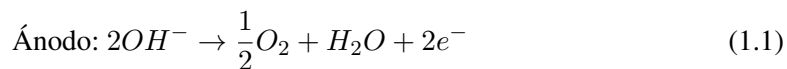


Fig. 1.1: Diagrama del electrolizador alcalino. Fuente: Elaboración propia

La reacción de electrólisis se puede separar en el cátodo y el ánodo obteniendo las siguientes ecuaciones:



La reacción completa del electrolizador alcalino es la siguiente:



A pesar de su uso masivo en proyectos de gran escala, la electrólisis alcalina posee 2 desventajas importantes. La primera de ellas es la baja pureza de gases obtenidos debido a

la inhabilidad del diafragma de poder evitar la difusión a través de él. Esto resulta en una mayor mezcla de hidrógeno con oxígeno que puede resultar explosivo [11], por lo que el gas resultante debe ser tratado con mucho cuidado. La segunda desventaja es una menor eficiencia producto de una menor densidad de corriente en las celdas. Esto es producido por pérdidas óhmicas entre el electrolito líquido y el diafragma. Esta menor eficiencia significa menores cantidades de hidrógeno producido por unidad de energía que es introducida al equipo.

1.3.2. Membrana de intercambio protónico

La electrólisis PEM se basa en el uso de una membrana permeable que permite el paso exclusivo de protones (H^+) a través de ella. Para producir hidrógeno, se aplica una corriente continua a los terminales de la celda, los cuales llevan a cabo la separación del agua en sus componentes moleculares. Los iones de hidrógeno se desplazan desde el cátodo hacia el ánodo atravesando la membrana de polímero donde finalmente se conforman en H_2 . En la figura 1.2 se puede observar un diagrama de una celda PEM:

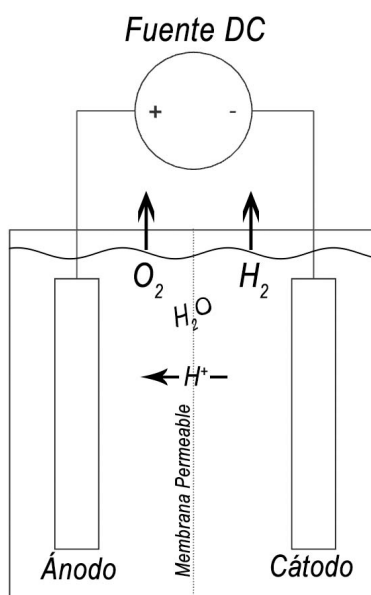
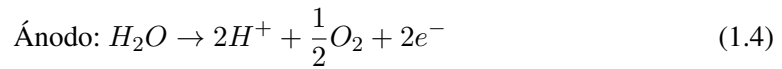


Fig. 1.2: Diagrama del electrólizador PEM. Fuente: Elaboración propia

En el lado del ánodo, el agua se descompone en oxígeno, protones y electrones. Los protones atraviesan la membrana hacia el cátodo, donde se combinan con los electrones que llegan

desde el circuito externo para formar hidrógeno. A continuación se detallan las ecuaciones químicas de la reacción de electrólisis utilizando la tecnología PEM:



La reacción completa del electrolizador PEM es la siguiente:



La electrólisis PEM ofrece varias ventajas en comparación con otras tecnologías, siendo la más importante su rápida respuesta a las fluctuaciones de corriente. Esto la hace especialmente adecuada para adaptarse a la naturaleza impredecible de la generación de energía a partir de paneles solares y turbinas eólicas. Sin embargo, el alto costo de producción de las celdas se traducen en una baja comercialización de mercado donde las celdas alcalinas son las más escogidas para proyectos de gran escala [12].

1.3.3. Celdas de electrólisis de óxido sólido

La electrólisis de óxidos sólidos (SOEC) es una tecnología avanzada que utiliza una celda de electrolito sólido para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno mediante electricidad. Una celda SOEC está compuesta de dos electrodos porosos y un electrolito cerámico capaz de permitir el paso de iones de oxígeno. Para producir hidrógeno, se introduce vapor de agua en el cátodo de la celda, el cual se descompone en hidrógeno e iones de oxígeno (O^{2-}). Los iones se trasladan a través de la membrana donde se vuelven a unir produciendo oxígeno en el ánodo. En la figura 1.3 se puede observar un diagrama de una celda de electrólisis SOEC:

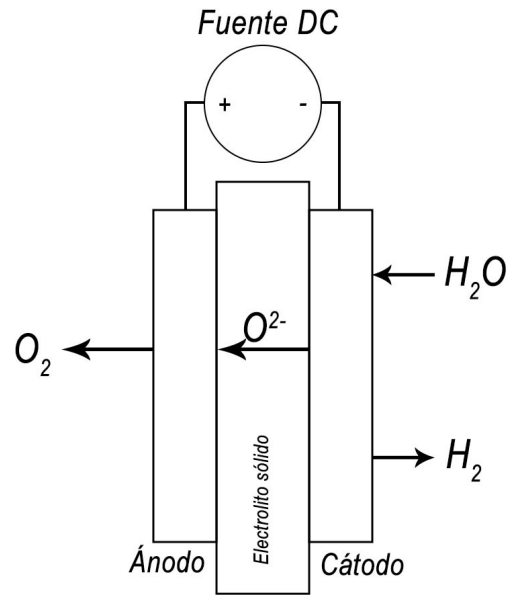
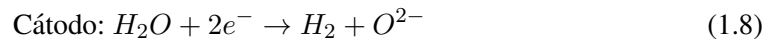


Fig. 1.3: Diagrama del electrolizador SOEC. Fuente: Elaboración propia

Las ecuaciones de un electrolizador SOEC se detallan a continuación:



La reacción completa del electrolizador SOEC es la siguiente:



La tecnología SOEC ofrece 2 grandes ventajas comparado al resto de formas de electrólisis siendo su alta eficiencia de conversión la más importante. Su operación en altas temperaturas (700-1000[°C]) favorece las reacciones termodinámicas y cinemáticas que ocurren al interior de la celda, además de poder integrarse térmicamente con procesos químicos posteriores, como la producción de metanol, combustibles sintéticos o amoníaco [13].

1.4. Paneles solares

Un panel solar es una estructura compuesta de varias celdas fotovoltaicas las cuales generan una pequeña corriente continua cuando un rayo de luz solar incide en él. Este fenómeno llamado *efecto fotoeléctrico* fue descubierto por 1940 por Russell Ohl y se basa en la absorción de la radiación solar por la celda que hace que los electrones del material puedan moverse y generar una corriente eléctrica [14].

Los paneles solares han visto un amplio crecimiento en el mundo, siendo el principal responsable de contribuir a la carbononeutralidad hacia el año 2050. El uso de este paradigma de generación en Chile ha sido clave para el desarrollo de la zona norte del país, lugar en donde se cuenta con la radiación más alta de todo el planeta, favoreciendo enormemente su importancia como alternativa sustentable [15].

1.4.1. Tecnologías de celdas solares

Debido a la alta demanda de producción solar, la necesidad de obtener más cantidad de energía por panel ha llevado a cabo una revolución en los materiales que se utilizan en su fabricación. A continuación se hace una breve reseña de las tecnologías utilizadas para la creación de celdas solares:

Celdas de Silicio Monocristalino

Las celdas de silicio monocristalino son creadas a partir de obleas semi-cuadradas cortadas de columnas de silicio formadas mediante el proceso Czochralski. Poseen la eficiencia más alta de tecnologías de celdas solares, pudiendo convertir alrededor del 25 % de energía solar a electricidad [16]. A pesar de su alta eficiencia, la búsqueda de mayores eficiencias utilizando esta tecnología ha resultado en mayores costos de producción debido al uso de equipos especializados resultando en una menor competitividad en términos de costo por unidad de energía producida [17].

Celdas de Silicio Policristalino

Las celdas de silicio policristalino son formadas a partir de obleas cuadradas cortadas desde bloques de silicio que han sido fundidos en un horno. Presentan un menor costo de

costo de producción comparado al resto de las tecnologías al tener un proceso de fabricación más sencillo. Contrario a las celdas de silicio monocristalino, las eficiencias de producción no son tan altas manteniéndose en el rango del 20 %. La popularidad de las celdas de silicio policristalino ha ido en declive debido a su mayor sensibilidad a la temperatura y baja duración, que lo ponen en desventaja frente a las demás tecnologías en proyectos ubicados en zonas áridas [18].

Celdas de Película Delgada

Las celdas de película delgada se crean al depositar capas muy finas de compuestos fotovoltaicos sobre una superficie. Una gran ventaja que presentan comparado a las otras tecnologías es la opción de depositar estos compuestos sobre bases flexibles, lo que permiten generar paneles de distintas formas. Esta característica lo hace muy versátil para su uso en gran variedad de productos de consumo domestico como baterías portátiles y calculadoras. La prescencia de mercado de las celdas de película delgada es bastante baja y al año 2023 su uso es menor al 3 % [19].

En la figura 1.4 se puede apreciar la diferencia estética entre las 3 tecnologías de paneles solares:

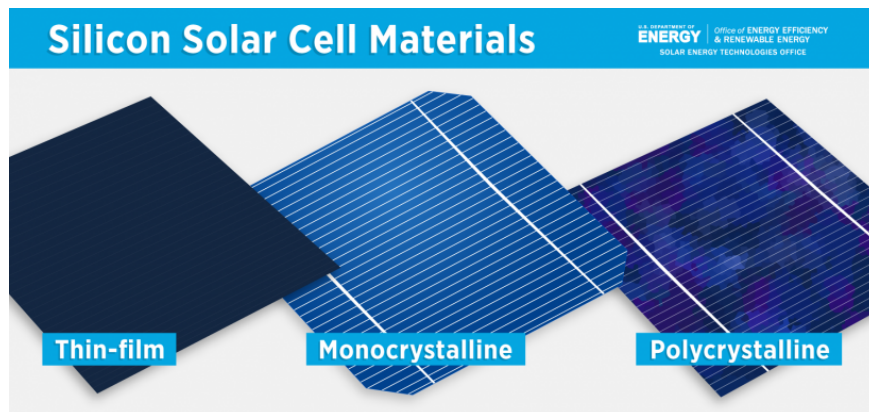


Fig. 1.4: Distintos tipos de tecnología de celdas solares basadas en silicio. Fuente: <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-cell-basics>

1.4.2. Producción de energía solar

Para producir energía a partir del sol se utiliza un elemento llamado celda fotovoltaica. Estas celdas están normalmente compuestas por materiales semiconductores como el silicio cristalino que son capaces de absorber la energía de la luz solar. Al incidir un rayo de sol sobre la celda, los fotones de la luz son absorbidos por el material semiconductor, liberando electrones de sus átomos. Los electrones liberados generan una corriente eléctrica a medida que se mueven a través del material semiconductor.

Cuando los electrones son desplazados, se crea una diferencia de potencial eléctrico entre las dos capas de la celda, que puede ser aprovechada para generar energía eléctrica en forma de corriente continua. La cantidad de energía producida por un panel solar queda designada por 3 parámetros en la siguiente ecuación:

$$P^{PV} = A_p \cdot \eta_p \cdot I_{solar} \quad (1.10)$$

Donde A_p corresponde al área efectiva de un panel solar, medida en $[m^2]$, η_p es la eficiencia del panel solar para convertir la radiación solar en energía e I_{solar} es la cantidad de radiación recibida por el panel medida en $[\frac{W}{m^2}]$.

1.4.3. Tipos de Medición de Radiación Solar

Debido a la multitud de aplicaciones que tiene la información de radiación solar, existen varios tipos de mediciones que permiten un análisis para distintos campos. Los 3 tipos de mediciones más utilizados son:

Radiación Normal Directa

La radiación normal directa (DNI) mide únicamente la radiación que llega en línea recta desde el sol, sin haber sido afectada por la atmósfera. Esta medición se realiza con un pirheliómetro orientado directamente hacia el sol pudiendo obtener una medida precisa de la energía solar que impacta directamente en la superficie sin interferencias atmosféricas.

Radiación Horizontal Difusa

La radiación horizontal difusa (DHI) corresponde a la medición de radiación que ha sido dispersada por partículas de la atmósfera como nubes y polvo. Debido a la naturaleza de esta medición, la radiación difusa proviene de todas las direcciones del cielo ya que los rayos solares se desvían en todas las direcciones al interactuar con la atmósfera. Para realizar esta medición se utiliza un piranómetro además de un elemento que bloquee la luz directa del sol para diferenciarla de la radiación DNI.

Radiación Global Horizontal

La radiación global horizontal (GHI) mide la cantidad total de energía solar que incide en una superficie, combinando radiación directa y difusa. Es esencial para dimensionar y evaluar el rendimiento de sistemas fotovoltaicos debido a la contribución de todos los fenómenos atmosféricos que afectan a la luz que impacta en los paneles solares. Este tipo de medición se realiza con un piranómetro del cual se obtiene la densidad de flujo de radiación solar.

En la figura 1.5 se puede observar un diagrama con los distintos tipos de medición de radiación solar:

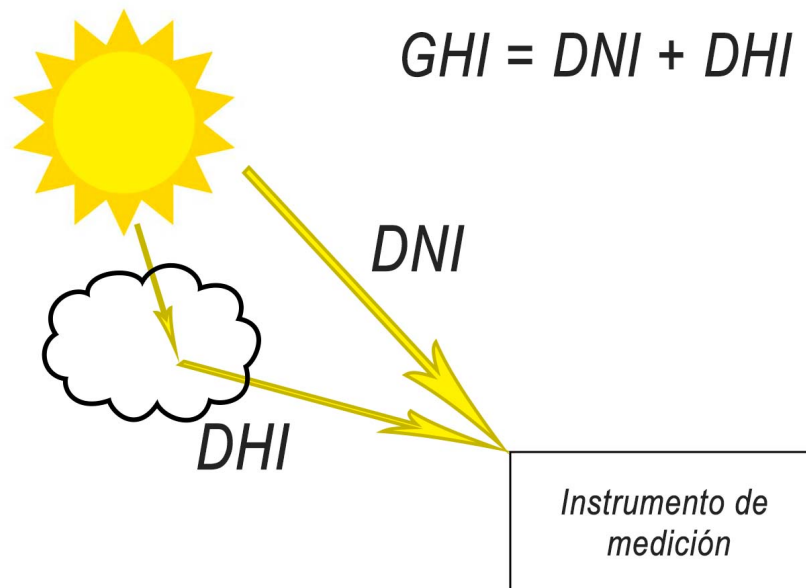


Fig. 1.5: Diagrama de las distintas mediciones de radiación solar. Fuente: Elaboración propia

1.5. *Battery Energy Storage System*

La creciente demanda de fuentes de energía renovable ha impulsado la adopción de tecnologías de almacenamiento de energía, como los sistemas de baterías de almacenamiento de energía en baterías (BESS). La importancia de estos equipos radica en su capacidad de almacenar energía durante períodos de alta generación eléctrica renovable (normalmente durante el día) y poder abastecer elementos críticos durante momentos de baja disponibilidad eléctrica (durante la noche).

Existen diversas tecnologías disponibles para la aplicación de BESS, cada una con características particulares que las hacen adecuadas para diferentes tipos de uso y demandas energéticas. Estas tecnologías se diferencian principalmente por su capacidad de almacenamiento, costos de implementación y operación, eficiencia y ciclos de carga/descarga de las baterías. A partir de estas diferencias se tienen las siguientes tecnologías actualmente en uso en la industria:

1.5.1. *Tecnologías de BESS*

Baterías de plomo-ácido

Las baterías de plomo-ácido (Pb-A) son una de las tecnologías de baterías más antiguas y baratas pudiendo obtener una adopción masiva por parte de la industria. Las principales características de las baterías de Pb-A incluyen un bajo costo y facilidad de fabricación, alta confiabilidad, alta eficiencia, baja tasa de autodescarga, rápidos tiempos de respuesta y fácil reciclabilidad de sus componentes [20]. Las principales desventajas de esta tecnología son su corta vida útil y sus intensivos requisitos de mantenimiento.[21]. Hoy en día las baterías de plomo ácido aún se utilizan en el mercado de las fuentes de poder ininterrumpibles (UPS) para distintas gamas de equipos electrónicos como servidores y computadores con información valiosa, aunque cada vez más se ven desplazadas por el uso de baterías de ion-litio.

Baterías de ion-litio

La tecnología de baterías de ion-litio ha visto un gran crecimiento en el último tiempo, desplazando a las baterías de plomo ácido como la tecnología más usada. Estas baterías permiten

una eficiencia bastante elevada comparada con el resto de las otras tecnologías y aunque aún el precio de adopción sigue siendo muy elevado, su elevada densidad de energía lo hace ideal para grandes centrales productivas [22]. El rango de uso de las baterías de ion-litio va desde los teléfonos celulares, vehículos eléctricos y computadores portátiles hasta instrumentos médicos y de mayor relevancia para este trabajo, bancos de baterías BESS.

Uno de los problemas actuales con el uso de baterías de iones de litio en aplicaciones conectadas a la red eléctrica es su ciclo de vida. A medida que las celdas de iones de litio se deterioran gradualmente bajo una carga cíclica, se producen reacciones químicas irreversibles que provocan un aumento de la resistencia de la celda y una disminución de la cantidad de iones de litio disponibles, lo que da como resultado una capacidad de celda utilizable reducida [23].

1.6. Control MPC

El método de control por predicción de modelo (MPC) es una metodología avanzada utilizada para poder controlar procesos o plantas. Se basa en el conocimiento previo del sistema a controlar y extender su comportamiento en el futuro con tal de poder ejercer un esfuerzo de control que minimice una función de costo. El control MPC puede ajustar su comportamiento a perturbaciones futuras del sistema mediante las predicciones dadas por el modelo, obteniendo mejores resultados comparado a otros métodos de control como PID y control por realimentación de estados [24].

Al depender tan fuertemente de la representación matemática del sistema, la importancia de tener un buen modelo es clave al momento de determinar su desempeño. Un modelo preciso permite que el control MPC anticipe correctamente las dinámicas del sistema y cumpla con las restricciones impuestas, mejorando el rendimiento general [25]. Sin embargo, debe cuidarse la complejidad del modelo a controlar ya que la resolución de problemas de optimización de gran escala puede volver infactible este método para sistemas con escalas de tiempo acotados [26].

1.6.1. Componentes del control MPC

El funcionamiento del control MPC se basa en 4 elementos que lo componen:

Modelo del sistema a controlar

El modelo del sistema corresponde a la representación matemática de la relación entre sus entradas y salidas a través de ecuaciones. Es a través de este modelo que se puede obtener el comportamiento futuro de la planta el cual es usado para determinar el esfuerzo de control óptimo para los parámetros establecidos.

Función de costo

La función de costo del sistema representa la cuantificación numérica del objetivo de control. La elección de una función de costo adecuada es específica a cada problema y puede ser establecida con tal de obtener los resultados deseados como por ejemplo maximizar las ganancias del sistema o reducir el error a una referencia dada.

Horizonte de predicción

El horizonte de predicción N corresponde a la cantidad de tiempo que el modelo predice su comportamiento hacia el futuro según su modelo matemático. El largo del horizonte de predicción afecta directamente el desempeño de la planta al poder anticiparse a cambios en el sistema. De igual manera que en el modelo del sistema a controlar, extender el horizonte de predicción conlleva un impacto en la resolución numérica del problema de optimización, afectando el desempeño del sistema de control bajo condiciones de tiempo muy acotadas.

Restricciones del sistema

Las restricciones del sistema modelan los límites físicos de la planta como niveles máximos de llenado de un tanque acumulador, carga máxima de un banco de baterías o velocidad mínima de un vehículo manejado autónomamente. Las restricciones entregan información del comportamiento deseado del sistema al control MPC, obligándolo a mantenerse dentro de los niveles de operación requeridos. Se debe tener cuidado de definir restricciones de manera que el sistema de control pueda hallar soluciones factibles al problema de optimización, de lo contrario el método de control no será capaz de operar correctamente el sistema.

1.6.2. Algoritmo de control MPC

La implementación del control MPC está basada en el uso de un ciclo repetitivo de acciones las cuales se realizan en cada instante de la simulación. El algoritmo de funcionamiento del control MPC queda descrito de la siguiente manera [27]:

1. En cada instante k de la simulación se calcula la salida del sistema $y[k]$ y se hace una predicción de las futuras salidas para todo momento en un intervalo determinado llamado horizonte de predicción N .
2. La predicción del sistema es usada para establecer una trayectoria de control que optimice una función de costo determinada. El valor de la función de costo está acotada por las restricciones del sistema.
3. Usando un algoritmo de optimización se encuentra la trayectoria de control óptima para el horizonte de predicción. Solamente el primer elemento de esta trayectoria es usada.
4. En el siguiente instante $k + 1$ se vuelve a calcular la predicción para el sistema y se repite el proceso.

En la figura 1.6 se puede apreciar el esquema de control MPC:

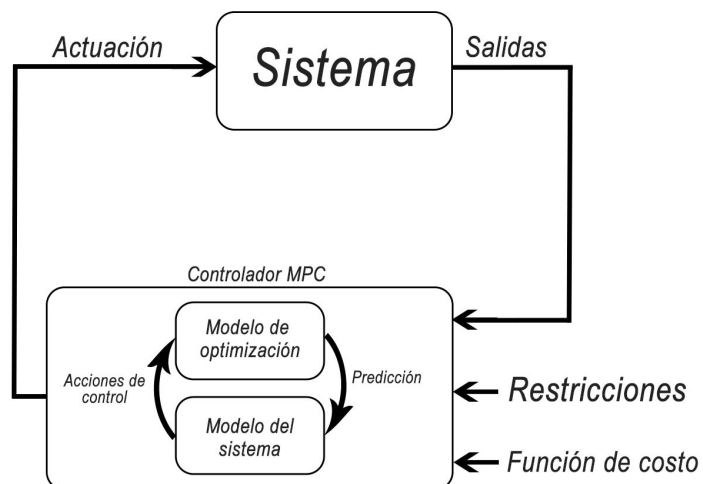


Fig. 1.6: Diagrama del método de control MPC

El controlador calcula una secuencia de acciones de control $u_c[k]$ que minimizan la función de costo \mathcal{J} a lo largo del horizonte de predicción N . Sin embargo, solo el primer elemento de la secuencia $u_c[1]$, se aplica al sistema. El concepto de usar de un intervalo de predicción que es recalculado en cada momento de la simulación es llamado *receding horizon*. En la figura 1.7 se puede apreciar el funcionamiento del método de horizonte móvil:

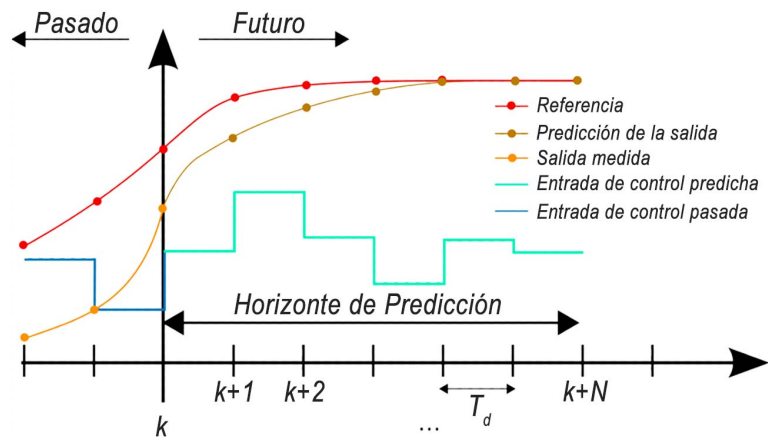


Fig. 1.7: Diagrama del método de horizonte móvil

El problema de optimización lineal a resolver en cada instante k queda dado por la ecuación 1.14

$$\underset{x}{\text{máx}} \quad \mathcal{J} = f^T x \quad (1.11)$$

$$\text{s.t.} \quad A \cdot x \leq b \quad (1.12)$$

$$A_{eq} \cdot x = b_{eq} \quad (1.13)$$

$$r_i \leq x \leq r_d \quad (1.14)$$

Donde el vector x corresponde a las variables de decisión del sistema desde $k = 0$ a $k = N$. El vector f contiene las ponderaciones de las variables en la función de costo. La matriz A y el vector b se construyen a partir de todas las restricciones de desigualdad lineal

del sistema, siendo A las ponderaciones de las variables de decisión y b su resultado. De manera similar, A_{eq} y b_{eq} se forman a partir de las restricciones de igualdad del sistema. r_i y r_d son los vectores que limitan los niveles mínimos y máximos de las variables de decisión del sistema, respectivamente.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En este capítulo se describe el sistema a simular, junto con su representación como problema de optimización, el uso del esquema de control MPC para maximizar la producción de hidrógeno en la planta y su implementación en software. En específico, se presenta un diagrama del sistema describiendo las partes que lo componen, las entradas y salidas del diagrama de bloques. Más adelante se presenta el sistema como un problema de optimización cuyo objetivo es maximizar la cantidad de hidrógeno producido. Finalmente, se detalla la implementación de este problema en el software MATLAB.

2.1. Sistema a controlar

Debido a la variabilidad de producción de energía a través de fuentes renovables como la solar y eólica, es necesario recurrir a distintas soluciones que puedan mantener en constante operación a las plantas de hidrógeno verde. Una solución que emerge como medida para eliminar esta variabilidad es el uso de BESS los cuales pueden suministrar energía cuando la matriz renovable no sea capaz de producir la energía suficiente y de cargarse cuando la producción energética está en su máximo. Esto logra que se puedan alcanzar los niveles mínimos de operación de la planta en todo momento. Además, el uso de una estrategia adecuada de carga y descarga de los bancos de baterías logra que una planta de hidrógeno verde pueda producir la mayor cantidad de gas durante el período de operación.

El problema a resolver queda descrito en la figura 2.1 donde se puede observar la disposición de los elementos de la planta. Se consta de un conjunto de paneles solares cuya generación de energía $P^{PV}[k]$ [W] queda descrita en cada hora k de la simulación. Debido a los movimientos de la tierra alrededor del sol, la generación de energía es variable durante el día obteniendo un máximo durante mediodía y mínimo durante la noche.

La salida de producción solar se suma a la potencia disponible en un banco de baterías

BESS $P^{BESS}[k]$ [W] la cual se encarga de mantener el nivel de producción estable durante los momentos de poca energía solar. Esta batería puede cargarse y descargarse, denotando el signo positivo como la entrada de energía a la batería mientras que un signo negativo indica que la batería está proporcionando energía al sistema. Para este problema se considera una batería ideal con eficiencias de carga y descarga 100 % además de no contar pérdidas de capacidad en el largo plazo.

Estos dos elementos están conectados a un electrolizador el cual lleva a cabo la reacción de electrólisis generando un flujo $Q^{prod}[k]$ de hidrógeno molecular. Debido a restricciones sobre la zona de operación del electrolizador, es necesario mantener cierta potencia máxima y mínima, de lo contrario es necesario volver a empezar el ciclo de encendido del aparato prohibiéndole producir más hidrógeno. La figura 2.1 detalla el esquema del sistema a controlar:

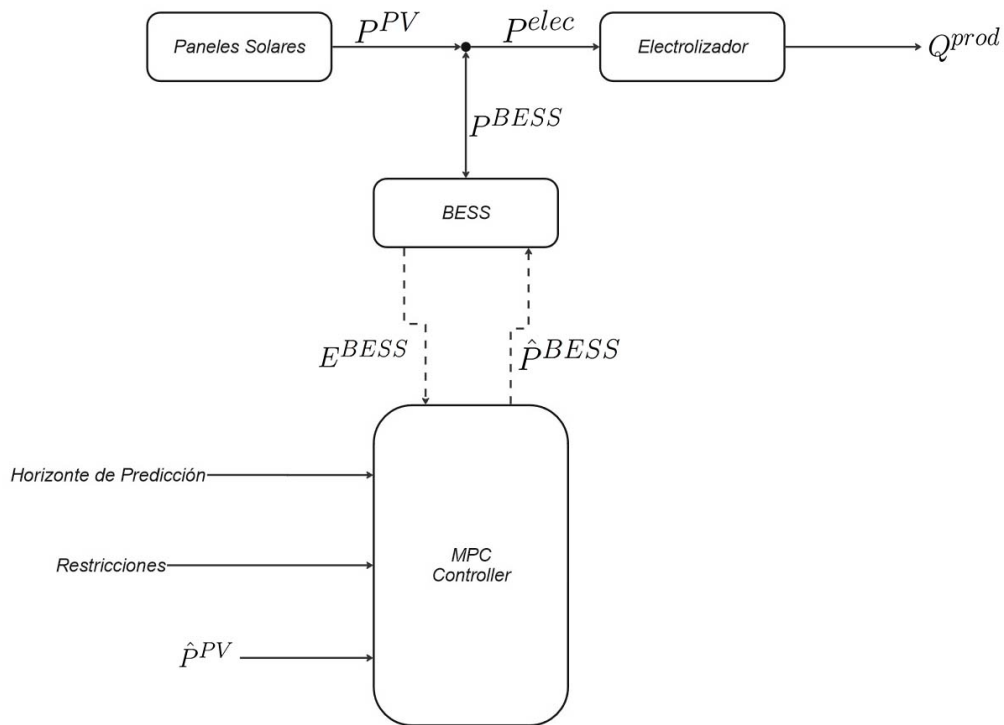


Fig. 2.1: Diagrama del sistema interconectado

2.1.1. Paneles Solares

Para poder producir energía a partir de la radiación del sol se utilizan elementos llamados celdas solares las cuales son capaces de generar una corriente eléctrica cuando se exponen a los rayos solares. Estas celdas pueden conectarse en serie y en paralelo para poder construir un elemento denominado panel solar. Para calcular la potencia total P^{PV} producida por los paneles solares debido a la radiación I_{solar} en cada instante k de la simulación se utiliza la relación dada en la ecuación 1.10 pero introduciendo un nuevo parámetro N_p que corresponde al número de paneles aportando energía a la red. La ecuación final para la producción solar queda descrita en 2.1

$$P^{PV}[k] = A_p \cdot \eta_p \cdot N_p \cdot I_{solar}[k] \quad (2.1)$$

Donde A_p corresponde al área de los paneles solares medido en $[m^2]$, η_p es la eficiencia de conversión de energía de los paneles solares y se asume constante para todo el rango de simulación. En realidad la eficiencia de los paneles solares está afectada por múltiples factores como la temperatura, humedad ambiente, cantidad de polvo acumulado y la intensidad de radiación solar que incide en las celdas [28].

2.1.2. Batería BESS

Para poder acumular energía solar y redistribuirla cuando no se logra satisfacer las necesidades del resto de los equipos, se utiliza un banco de baterías BESS. Este elemento posee un estado interno $E^{BESS}[k]$ que corresponde a la cantidad de energía acumulada en las baterías medidas en [Wh]. Para obtener una ecuación que describa el comportamiento de la batería BESS se establece la siguiente relación:

$$\frac{d}{dt} (E^{BESS}(t)) = -P^{BESS}(t) \quad (2.2)$$

Donde P^{BESS} es la potencia de carga/descarga del banco BESS. Para obtener la solución de este sistema en tiempo continuo se puede integrar a ambos lados de la ecuación 2.2:

$$\int_{t_1}^{t_2} dE^{BESS}(s) = - \int_{t_1}^{t_2} P^{BESS}(s) ds \quad (2.3)$$

Debido a que la potencia P^{BESS} que entra en la batería es constante durante t_2 a t_1 :

$$E^{\text{BESS}}(t_2) - E^{\text{BESS}}(t_1) = -(t_2 - t_1)P^{\text{BESS}}(t_1) \quad (2.4)$$

$$E^{\text{BESS}}(t_2) = E^{\text{BESS}}(t_1) - (t_2 - t_1)P^{\text{BESS}}(t_1) \quad (2.5)$$

Se define un tiempo de muestreo T_d entre los tiempos t_2 y t_1 tal que:

$$T_d = t_2 - t_1 \xrightarrow{\text{se discretiza}} t_1 = k, \quad t_2 = k + 1 \quad (2.6)$$

Se puede entonces obtener la representación en tiempo discreto de la batería BESS:

$$E^{\text{BESS}}[k + 1] = E^{\text{BESS}}[k] - T_d \cdot P^{\text{BESS}}[k] \quad (2.7)$$

La ecuación 2.7 describe el cambio de la energía acumulada E^{BESS} en cada muestra discreta k de la simulación cuando se somete a una potencia P^{BESS} . Como se menciona anteriormente, P^{BESS} corresponde a una función continua en x pero su interpretación cambia según su signo:

$$\text{sgn}(P^{\text{BESS}}) = \begin{cases} 1, & \text{si se introduce energía a la BESS} \\ 0, & \text{si no se introduce ni extrae energía a la BESS} \\ -1, & \text{si se extrae energía desde la BESS} \end{cases} \quad (2.8)$$

La ecuación descrita en 2.8 no afecta la resolución numérica del problema pero sirve para comprender la naturaleza de los resultados obtenidos más adelante. En este trabajo se asume que las eficiencias de carga y descarga son ideales, es decir, el sistema funciona como una batería ideal. Se establecen niveles máximos y mínimos de operación de la batería:

$$E_{\min}^{\text{BESS}} \leq E^{\text{BESS}}[k] \leq E_{\max}^{\text{BESS}} \quad (2.9)$$

Donde E_{\min}^{BESS} y E_{\max}^{BESS} corresponden a los nivel de carga máximos y mínimos de la batería. La correcta definición de estos parámetros afecta el rendimiento y vida útil de la batería. Se pueden establecer distintas configuraciones de los niveles de carga de la BESS para distintos

escenarios, como por ejemplo la reducción de costos o la completa disponibilidad del equipo frente a algún evento inesperado [29]. Similarmente, la batería posee límites físicos para cargarla o descargarla, descritas por:

$$P_{min}^{BESS} \leq P^{BESS}[k] \leq P_{max}^{BESS} \quad (2.10)$$

P_{min}^{BESS} y P_{max}^{BESS} establecen niveles máximos y mínimos de transferencia de energía desde la batería BESS hacia el sistema. Estos niveles están dados por el fabricante y se diseñan para maximizar el rendimiento del banco de baterías y extender su vida útil, evitando un deterioro temprano del equipo [30].

2.1.3. Electrolizador Alcalino

Para producir hidrógeno se utiliza un equipo denominado *electrolizador*. Este elemento consume una cantidad de energía para generar gas en un proceso llamado *power-to-gas* o *potencia a gas* en español. Para poder describir el comportamiento de un electrolizador con respecto al H_2 producido por unidad de energía suministrada en un periodo de tiempo se hacen algunas suposiciones:

1. El comportamiento del electrolizador es lineal en todo el rango de operación
2. La eficiencia de generación es 100 %, es decir, toda la energía con la que se suministra el electrolizador es utilizada para generar H_2
3. Para los tiempos de operación escogidos (1 hora) el electrolizador es un elemento estático que no posee estados internos
4. La presión, temperatura y volumen del gas no afectan a la producción de hidrógeno

Tomando en cuenta estas suposiciones se establece la siguiente ecuación que describe el funcionamiento del electrolizador:

$$Q^{prod}[k] = \frac{Q_{max}^{elec} - Q_{min}^{elec}}{P_{max}^{elec} - P_{min}^{elec}} \cdot (P^{elec}[k] - P_{min}^{elec}) + Q_{min}^{elec} \quad (2.11)$$

Donde Q^{prod} corresponde a la cantidad de H_2 generado durante el tiempo de muestro T_d del sistema medido en $[Nm^3]$. Los parámetros Q_{max}^{elec} y Q_{min}^{elec} corresponden a los caudales

máximos y mínimos de producción de hidrógeno medidos en $[\text{Nm}^3]$. La magnitud de estos valores viene dada por cada fabricante, ya que existen electrolizadores que permiten una banda de operación más acotada. $P^{\text{elec}}[k]$ corresponde a la potencia suministrada al electrolizador en cada instante k de la simulación y está medido en $[\text{W}]$.

P_{max}^{elec} y P_{min}^{elec} describen la cantidad máxima y mínima de potencia que es necesario suministrar al electrolizador en cada momento y está afecta al tamaño del equipo a simular. Estos niveles se definen debido a la verdadera naturaleza no-lineal del electrolizador, ya que es necesario realizar algunos procedimientos anteriores al funcionamiento pleno del equipo, como la purga de gas residual o el rellenado de electrolito al electrolizador. Los niveles de potencia definen la siguiente relación:

$$P_{min}^{\text{elec}} \leq P^{\text{elec}}[k] \leq P_{max}^{\text{elec}} \quad (2.12)$$

$P^{\text{elec}}[k]$ corresponde a la potencia suministrada al electrolizador en cada instante k de la simulación y está medido en $[\text{W}]$.

2.2. Representación como problema de optimización

El objetivo del controlador es poder maximizar la producción de hidrógeno verde durante todo el período de simulación. Para lograr esto, es necesario maximizar la cantidad de potencia con la que se alimenta el electrolizador al ser éste el elemento que transforma la energía entrante en gas. Se puede apreciar en el diagrama 2.1 que la única variable manipulada P^{BESS} determina los niveles de operación del electrolizador ya que P^{PV} depende enteramente de la disponibilidad solar durante el día. El sistema se puede expresar como un problema de optimización de la siguiente manera:

$$\max_{P^{\text{BESS}}} \mathcal{J} = \sum_{k=0}^N P^{\text{BESS}}[k] \quad (2.13)$$

$$\text{s.t. } E^{\text{BESS}}[k+1] = E^{\text{BESS}}[k] - T_d \cdot P^{\text{BESS}}[k] \quad (2.14)$$

$$E_{\min}^{\text{BESS}} \leq E^{\text{BESS}}[k] \leq E_{\max}^{\text{BESS}} \quad (2.15)$$

$$P_{\min}^{\text{BESS}} \leq P^{\text{BESS}}[k] \leq P_{\max}^{\text{BESS}} \quad (2.16)$$

$$P_{\min}^{\text{elec}} \leq P^{\text{elec}}[k] \leq P_{\max}^{\text{elec}} \quad (2.17)$$

$$P^{\text{elec}}[k] = P^{\text{BESS}}[k] + P^{\text{PV}}[k] \quad (2.18)$$

La función objetivo indicada en la ecuación 2.13 fuerza al sistema a maximizar la cantidad de H_2 formado en el electrolizador debido a la potencia $P^{\text{BESS}}[k]$ durante cada muestra de la simulación. La ecuación de un acumulador ideal está descrita en la ecuación 2.14 y sus límites de operación en la ecuación 2.15. Los niveles máximos y mínimos de operación de la batería BESS y el electrolizador están descritas en 2.16 y 2.17, respectivamente. La ecuación 2.18 representa la suma de potencias de la batería y los paneles solares entrantes al electrolizador. Este problema corresponde a un problema de programación lineal y puede ser escrito como la representación dada en la ecuación 1.14. Para la ecuación 2.13 se define el vector de variables manipuladas x en términos del horizonte de predicción N :

$$\mathbf{p}^{\text{BESS}} = \begin{bmatrix} P^{\text{BESS}}[k] \\ P^{\text{BESS}}[k+1] \\ \vdots \\ P^{\text{BESS}}[k+N] \end{bmatrix}_{(N+1) \times 1} \quad (2.19)$$

Se define un vector columna h cuyos valores son iguales a uno:

$$\mathbf{h} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}_{(N+1) \times 1} \quad (2.20)$$

De esta manera se representa la ecuación 2.13 de manera matricial como:

$$\mathcal{J} = \mathbf{h}^T \cdot \mathbf{P}^{\text{BESS}} \quad (2.21)$$

El vector de producción solar esperado para el horizonte de predicción esta descrito como:

$$\mathbf{P}^{\text{PV}} = \begin{bmatrix} P^{\text{PV}}[k] \\ P^{\text{PV}}[k+1] \\ \vdots \\ P^{\text{PV}}[k+N] \end{bmatrix}_{(N+1) \times 1} \quad (2.22)$$

Se definen además los vectores de niveles de operación de los distintos equipos del sistema:

$$\mathbf{E}^{\text{BESS}} = E^{\text{BESS}}[k] \cdot \mathbf{h} \quad (2.23)$$

$$\mathbf{E}_{max}^{\text{BESS}} = E_{max}^{\text{BESS}} \cdot \mathbf{h} \quad (2.24)$$

$$\mathbf{E}_{min}^{\text{BESS}} = E_{min}^{\text{BESS}} \cdot \mathbf{h} \quad (2.25)$$

$$\mathbf{P}_{max}^{\text{BESS}} = P_{max}^{\text{BESS}} \cdot \mathbf{h} \quad (2.26)$$

$$\mathbf{P}_{min}^{\text{BESS}} = P_{min}^{\text{BESS}} \cdot \mathbf{h} \quad (2.27)$$

$$\mathbf{P}_{max}^{\text{elec}} = P_{max}^{\text{elec}} \cdot \mathbf{h} \quad (2.28)$$

$$\mathbf{P}_{min}^{\text{elec}} = P_{min}^{\text{elec}} \cdot \mathbf{h} \quad (2.29)$$

Reemplazando 2.14 en 2.15 y utilizando los vectores de niveles definidos:

$$\mathbf{E}_{min}^{\text{BESS}} \leq \mathbf{E}^{\text{BESS}} - T_d \cdot \mathbf{P}^{\text{BESS}} \leq \mathbf{E}_{max}^{\text{BESS}} \quad (2.30)$$

$$\mathbf{E}_{min}^{\text{BESS}} - \mathbf{E}^{\text{BESS}} \leq -T_d \cdot \mathbf{P}^{\text{BESS}} \leq \mathbf{E}_{max}^{\text{BESS}} - \mathbf{E}^{\text{BESS}} \quad (2.31)$$

$$\frac{1}{T_d} (-\mathbf{E}_{min}^{\text{BESS}} + \mathbf{E}^{\text{BESS}}) \geq \mathbf{P}^{\text{BESS}} \geq \frac{1}{T_d} (-\mathbf{E}_{max}^{\text{BESS}} + \mathbf{E}^{\text{BESS}}) \quad (2.32)$$

Separando 2.32 se obtienen 2 desigualdades:

$$\mathbf{P}^{\text{BESS}} \leq \frac{1}{T_d} (-\mathbf{E}_{\min}^{\text{BESS}} + \mathbf{E}^{\text{BESS}}) \quad (2.33)$$

$$-\mathbf{P}^{\text{BESS}} \leq \frac{-1}{T_d} (-\mathbf{E}_{\max}^{\text{BESS}} + \mathbf{E}^{\text{BESS}}) \quad (2.34)$$

Reemplazando 2.18 en 2.17:

$$\mathbf{P}_{\min}^{\text{elec}} \leq \mathbf{P}^{\text{BESS}} + \mathbf{P}^{\text{PV}} \leq \mathbf{P}_{\max}^{\text{elec}} \quad (2.35)$$

$$\mathbf{P}_{\min}^{\text{elec}} - \mathbf{P}^{\text{PV}} \leq \mathbf{P}^{\text{BESS}} \leq \mathbf{P}_{\max}^{\text{elec}} - \mathbf{P}^{\text{PV}} \quad (2.36)$$

Separando 2.36:

$$\mathbf{P}^{\text{BESS}} \leq \mathbf{P}_{\max}^{\text{elec}} - \mathbf{P}^{\text{PV}} \quad (2.37)$$

$$-\mathbf{P}^{\text{BESS}} \leq -\mathbf{P}_{\min}^{\text{elec}} + \mathbf{P}^{\text{PV}} \quad (2.38)$$

De las ecuación 2.16 se puede obtener directamente:

$$\mathbf{P}^{\text{BESS}} \leq \mathbf{P}_{\max}^{\text{BESS}} \quad (2.39)$$

$$-\mathbf{P}^{\text{BESS}} \leq -\mathbf{P}_{\min}^{\text{BESS}} \quad (2.40)$$

Se define \mathbf{I} como la matriz identidad de dimensiones $(N + 1) \times (N + 1)$ y \mathbf{F} como la matriz triangular inferior de dimensiones $(N + 1) \times (N + 1)$ cuyos valores son 1:

$$\mathbf{I} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 1 \end{bmatrix}_{(N+1) \times (N+1)} \quad (2.41)$$

$$\mathbf{F} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 \\ 1 & 1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & \cdots & 1 \end{bmatrix}_{(N+1) \times (N+1)} \quad (2.42)$$

Se agrupan las desigualdades 2.33, 2.34, 2.37, 2.38, 2.39 y 2.40 en un solo vector tal que:

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} -\mathbf{I} \\ \mathbf{I} \\ \mathbf{F} \\ -\mathbf{F} \\ -\mathbf{I} \\ \mathbf{I} \end{bmatrix}_{6 \cdot (N+1) \times (N+1)} \quad (2.43)$$

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} -\mathbf{P}_{min}^{elec} + \mathbf{P}^{PV} \\ \mathbf{P}_{max}^{elec} - \mathbf{P}^{PV} \\ \frac{1}{T_d} (-\mathbf{E}_{min}^{BESS} + \mathbf{E}^{BESS}) \\ \frac{-1}{T_d} (-\mathbf{E}_{max}^{BESS} + \mathbf{E}^{BESS}) \\ -\mathbf{P}_{min}^{BESS} \\ -\mathbf{P}_{max}^{BESS} \end{bmatrix}_{6 \cdot (N+1) \times 1} \quad (2.44)$$

Se reescribe el problema de maximización 2.13 a 2.18 en forma matricial como:

$$\begin{aligned} \max_x \quad & \mathcal{J} = \mathbf{h}^T \cdot \mathbf{P}^{BESS} \\ \text{s.t.} \quad & \mathbf{D} \cdot \mathbf{P}^{BESS} \leq \mathbf{d} \end{aligned} \quad (2.45)$$

Este problema de optimización lineal puede ser resuelto a través de distintos algoritmos de resolución.

2.3. Implementación del control MPC

El bloque controlador MPC recibe información acerca del estado de la batería $E^{\text{BESS}}[k]$ en cada momento k junto con una predicción de la producción solar esperada $\hat{P}^{\text{PV}}[k]$ durante el horizonte de predicción N . Esta información es utilizada en conjunto con las restricciones inherentes del sistema como los niveles de carga de la batería, la potencia de carga y descarga de la batería y los niveles de operación del electrolizador para resolver el problema de optimización de la función de costo y así poder establecer una estrategia óptima sobre el comportamiento de la potencia del banco de baterías P^{BESS} . Para simplificar el problema se asume que $P^{\text{BESS}} = \hat{P}^{\text{BESS}}$ en toda la simulación. El primer elemento del vector solución P^{BESS} del problema de optimización es utilizado para manipular la batería y así lograr el objetivo de control. La resolución de el problema de optimización se hace en cada muestra de la simulación.

Para implementar el sistema de control descrito en el diagrama 2.1, se utiliza el software *MATLAB* para describir las matrices y vectores del problema de programación lineal descrito en las ecuaciones 2.13 a 2.18. Para la resolución del problema de optimización se utilizará la función `linprog` disponible en la librería *Optimization Toolbox*. Esta función es compatible con la representación matricial del problema descrita en 2.45. Se utiliza el algoritmo de resolución *dual-simplex* para resolver el problema de maximización y más adelante se discutirá y analizará el impacto de utilizar los otros algoritmos disponibles para la función `linprog` en *MATLAB*.

En este trabajo se analizan los resultados obtenidos con los distintos algoritmos de resolución disponibles en la función `linprog`. Sin embargo, debido a su utilidad, existe una amplia gama de algoritmos comerciales y de libre uso los cuales poseen diferentes grados de utilidad para un problema dado. Uno de los algoritmos más populares para la resolución de problemas de optimización es *simplex*, desarrollado por George Dantzig entre 1946 y 1947.

El método *simplex* es un algoritmo utilizado para resolver problemas de programación lineal con el objetivo de optimizar una función de costo sujeta a restricciones lineales. El funcionamiento del método *simplex* se basa en la descripción de una región factible del problema, dada por las restricciones del sistema. Se inicia por una solución básica factible y se recorren los vértices del poliedro definido en la región factible, mejorando iterativamente el valor de la

función objetivo en cada paso. El proceso continúa hasta que se alcanza un vértice en el cual no se puede mejorar más la función objetivo, obteniéndose así solución óptima.

3. ELECCIÓN DE PARÁMETROS DE SIMULACIÓN

En este capítulo se definirán los parámetros a utilizar para la simulación de la planta de producción de hidrógeno. En las siguientes secciones se explicará la razón de la elección de distintos equipos, sus límites de operación e información relevante para la simulación. En la primera sección se discute sobre el posicionamiento de la planta dentro de Chile, tomando en cuenta la disponibilidad de radiación solar en la zona norte. En la segunda sección se selecciona el modelo de panel solar a utilizar para transformar la radiación solar en energía. En la tercera sección se escoge el electrolizador para la generación de H_2 . Por último, en la cuarta sección se habla acerca del uso de el banco de baterías BESS y qué modelo se escoge.

3.0.1. Elección de la ubicación de la planta

Debido a la creciente industria de la generación solar en el norte de Chile, la medición de datos de irradiación solar ha tomado más importancia en el último tiempo. Sitios como <https://solar.minenergia.cl/exploracion> resultan de gran utilidad para poder determinar la disponibilidad de radiación solar en distintas partes del país. La cantidad de radiación solar en el norte de Chile es la mayor en el mundo [31] razón por la cual múltiples plantas de generación solar han escogido esta zona para su construcción. Para verificar el rendimiento del sistema de control propuesto se utilizan las mediciones hechas en la estación Armazones ubicado en el cerro del mismo nombre, a unos 100[km] de distancia de la ciudad de Antofagasta. Las coordenadas del sitio de medición están descritas en la tabla 3.1 y su posición en el mapa es la figura 3.1:

Norte	Este
7274938	374235

Tab. 3.1: Coordenadas del sitio de medición Armazones. Datum WGS 84 y Huso 19J

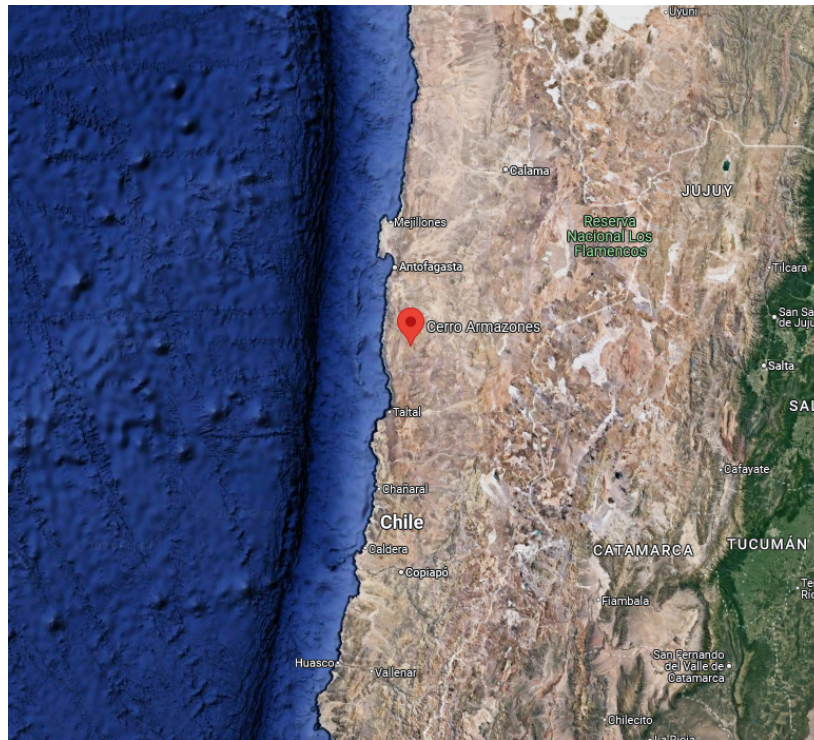


Fig. 3.1: Ubicación del cerro Armazones en Chile. Fuente: Google Maps

Según la información dada en el sitio del Ministerio de Energía, las mediciones de radiación solar se realizaron utilizando un piranómetro marca Kipp & Zonen modelo CMP11 recopilados cada 10 minutos. Para este trabajo se escogen los datos con frecuencia de 1 hora entre ellos, empezando el 1° de enero a las 00:00. En la figura 3.2 se puede observar el instrumento de medición:



Fig. 3.2: Piranómetro Kipp & Zonen CMP11

De todas las mediciones disponibles en el estudio de radiación se utiliza la medida GHI para este trabajo debido a que incluye tanto la radiación directa del sol como la radiación difusa producto de nubes u otros efectos atmosféricos. Esta medición provee una estimación completa de la energía solar total disponible en una ubicación determinada, lo que la convierte en un indicador más fidedigno para la simulación de producción de energía de paneles solares.

3.1. Paneles solares

Los datos de radiación solar se utilizan como entrada para el conjunto de paneles solares para transformar la irradiancia en potencia que se puede utilizar para cargar la batería o suministrarla al electrolizador. Los paneles solares escogidos son *Canadian Solar TOPBiHiKu7* con una potencia máxima de 700[W]. Su mayor potencia nominal y eficiencia comparado al resto de los productos ofrecidos por la marca los hacen ideales para aplicaciones de generación

solar en este trabajo.

A pesar de que la construcción de estos paneles les permite acumular luz solar por el reverso, se asume que la potencia generada es solamente la creada por los rayos de luz solar que irradian en la cara principal y que los paneles funcionan de manera ideal en todo el tiempo se simulación, es decir, sin pérdidas producidas por la degradación de las celdas o por temperaturas fuera del rango de operación. En la figura 3.3 se observa el panel solar a utilizar para la simulación:



Fig. 3.3: Panel Canadian Solar TOPBiHiKu7

Se hace la suposición que la eficiencia de los transformadores, convertidores e inversores necesarios para coincidir la operación del resto de los elementos del sistema es de 100%. Según los datos del fabricante, los paneles tienen dimensiones de 2.384 [m] de alto por 1.303 [m] de ancho. Para este trabajo se utiliza la cantidad de 4000 paneles interconectados en total, generando una potencia máxima durante períodos de 2.8[MW]. La eficiencia máxima de conversión de los paneles es de 22.5 % bajo condiciones ideales.

3.2. Electrolizador

La energía disponible del sistema se utiliza para alimentar al electrolizador y así producir el gas de hidrógeno. Se escoge el electrolizador *Ecoclean Ecolyzer A600* con una potencia nominal de 3[MW]. Los datos entregados por el fabricante indican que el electrolizador posee dinámicas de producción de hidrógeno de 10 % a 100 % de la producción nominal del equipo, es decir, si se suministra al electrolizador con un 20 % de potencia se tiene un 20 % de la producción máxima de H_2 . En trabajos anteriores se ha demostrado que el transiente de un electrolizador de este tipo es bastante inferior a los 60 minutos por lo que se asume que las dinámicas del equipo son despreciables entre hora y hora [3]. Se asume además que la generación de hidrógeno del electrolizador con respecto a la potencia de entrada queda dada por la ecuación lineal descrita en 2.11 y que el electrolizador ya tiene cubiertas sus necesidades de agua desmineralizada y agente reactivo.



Fig. 3.4: Electrolizador alcalino *Ecoclean Ecolyzer A600*

3.3. BESS

Para almacenar la energía en momentos de alta generación solar y distribuirla cuando no hay disponibilidad energética se utiliza un BESS marca *Canadian Solar SolBank 3.0* con una capacidad nominal de 5 [MWh] y potencias de descarga desde 1.2 a 2.35 [MW]. Se escogen

los niveles de carga mínimos como 1 % del nivel de carga máximo. En este trabajo se asume una batería ideal, es decir, con eficiencias de carga y descarga iguales a 1 y sin degradación de capacidad en el tiempo. Se asume además que durante el período de simulación no existe degradación en la capacidad de las baterías que son utilizadas en el BESS.



Fig. 3.5: BESS Canadian Solar SolBank 3.0

4. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

En este capítulo se realizan las simulaciones con los parámetros dados en la elección de los equipos y se analizan los resultados obtenidos. En total se analizan 4 instancias, siendo la primera el correcto funcionamiento del sistema de control, seguido por un análisis al impacto del horizonte de predicción sobre el comportamiento del sistema a controlar. Luego se analiza el efecto que tienen los distintos algoritmos de resolución disponibles en la función `linprog` de MATLAB. Finalmente, se compara el rendimiento del controlador MPC frente a la resolución del problema de optimización descrito en 2.45 sobre todo el horizonte cuando el la predicción solar es distinta a la producción solar real.

4.1. Simulación del sistema de control MPC

En esta sección se simula el sistema descrito en el diagrama 2.1 usando los parámetros obtenidos durante la elección de los equipos en la sección anterior. Las constantes a utilizar para la simulación del sistema están dados en la tabla 4.1:

A_p	3.1064[m ²]	η_p	0.225	N_p	4000
P_{max}^{BESS}	2[MW]	P_{min}^{BESS}	-2 [MW]	$P_{inicial}^{BESS}$	0 [MW]
E_{max}^{BESS}	5[MWh]	E_{min}^{BESS}	50[kWh]	$E_{inicial}^{BESS}$	5 [MWh]
P_{max}^{elec}	3[MW]	P_{max}^{elec}	300[kW]	N	24
Q_{max}^{elec}	600[$\frac{Nm^3}{h}$]	Q_{min}^{elec}	60[$\frac{Nm^3}{h}$]	$Q_{inicial}^{elec}$	0 [$\frac{Nm^3}{h}$]
L_{sim}	168				

Tab. 4.1: Parámetros de simulación

En la figura 4.1 se puede observar la radiación solar durante la primera semana del año 2013 que se utiliza para la simulación del sistema de control MPC:

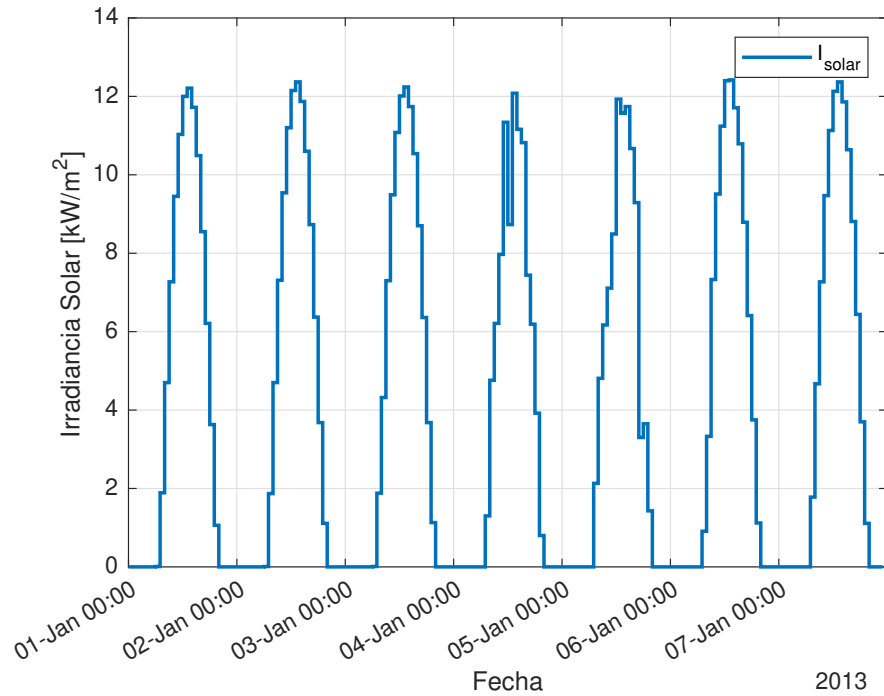
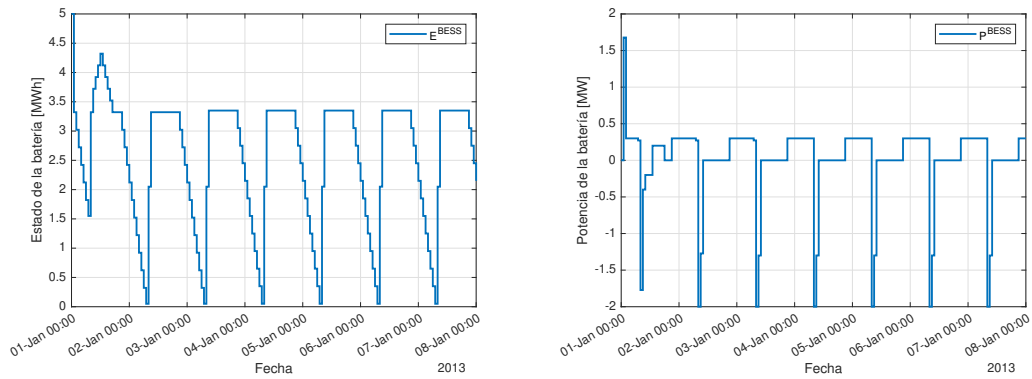
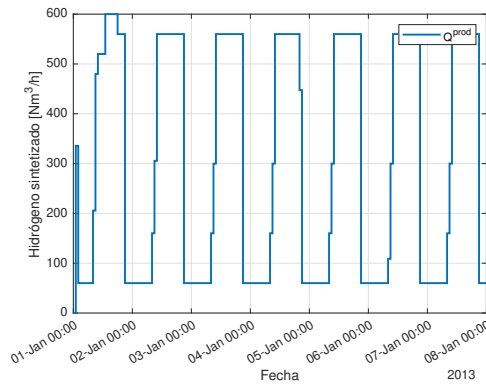


Fig. 4.1: Radiación solar global horizontal promedio en la estación Armazones durante la primera semana del año 2013

Se observa en la figura 4.1 que la radiación solar sigue una curva parabólica invertida truncada que tiene su punto máximo en horas cercanas al mediodía. Se puede apreciar además que la potencia tiene algunas irregularidades durante el 4o y 5o día, probablemente producido por nubes que disminuyen la cantidad de radiación solar que incide en los paneles. Se ejecuta el código del sistema descrito en el Apéndice A usando el algoritmo de resolución *dual-simplex* en MATLAB 2023b Update 7 utilizando un computador con CPU *AMD Ryzen 5600x*, 16GB de RAM y con sistema operativo Windows 11. Se obtienen los siguientes resultados:



(a) Energía disponible en el banco de baterías E^{BESS} .
 (b) Potencia del banco de baterías P^{BESS} .



(c) Cantidad de hidrógeno sintetizado Q^{prod} .

Fig. 4.2: Resultados de la simulación con los parámetros de la tabla 4.1.

En la figura 4.2(a) se puede observar el comportamiento horario de la energía almacenada en el banco de baterías BESS. Como es de esperar, la batería se descarga durante las horas de menor disponibilidad solar, aproximadamente entre las 08:00PM y 07:00AM y se carga por completo en los momentos de alta radiación solar, entre las 07:00AM y las 10:00AM. Durante la semana se observa que la batería se carga a no más de 3.3[MWh] aproximadamente, indicando que la cantidad de energía producida por los paneles solares no es suficiente para mantener la batería cargada en su máximo nivel y operar el electrolizador simultáneamente. Se observa durante el primer día que la batería es capaz de cargarse levemente por encima que el resto de los días. Esto puede ser producido por el intento de poder amortiguar la diferencia

de radiación solar y así mantener la batería en un ciclo constante, como es el caso en el resto de la semana.

Se puede notar de la figura 4.2(b) que la potencia BESS sigue el mismo comportamiento descrito anteriormente. El controlador MPC toma la decisión de introducir energía justo durante la mañana, desde las 08:00AM hasta mediodía donde la potencia de entrada máxima al banco BESS es de casi 2[MW]. Durante la noche la batería abastece suficiente potencia al electrolizador para mantener los niveles mínimos de carga establecido por los parámetros del problema. Este ciclo se repite durante toda la semana, manteniendo una periodicidad en la programación de las cargas y descargas de la batería.

Finalmente se puede observar el gráfico correspondiente a la producción de hidrógeno en cada momento de la simulación. En la figura 4.2(c) se ve que la producción de H_2 se mantiene siempre dentro de los niveles de operación dados en las restricciones del sistema. Durante el primer día se alcanza la producción máxima de hidrógeno durante la semana, producido por un exceso de energía disponible en la batería, como se aprecia en la figura 4.2(a). Durante el resto de la semana y desde las 10:00AM hasta las 08:00PM el electrolizador trabaja a un 93 % de su capacidad máxima de producción mientras que en el resto del día está en su nivel mínimo establecido de 10 % de capacidad máxima.

Durante todo el período de simulación se generan 51383 [Nm³] de H_2 lo cual equivale a 0.243 [kt H_2 /yr]. Este resultado es congruente con los niveles de producción obtenidos en la planta de hidrógeno Haru Oni ubicada al sur de Chile con una producción de 0.15 [kt H_2 /yr] [32] que utiliza un electrolizador con potencia nominal de 1.25 [MW].

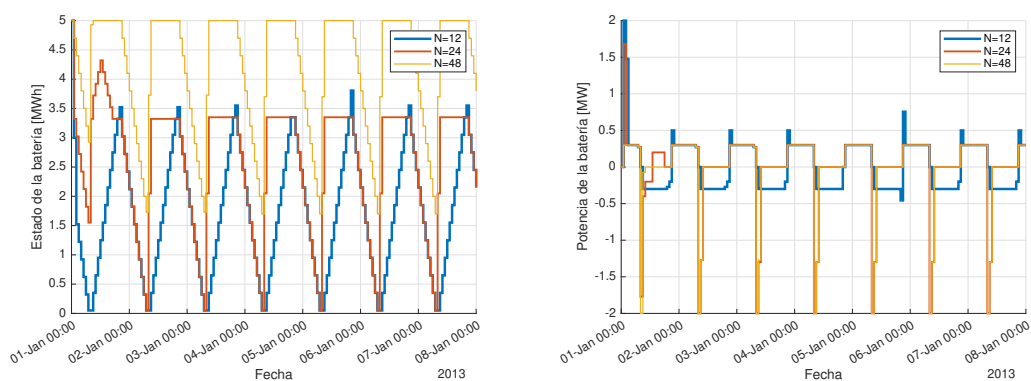
4.2. Efecto del horizonte de predicción

En esta sección se analiza el efecto de distintos valores de horizontes de predicción en el comportamiento del sistema. Más en particular, se observa para 3 valores de N dados en la tabla 4.2. El largo de la simulación queda dado por la suma de las $7 \cdot 24 = 168$ muestras originales con el largo del horizonte de predicción N para poder mantener el largo de los vectores consistente entre las 3 instancias.

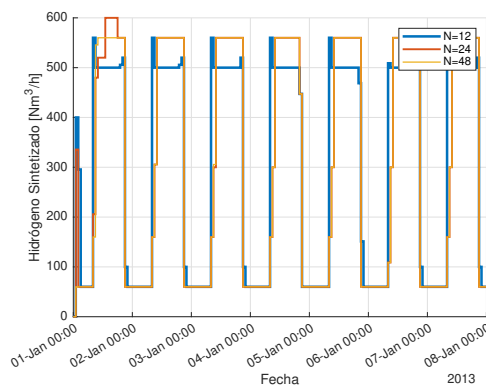
Simulación	Largo del horizonte de predicción N	L_{sim}
1	12	180
2	24	192
3	48	216

Tab. 4.2: Longitud de L_{sim} para las 3 simulaciones

El resto de los parámetros de simulación como potencias y capacidades se mantienen iguales a los de la tabla 4.1. Se simula el sistema de control y se observan los resultados obtenidos:



(a) Energía disponible en el banco de baterías BESS E^{BESS} .
 (b) Potencia del banco de baterías BESS P^{BESS} .



(c) Cantidad de hidrógeno sintetizado Q^{prod} .

Fig. 4.3: Resultados de la simulación con diferentes valores de N .

En la figura 4.3(a) se puede observar el impacto del horizonte de predicción en la cantidad de energía almacenada en los BESS. Se ve que para $N = 12$ la batería alcanza el nivel de carga máximo a las 08:00PM de cada día y su mínimo a las 07:00AM, manteniendo una forma de onda triangular. Para $N = 24$ el sistema de control es capaz de anticipar las horas de menor producción solar y mantener un nivel de batería constante del 66 % durante el día, desde las 09:00AM hasta las 08:00PM para luego descargarse en la noche desde las 08:00PM hasta las 07:00AM. Para $N = 48$ se observa que el sistema de control es capaz de cargar el banco de baterías hasta el 100 % de su capacidad desde las 07:00AM hasta las 09:00AM. Se puede observar que para $N = 12$ y $N = 24$ el nivel de carga de las baterías alcanza el mínimo del 1 % del máximo dado por las restricciones del sistema, lo que puede generar problemas de disponibilidad en el caso de emergencia. Para $N = 48$ el nivel mínimo de la batería alcanza el 34 % de la capacidad máxima, lo que permite al sistema estar preparado ante alguna baja considerable de radiación solar o necesidad de retirar paneles de la red para hacer algún tipo de mantención.

Los efectos de la cantidad de energía almacenada pueden verse reflejados en la figura 4.3(b). A medida que se aumenta el horizonte de predicción el comportamiento de carga es más agresivo, logrando una mayor acumulación de energía en las baterías. Para $N = 12$ la máxima transferencia de energía desde la batería se logra durante el primer día, pero en el resto de la semana la batería suministra como máximo un 25 % alrededor de las 09:00PM y un 37 % a la misma hora en el 5o día. La batería suministra al sistema un 15 % de su energía en el día, desde las 09:00AM hasta las 06:00PM. El comportamiento del sistema para $N = 24$ y $N = 48$ desde el 2o día es idéntico, cargando el BESS a máxima potencia desde las 08:00AM hasta las 10:00AM. En ambos casos el banco de baterías se mantiene sin cambios de potencia entre las 10:00AM hasta las 08:00PM, ayudando a reducir los ciclos de carga y descarga. Nuevamente se observa que la batería suministra energía al sistema durante las horas de poca disponibilidad solar, desde las 09:00PM hasta las 07:00AM. Durante el primer día, sin embargo, mientras que para $N = 24$ la batería suministra su máxima cantidad de energía posible al electrolizador, para $N = 48$ el sistema de control decide suministrar al electrolizador con un 15 %, lo que explica la diferencia de nivel de carga observado en 4.3(a).

Como se aprecia en la figura 4.3(c) las curvas de producción de hidrógeno se aproximan bastante a una señal cuadrada, teniendo la producción máxima de hidrógeno desde las

08:00AM hasta las 20:00PM. Este comportamiento es congruente con lo que uno esperaría, es decir, el electrolizador funciona a su máxima capacidad durante las horas de alta producción fotovoltaica. De igual manera que con la potencia de las baterías, para $N = 24$ y $N = 48$ se observa que a partir del segundo día las curvas de producción son iguales. Para $N = 12$, el sistema cambia su nivel de operación varias veces, manteniendo en funcionamiento a potencia constante el electrolizador durante menos horas que con $N = 24$ y $N = 48$. Se observa que salvo el primer día y para $N = 24$, en ninguna instancia se logra mantener el electrolizador a su máxima potencia. Esto puede deberse a la cantidad de paneles solares escogido para el sistema, ya que para mantener a máxima capacidad el electrolizador, es necesario aproximadamente 4286 paneles. Esto fuerza al sistema a utilizar inteligentemente la energía disponible para el sistema debido a la falta de energía para cubrir las necesidades de los equipos. La cantidad de hidrógeno sintetizado en toda la simulación se detalla en la tabla 4.3:

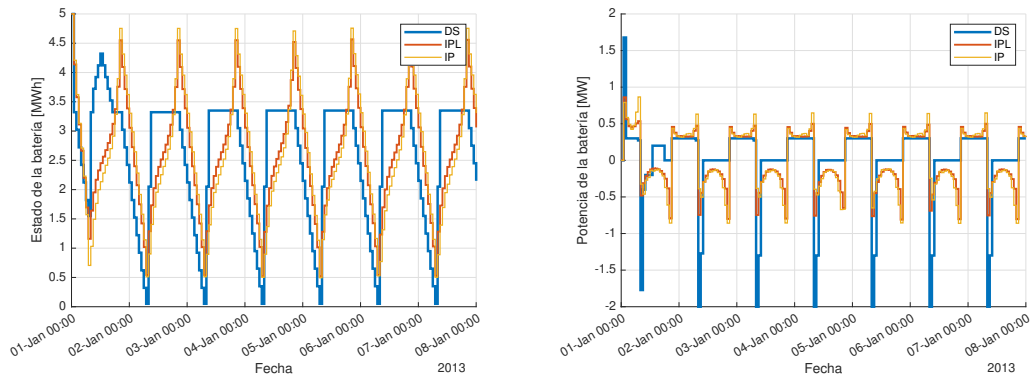
Instancia	N	Hidrógeno producido [Nm³]	Hidrógeno producido [kt/año]
1	12	51382.9	0.240
2	24	51382.9	0.240
3	48	51052.9	0.239

Tab. 4.3: Cantidad de hidrógeno producido para las 3 instancias de simulación

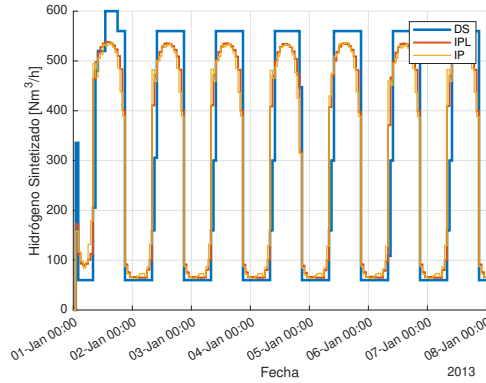
Se puede notar de la tabla 4.3 que para $N = 12$ y $N = 24$ la cantidad de hidrógeno producido es idéntico e incluso que para $N = 48$ se produce menos H_2 .

4.3. Impacto de los algoritmos de resolución

En esta sección se observará el impacto que tiene el uso de los 3 algoritmos de resolución que provee la función `linprog()` del paquete *Optimization Toolbox* MATLAB. Estos son *dual-simplex* (DS), *interior-point* (IP) e *interior-point-legacy* (IPL). La diferencia mayoritaria entre los últimos 2 es el uso de memoria donde *interior-point-legacy* puede llegar a ser más lento, menos robusto o utilizar más memoria [33]. Se simula el sistema descrito en 2.13 a 2.18 con los 3 distintos algoritmos, obteniendo los siguientes resultados:



(a) Energía disponible en el banco de baterías E^{BESS} (b) Potencia del banco de baterías P^{BESS} .



(c) Cantidad de hidrógeno sintetizado Q^{prod} .

Fig. 4.4: Resultados de la simulación utilizando diferentes *solvers*. En azul está el algoritmo *dual-simplex*, en rojo *interior-point-legacy* y en amarillo *interior-point*

En la figura 4.4(a) se observa el nivel de carga de la batería utilizando los 3 algoritmos de resolución disponibles. Existe una diferencia sustancial entre *dual-simplex* y las 2 instancias de *interior-point* donde el primer algoritmo no alcanza niveles de batería mayores al 66% durante la semana mientras que para las instancias de *interior-point* se logra cargar la BESS hasta un 90% aproximadamente. Durante toda la semana las 2 instancias de *interior-point* presentan una forma de onda triangular de carga, alcanzando su mayor nivel a las 08:00PM y su menor nivel a las 07:00AM.

Además de mayores niveles de carga se puede notar en 4.4(b) que los algoritmos *interior-*

point no fuerzan la batería a sus extremos de distribución de potencia, sino que se mantienen dentro del 43 % de la potencia de carga disponible. Este estrés sobre la batería puede llegar a perjudicar a largo plazo la vida útil del BESS y disminuir su capacidad en las condiciones adecuadas [34].

Con respecto a la curva de producción de hidrógeno observada en la figura 4.4(c) se observa una curva similar a las obtenidas anteriormente en 4.3(c). De los 3 algoritmos, *dual-simplex* fue capaz de alcanzar mayores potencias de producción durante las horas de mayor luz solar mientras que las instancias *interior-point* alcanzaron máximos de 89 % de potencia. Al final de la simulación se obtienen las siguientes cantidades de hidrógeno producido:

Instancia	Algoritmo	Hidrógeno producido [Nm³]	Hidrógeno producido [kt/año]
1	DS	51382.9	0.240
2	IPL	51200.6	0.240
3	IP	51151.5	0.239

Tab. 4.4: Cantidad de hidrógeno producido para las 3 instancias de simulación

Se observa que la cantidad de hidrógeno producido al final de la simulación es casi idéntica entre las 3 instancias de simulación. El algoritmo que logró producir más H_2 fue *dual-simplex* mientras que los algoritmos *interior-point* e *interior-point-legacy* generaron aproximadamente 200 [Nm³] menos.

4.4. Vector solar distinto al previsto

En esta sección se observará la diferencia entre resolver el problema de optimización descrito en 2.45 utilizando el esquema de control MPC versus resolverlo para toda la simulación usando el algoritmo *simplex* cuando la radiación solar es distinta a la predicha, es decir $\hat{P}^{BESS} \neq P^{BESS}$. Se analizarán los resultados obtenidos y la producción total de hidrógeno durante el periodo de 1 semana.

Para la generación del nuevo vector solar se utilizan mediciones del sitio Armazones pero esta vez del año 2012. La diferencia entre las 2 radiaciones solares se pueden apreciar en la figura 4.5:

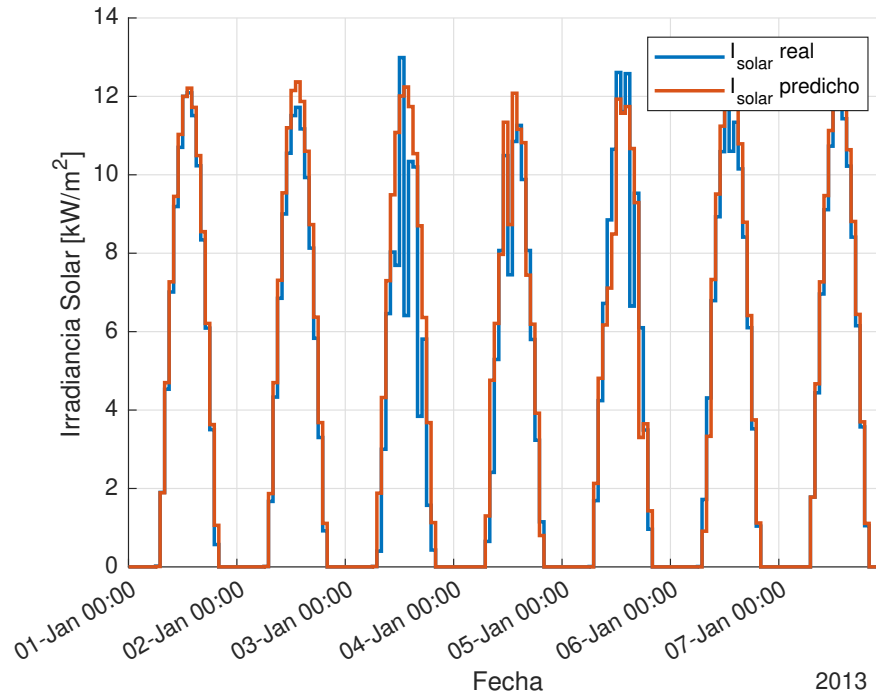
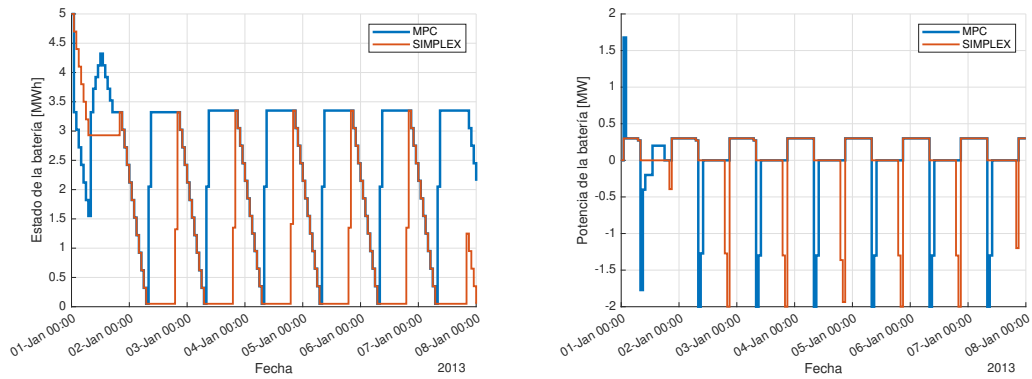
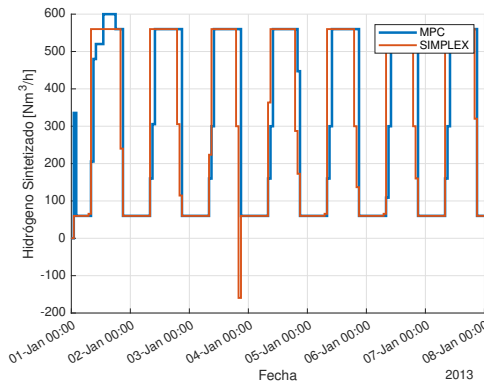


Fig. 4.5: Radiación solar global horizontal promedio en la estación Armazones durante la primera semana del año 2012 (azul) y 2013 (naranja)

Se simula el sistema de control utilizando el código descrito en el apéndice A y se obtienen los siguientes resultados:



(a) Energía disponible en el banco de baterías E^{BESS} .
 (b) Potencia del banco de baterías P^{BESS} .



(c) Cantidad de hidrógeno sintetizado Q^{prod} .

Fig. 4.6: Resultados de la simulación utilizando diferentes vectores solares. En azul está el sistema de control MPC y en naranja la resolución del problema en todo el horizonte utilizando *dual-simplex*

El nivel de carga de la batería en las 2 instancias de simulación se detalla en la figura 4.6(a). Para la resolución del problema con control MPC se puede observar que el sistema mantiene un nivel de carga superior durante la semana, estando cargado durante más tiempo, notablemente entre las 09:00AM y las 08:00PM. En el método de resolución DS la batería permanece cargada al mínimo nivel entre las 08:00AM hasta las 06:00PM. Se observa que en el primer día desde las 07:00AM hasta las 07:00PM el algoritmo DS mantiene la batería cargada al 58 % mientras que el algoritmo de control MPC decide cargar la batería. Al final del

último día de simulación el nivel de la batería de la instancia con DS no es capaz de cargarse al nivel de días anteriores, sino que se carga a un nivel mucho menor del 25 %. Como se comentó anteriormente, este menor nivel de carga de batería puede resultar peligroso para eventos no programados.

En la figura 4.6(b) se puede observar la potencia de la batería BESS. En el caso de la resolución mediante el algoritmo DS, se decide cargar agresivamente la batería entre las 07:00PM y las 09:00PM, para mantener la batería suministrando energía durante la noche. Desde las 08:00AM y las 07:00PM la batería se mantiene en reposo manteniendo su nivel de carga intacta. Para el algoritmo de control MPC este ciclo comienza similarmente con la agresiva carga entre las 08:00AM y las 10:00AM. Se observa que salvo las horas de carga de la batería, el comportamiento es similar entre las 2 instancias.

En el gráfico 4.6(c) se ve la curva de producción de hidrógeno en la semana en las dos instancias. Se observa que las curvas son relativamente similares, compartiendo una forma de onda cuadrada. Sin embargo, a las 08:00PM del tercer día se tiene un comportamiento anormal en el electrolizador. Por la forma en que se define la producción de hidrógeno en la ecuación 2.18, la salida de H_2 está en función de la potencia que se suministra al electrolizador. Debido a que la programación de cargas y descargas del banco de baterías para el algoritmo DS, no es capaz de anticipar los cambios en la radiación solar, por lo que en esa hora el sistema cree que tiene más energía de la que existe, por lo que decide introducir potencia en la batería lo cual da como resultado un signo negativo en P^{elec} . La cantidad de hidrógeno producido en las dos instancias se describe en la tabla 4.5:

Método de resolución	Hidrógeno producido [Nm^3]	Hidrógeno producido [kt/año]
MPC	51382.9	0.240
DS	50821	0.238

Tab. 4.5: Cantidad de hidrógeno producido para las 2 instancias de simulación

5. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

En este trabajo se ha presentado una metodología para describir y simular plantas de hidrógeno verde usando la herramienta software MATLAB y utilizando la librería *Optimization Toolbox*. Se han presentado los resultados del sistema propuesto para varios escenarios, incluyendo el impacto del horizonte de predicción, algoritmos de resolución y diferencias de resolución para predicciones solares de distinto valor.

Se ha observado que para un sistema cerrado compuesto de una batería BESS, un electrolizador y una central solar, el sistema es capaz de mantenerse en operación dentro de las restricciones impuestas en el modelo, logrando producir una cantidad de hidrógeno similar a las de otras plantas de similares dimensiones. Es necesario observar en más detalle el impacto a largo plazo que tiene el agresivo comportamiento de carga del banco de baterías, ya que los resultados presentados en este trabajo corresponden a un periodo muy acotado sobre la vida útil de las baterías.

Con respecto a el efecto de los horizontes de predicción se concluye que tiene un impacto considerable en el comportamiento del estado de la BESS. La disponibilidad energética de la batería se ve beneficiada de mayores horizontes de predicción al poder anticipar correctamente períodos de baja producción solar, permitiendo la operación nominal de la planta según requerimientos del usuario. Sin embargo, existe una leve diferencia entre la cantidad de H_2 producido en las instancias de simulación, siendo la menor producción la generada por la instancia con el horizonte de predicción más grande, pero por otro lado, es la instancia que presenta los niveles de carga más altos por lo que queda a discreción del usuario la correcta elección del horizonte de predicción, valorando la producción de hidrógeno sobre los niveles de carga.

En el ámbito de los algoritmos de optimización se puede notar que existe un *trade-off* con respecto a su elección ya que el algoritmo con mejor desempeño en términos de producción

presenta un posible estrés sobre la potencia que puede actuar sobre el banco BESS. Resulta entonces de interés realizar un análisis a mayor plazo sobre el efecto de mayores potencias sobre el bando de baterías, permitiendo cuantificar los beneficios energéticos de utilizar un algoritmo u otro. Finalmente, queda a decisión del usuario si prefiere un sistema más robusto ante posibles eventos de baja radiación solar a cambio de mantener una producción de hidrógeno más bajo. Esta decisión puede ser influenciada por contratos de venta y exportación por lo que debe considerarse cuidadosamente.

Un aspecto no considerado dentro de este trabajo es la incorporación de la red de electricidad exterior para poder extender este proyecto hacia un modelo financiero en vez de un modelo puramente productivo. El uso de esta red externa permitiría una mayor combinación de configuraciones disponibles ya que el sistema propuesto es bastante sensible a la elección de parámetros de simulación. Tal incorporación al proyecto transformaría el modelo lineal en uno no-lineal, con distintos métodos y algoritmos para poder resolverlo.

Bibliografía

- [1] Karina Fonseca-Azevedo and Suzana Herculano-Houzel. Metabolic constraint imposes tradeoff between body size and number of brain neurons in human evolution. *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.*, 109(45):18571–18576, November 2012.
- [2] J S Rao. Industrial revolution. In *History of Mechanism and Machine Science*, History of mechanism and machine science, pages 31–34. Springer Netherlands, Dordrecht, 2011.
- [3] Atul A Khasnis and Mary D Nettleman. Global warming and infectious disease. *Arch. Med. Res.*, 36(6):689–696, November 2005.
- [4] Javid Mohtasham. Renewable energies. *Energy Procedia*, 74:1289–1297, 2015.
- [5] IEA. Executive summary – renewables 2022 – analysis.
- [6] Alexandra M Oliveira, Rebecca R Beswick, and Yushan Yan. A green hydrogen economy for a renewable energy society. *Curr. Opin. Chem. Eng.*, 33(100701):100701, September 2021.
- [7] Kevin Acosta, Iván Salazar, Manuel Saldaña, Jahir Ramos, Alessandro Navarra, and Norman Toro. Chile and its potential role among the most affordable green hydrogen producers in the world. *Front. Environ. Sci.*, 10, July 2022.
- [8] H2Chile. H2 magallanes: Nuevo proyecto de hidrógeno verde en chile, Dec 2021.
- [9] Martín David, Carlos Ocampo-Martínez, and Ricardo Sánchez-Peña. Advances in alkaline water electrolyzers: A review. *J. Energy Storage*, 23:392–403, June 2019.
- [10] Ramchandra Bhandari, Clemens A Trudewind, and Petra Zapp. Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review. *J. Clean. Prod.*, 85:151–163, December 2014.

- [11] Marcelo Carmo, David L. Fritz, Jürgen Mergel, and Detlef Stolten. A comprehensive review on pem water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(12):4901–4934, April 2013.
- [12] S. Shiva Kumar and V. Himabindu. Hydrogen production by pem water electrolysis – a review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3):442–454, December 2019.
- [13] A. Hauch, R. Küngas, P. Blennow, A. B. Hansen, J. B. Hansen, B. V. Mathiesen, and M. B. Mogensen. Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis. *Science*, 370(6513), October 2020.
- [14] Mahmood H. Shubbak. Advances in solar photovoltaics: Technology review and patent trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 115:109383, November 2019.
- [15] R. Julio Hirschmann. Records on solar radiation in chile. *Solar Energy*, 14(2):129–138, January 1973.
- [16] Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, and Ewan D. Dunlop. Solar cell efficiency tables (version 48). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(7):905–913, June 2016.
- [17] Tatsuo Saga. Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production. *NPG Asia Materials*, 2(3):96–102, July 2010.
- [18] Lujean Ahmad, Navid Khordehghah, Jurgita Malinauskaite, and Hussam Jouhara. Recent advances and applications of solar photovoltaics and thermal technologies. *Energy*, 207:118254, September 2020.
- [19] Simon Philipps. Photovoltaics report - fraunhofer institute for solar energy systems ise, Jul 2024.
- [20] Henok Ayele Behabtu, Maarten Messagie, Thierry Coosemans, Maitane Berecibar, Kinde Anlay Fante, Abraham Alem Kebede, and Joeri Van Mierlo. A review of energy storage technologies’ application potentials in renewable energy sources grid integration. *Sustainability*, 12(24):10511, December 2020.

- [21] Md Mustafizur Rahman, Abayomi Olufemi Oni, Eskinder Gemechu, and Amit Kumar. Assessment of energy storage technologies: A review. *Energy Conversion and Management*, 223:113295, November 2020.
- [22] Ujjwal Datta, Akhtar Kalam, and Juan Shi. A review of key functionalities of battery energy storage system in renewable energy integrated power systems. *Energy Storage*, 3(5), January 2021.
- [23] Jarno D. Dogger, Bart Roossien, and Frans D. J. Nieuwenhout. Characterization of lithium batteries for intelligent management of distributed grid-connected storage. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26(1):256–263, March 2011.
- [24] Bhaskar Varma, Nitin Swamy, and Sujoy Mukherjee. Trajectory tracking of autonomous vehicles using different control techniques(pid vs lqr vs mpc). In *2020 International Conference on Smart Technologies in Computing, Electrical and Electronics (ICSTCEE)*. IEEE, October 2020.
- [25] Damien Picard, Ján Drgoňa, Michal Kvasnica, and Lieve Helsen. Impact of the controller model complexity on model predictive control performance for buildings. *Energy and Buildings*, 152:739–751, October 2017.
- [26] Xiaoyu Liu, Azita Dabiri, Yihui Wang, and Bart De Schutter. Real-time train scheduling with uncertain passenger flows: A scenario-based distributed model predictive control approach. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, 25(5):4219–4232, May 2024.
- [27] Angel L. Cedeño, Reinier López Ahuar, José Rojas, Gonzalo Carvajal, César Silva, and Juan C. Agüero. Model predictive control for photovoltaic plants with non-ideal energy storage using mixed integer linear programming. *Energies*, 15(17):6427, September 2022.
- [28] Antonio Parretta, Angelo Sarno, and Luciano R.M. Vicari. Effects of solar irradiation conditions on the outdoor performance of photovoltaic modules. *Optics Communications*, 153(1–3):153–163, July 1998.

- [29] Pantelis A. Dratsas, Georgios N. Psarros, and Stavros A. Papathanassiou. Battery energy storage contribution to system adequacy. *Energies*, 14(16):5146, August 2021.
- [30] Ang Yang, Yu Wang, Fangfang Yang, Dong Wang, Yanyang Zi, Kwok Leung Tsui, and Bin Zhang. A comprehensive investigation of lithium-ion battery degradation performance at different discharge rates. *Journal of Power Sources*, 443:227108, December 2019.
- [31] ESMAP. Global photovoltaic power potential by country, 2020.
- [32] IEA. Hydrogen production and infrastructure projects database. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>, 2024. Licence: CC BY 4.0.
- [33] The MathWorks Inc. Choosing the Algorithm - MATLAB. <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/choosing-the-algorithm.html?lang=en>, 2024. [Accessed 30-08-2024].
- [34] Xingxing Wang, Yuhang Chen, Linfei Chen, Shengren Liu, Yu Zhu, and Yelin Deng. The impact of wide discharge c-rates on the voltage plateau performance of cylindrical ternary lithium-ion batteries. *Energies*, 17(14):3488, July 2024.

Apéndice

A. CÓDIGOS DE SIMULACIÓN

Se detalla a continuación el código MATLAB utilizado en este trabajo para optimizar el sistema descrito en 2.45. Cabe notar que el código hace uso de una tabla *Excel* donde en la primera columna se tienen fechas que parten desde el 1 de enero a las 00:00AM hasta el 31 de diciembre a las 23:00PM con 1 hora de separación de datos. En la segunda columna se tienen datos de irradiancia solar medido en $[W/m^2]$. El código es compatible con otros archivos *Excel* pero se debe tener cuidado con el tiempo de muestreo T_d . El código es el siguiente:

```
1 % SOLVER MPC PARA PLANTA DE HIDROGENO %
2 % GUSTAVO FERNANDEZ %
3 % AGOSTO 2024 %
4
5 clear;
6 clc;
7 close all;
8
9 % VECTOR SOLAR %
10
11 %Se importa el archivo Excel con los datos de irradiancia [W/m^2]
12 solarProfile = readtable("solarProfileArmazones.xlsx","Sheet","1hr")
13
14 ;
15
16 %Horizonte de prediccion N [-], tiempo de muestreo T [h]
17
18 N = 24;
19 T = 1;
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000
1001
1002
1003
1004
1005
1006
1007
1008
1009
1010
1011
1012
1013
1014
1015
1016
1017
1018
1019
1020
1021
1022
1023
1024
1025
1026
1027
1028
1029
1030
1031
1032
1033
1034
1035
1036
1037
1038
1039
1040
1041
1042
1043
1044
1045
1046
1047
1048
1049
1050
1051
1052
1053
1054
1055
1056
1057
1058
1059
1060
1061
1062
1063
1064
1065
1066
1067
1068
1069
1070
1071
1072
1073
1074
1075
1076
1077
1078
1079
1080
1081
1082
1083
1084
1085
1086
1087
1088
1089
1090
1091
1092
1093
1094
1095
1096
1097
1098
1099
1100
1101
1102
1103
1104
1105
1106
1107
1108
1109
1110
1111
1112
1113
1114
1115
1116
1117
1118
1119
1120
1121
1122
1123
1124
1125
1126
1127
1128
1129
1130
1131
1132
1133
1134
1135
1136
1137
1138
1139
1140
1141
1142
1143
1144
1145
1146
1147
1148
1149
1150
1151
1152
1153
1154
1155
1156
1157
1158
1159
1160
1161
1162
1163
1164
1165
1166
1167
1168
1169
1170
1171
1172
1173
1174
1175
1176
1177
1178
1179
1180
1181
1182
1183
1184
1185
1186
1187
1188
1189
1190
1191
1192
1193
1194
1195
1196
1197
1198
1199
1200
1201
1202
1203
1204
1205
1206
1207
1208
1209
1210
1211
1212
1213
1214
1215
1216
1217
1218
1219
1220
1221
1222
1223
1224
1225
1226
1227
1228
1229
1230
1231
1232
1233
1234
1235
1236
1237
1238
1239
1240
1241
1242
1243
1244
1245
1246
1247
1248
1249
1250
1251
1252
1253
1254
1255
1256
1257
1258
1259
1260
1261
1262
1263
1264
1265
1266
1267
1268
1269
1270
1271
1272
1273
1274
1275
1276
1277
1278
1279
1280
1281
1282
1283
1284
1285
1286
1287
1288
1289
1290
1291
1292
1293
1294
1295
1296
1297
1298
1299
1300
1301
1302
1303
1304
1305
1306
1307
1308
1309
1310
1311
1312
1313
1314
1315
1316
1317
1318
1319
1320
1321
1322
1323
1324
1325
1326
1327
1328
1329
1330
1331
1332
1333
1334
1335
1336
1337
1338
1339
1340
1341
1342
1343
1344
1345
1346
1347
1348
1349
1350
1351
1352
1353
1354
1355
1356
1357
1358
1359
1360
1361
1362
1363
1364
1365
1366
1367
1368
1369
1370
1371
1372
1373
1374
1375
1376
1377
1378
1379
1380
1381
1382
1383
1384
1385
1386
1387
1388
1389
1390
1391
1392
1393
1394
1395
1396
1397
1398
1399
1400
1401
1402
1403
1404
1405
1406
1407
1408
1409
1410
1411
1412
1413
1414
1415
1416
1417
1418
1419
1420
1421
1422
1423
1424
1425
1426
1427
1428
1429
1430
1431
1432
1433
1434
1435
1436
1437
1438
1439
1440
1441
1442
1443
1444
1445
1446
1447
1448
1449
1450
1451
1452
1453
1454
1455
1456
1457
1458
1459
1460
1461
1462
1463
1464
1465
1466
1467
1468
1469
1470
1471
1472
1473
1474
1475
1476
1477
1478
1479
1480
1481
1482
1483
1484
1485
1486
1487
1488
1489
1490
1491
1492
1493
1494
1495
1496
1497
1498
1499
1500
1501
1502
1503
1504
1505
1506
1507
1508
1509
1510
1511
1512
1513
1514
1515
1516
1517
1518
1519
1520
1521
1522
1523
1524
1525
1526
1527
1528
1529
1530
1531
1532
1533
1534
1535
1536
1537
1538
1539
1540
1541
1542
1543
1544
1545
1546
1547
1548
1549
1550
1551
1552
1553
1554
1555
1556
1557
1558
1559
1560
1561
1562
1563
1564
1565
1566
1567
1568
1569
1570
1571
1572
1573
1574
1575
1576
1577
1578
1579
1580
1581
1582
1583
1584
1585
1586
1587
1588
1589
1590
1591
1592
1593
1594
1595
1596
1597
1598
1599
1600
1601
1602
1603
1604
1605
1606
1607
1608
1609
1610
1611
1612
1613
1614
1615
1616
1617
1618
1619
1620
1621
1622
1623
1624
1625
1626
1627
1628
1629
1630
1631
1632
1633
1634
1635
1636
1637
1638
1639
1640
1641
1642
1643
1644
1645
1646
1647
1648
1649
1650
1651
1652
1653
1654
1655
1656
1657
1658
1659
1660
1661
1662
1663
1664
1665
1666
1667
1668
1669
1670
1671
1672
1673
1674
1675
1676
1677
1678
1679
1680
1681
1682
1683
1684
1685
1686
1687
1688
1689
1690
1691
1692
1693
1694
1695
1696
1697
1698
1699
1700
1701
1702
1703
1704
1705
1706
1707
1708
1709
1710
1711
1712
1713
1714
1715
1716
1717
1718
1719
1720
1721
1722
1723
1724
1725
1726
1727
1728
1729
1730
1731
1732
1733
1734
1735
1736
1737
1738
1739
1740
1741
1742
1743
1744
1745
1746
1747
1748
1749
1750
1751
1752
1753
1754
1755
1756
1757
1758
1759
1760
1761
1762
1763
1764
1765
1766
1767
1768
1769
1770
1771
1772
1773
1774
1775
1776
1777
1778
1779
1780
1781
1782
1783
1784
1785
1786
1787
1788
1789
1790
1791
1792
1793
1794
1795
1796
1797
1798
1799
1800
1801
1802
1803
1804
1805
1806
1807
1808
1809
1810
1811
1812
1813
1814
1815
1816
1817
1818
1819
1820
1821
1822
1823
1824
1825
1826
1827
1828
1829
1830
1831
1832
1833
1834
1835
1836
1837
1838
1839
1840
1841
1842
1843
1844
1845
1846
1847
1848
1849
1850
1851
1852
1853
1854
1855
1856
1857
1858
1859
1860
1861
1862
1863
1864
1865
1866
1867
1868
1869
1870
1871
1872
1873
1874
1875
1876
1877
1878
1879
1880
1881
1882
1883
1884
1885
1886
1887
1888
1889
1890
1891
1892
1893
1894
1895
1896
1897
1898
1899
1900
1901
1902
1903
1904
1905
1906
1907
1908
1909
1910
1911
1912
1913
1914
1915
1916
1917
1918
1919
1920
1921
1922
1923
1924
1925
1926
1927
1928
1929
1930
1931
1932
1933
1934
1935
1936
1937
1938
1939
1940
1941
1942
1943
1944
1945
1946
1947
1948
1949
1950
1951
1952
1953
1954
1955
1956
1957
1958
1959
1960
1961
1962
1963
1964
1965
1966
1967
1968
1969
1970
1971
1972
1973
1974
1975
1976
1977
1978
1979
1980
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987
1988
1989
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
2031
2032
2033
2034
2035
2036
2037
2038
2039
2040
2041
2042
2043
2044
2045
2046
2047
2048
2049
2050
2051
2052
2053
2054
2055
2056
2057
2058
2059
2060
2061
2062
2063
2064
2065
2066
2067
2068
2069
2070
2071
2072
2073
2074
2075
2076
2077
2078
2079
2080
2081
2082
2083
2084
2085
2086
2087
2088
2089
2090
2091
2092
2093
2094
2095
2096
2097
2098
2099
2100
2101
2102
2103
2104
2105
2106
2107
2108
2109
2110
2111
2112
2113
2114
2115
2116
2117
2118
2119
2120
2121
2122
2123
2124
2125
2126
2127
2128
2129
2130
2131
2132
2133
2134
2135
2136
2137
2138
2139
2140
2141
2142
2143
2144
2145
2146
2147
2148
2149
2150
2151
2152
2153
2154
2155
2156
2157
2158
2159
2160
2161
2162
2163
2164
2165
2166
2167
2168
2169
2170
2171
2172
2173
2174
2175
2176
2177
2178
2179
2180
2181
2182
2183
2184
2185
2186
2187
2188
2189
2190
2191
2192
2193
2194
2195
2196
2197
2198
2199
2200
2201
2202
2203
2204
2205
2206
2207
2208
2209
2210
2211
2212
2213
2214
2215
2216
2217
2218
2219
2220
2221
2222
2223
2224
2225
2226
2227
2228
2229
2230
2231
2232
2233
2234
2235
2236
2237
2238
2239
2240
2241
2242
2243
2244
2245
2246
2247
2248
2249
2250
2251
2252
2253
2254
2255
2256
2257
2258
2259
2260
2261
2262
2263
2264
2265
2266
2267
2268
2269
2270
2271
2272
2273
2274
2275
2276
2277
2278
2279
2280
2281
2282
2283
2284
2285
2286
2287
2288
2289
2290
2291
2292
2293
2294
2295
2296
2297
2298
2299
2300
2301
2302
2303
2304
2305
2306
2307
2308
2309
2310
2311
2312
2313
2314
2315
2316
2317
2318
2319
2320
2321
2322
2323
2324
2325
2326
2327
2328
2329
2330
2331
2332
2333
2334
2335
2336
2337
2338
2339
2340
2341
2342
2343
2344
2345
2346
2347
2348
2349
2350
2351
2352
2353
2354
2355
2356
2357
2358
2359
2360
2361
2362
2363
2364
2365
2366
2367
2368
2369
2370
2371
2372
2373
2374
2375
2376
2377
2378
2379
2380
2381
2382
2383
2384
2385
2386
2387
2388
2389
2390
2391
2392
2393
2394
2395
2396
2397
2398
2399
2400
2401
2402
2403
2404
2405
2406
2407
2408
2409
2410
2411
2412
2413
2414
2415
2416
2417
2418
2419
2420
2421
2422
2423
2424
2425
2426
2427
2428
2429
2430
2431
2432
2433
2434
2435
2436
2437
2438
2439
2440
2441
2442
2443
2444
2445
2446
2447
2448
2449
2450
2451
2452
2453
2454
2455
2456
2457
2458
2459
2460
2461
2462
2463
2464
2465
2466
2467
2468
2469
2470
2471
2472
2473
2474
2475
2476
2477
2478
2479
2480
2481
2482
2483
2484
2485
2486
2487
2488
2489
2490
2491
2492
2493
2494
2495
2496
2497
2498
2499
2500
2501
2502
2503
2504
2505
2506
2507
2508
2509
2510
2511
2512
2513
2514
2515
2516
2517
2518
2519
2520
2521
2522
2523
2524
2525
2526
2527
2528
2529
2530
2531
2532
2533
2534
2535
2536
2537
2538
2539
2540
2541
2542
2543
2544
2545
2546
2547
2548
2549
2550
2551
2552
2553
2554
2555
2556
2557
2558
2559
2560
2561
2562
2563
2564
2565
2566
2567
2568
2569
2570
2571
2572
2573
2574
2575
2576
2577
2578
2579
2580
2581
2582
2583
2584
2585
2586
2587
2588
2589
2590
2591
2592
2593
2594
2595
2596
2597
2598
2599
2600
2601
2602
2603
2604
2605
2606
2607
2608
2609
2610
2611
2612
2613
2614
2615
2616
2617
2618
2619
```

```

21 %Datos para panel solar Canadian Solar TOPBiHiKu7
22 areaPanel = 2.384*1.303; %[m^2]
23 potenciaPanel = 700; %[W]
24 eficienciaPanel = 0.225; % [-]
25 numeroPaneles = 4000; % [-]
26
27 %Vector de potencia solar (Se maximiza en 700[W])
28 for k = 1:simLength
29 if areaPanel*solarRad(k)*eficienciaPanel >= 700
30     solarPowerPanels(k) = potenciaPanel; %[W]
31 else
32     solarPowerPanels(k) = areaPanel*solarRad(k)*eficienciaPanel; %[W
33     ]
34 end
35 solarPower(k) = solarPowerPanels(k)*numeroPaneles; %[W]
36 solarPower = solarPower';
37 end
38
39 % PARÁMETROS DE SIMULACIÓN %
40
41 %Batería BESS
42 Ebess_max = 5e6; %[Wh]
43 Ebess_min = 0.01*Ebess_max; %[Wh]
44 Ebess(1) = Ebess_max; %Carga inicial de la bateria [Wh]
45
46 Pbess_max = 2e6; %[W]
47 Pbess_min = -Pbess_max; %[W]
48 Pbess(1) = 0; %Potencia entrante inicial [W]
49
50 %Electrolizador
51 Pelec_max = 3e6; %[W]
52 Pelec_min = 0.1*Pelec_max; %[W]
53 Qelec_max = 600; %[Nm^3/h]

```

```

54 Pelec_min = 60; % [Nm^3/h]
55 Qprod(1) = 0; %Producción inicial de H2
56
57 %Acumulación de H2 a la salida
58 Vtnq(1) = 0;
59
60 %Ponderación de Pbess[k] en la F.O.
61 pH2 = 1;
62
63 %Creación de las matrices para el solver
64 I = eye(N+1);
65 F = tril(ones(N+1));
66 h = -pH2*ones(N+1,1);
67
68 Pelec_min_vector = Pelec_min*ones(N+1,1);
69 Pelec_max_vector = Pelec_max*ones(N+1,1);
70 Ebess_min_vector = Ebess_min*ones(N+1,1);
71 Ebess_max_vector = Ebess_max*ones(N+1,1);
72 Pbess_min_vector = Pbess_min*ones(N+1,1);
73 Pbess_max_vector = Pbess_max*ones(N+1,1);
74
75 D = [-I;I;F;-F;-I;I];
76
77 %Se resuelve el problema de maximización por cada elemento de la
    simulación
78 for t = 1:simLength-N
79
80     Ebess_current = Ebess(t)*ones(N+1,1);
81     Ppv_vector = solarPower(t:t+N);
82
83     d = [-Pelec_min_vector + Ppv_vector;
84          Pelec_max_vector - Ppv_vector;
85          (1/T)*(-Ebess_min_vector + Ebess_current);
86          (1/-T)*(-Ebess_max_vector + Ebess_current);

```

```

87     -Pbess_min_vector;
88     Pbess_max_vector];
89
90     %Se obtiene el vector Pbess óptimo para el horizonte de predicción N
91     options = optimoptions("linprog","Algorithm","dual-simplex");
92     [Pbess_vector] = linprog(h,D,d,[],[],[],[],options);
93
94     %Se actualiza el comportamiento de los elementos del sistema
95     Pelec(t) = Pbess_vector(1) + Ppv_vector(1);
96     Qprod(t+1) = ((Qelec_max-Qelec_min)/(Pelec_max-Pelec_min)) * (
97         Pelec(t)-Pelec_min)+Qelec_min;
98
99     Pbess(t+1) = Pbess_vector(1);
100    Ebess(t+1) = Ebess(t) - T*Pbess_vector(1);
101    Vtnq(t+1) = Vtnq(t) + T*Qprod(t+1);
102 end

```

Para el problema con distintos vectores solares se utiliza el código descrito a continuación:

```
1      % SOLVER MPC PARA PLANTA DE HIDROGENO %
2      % GUSTAVO FERNANDEZ %
3      % AGOSTO 2024 %
4
5      clear;
6      clc;
7      close all;
8
9      % VECTOR SOLAR %
10
11     %Se importa el archivo Excel con los datos de irradiancia [W/m^2]
12     expectedSolarProfile = readtable("solarProfileArmazones.xlsx", "Sheet
13         ", "1hr");
14
15     realSolarProfile = readtable("solarProfileArmazones.xlsx", "Sheet
16         ", "2012");
17
18     %Horizonte de prediccion N [-], tiempo de muestreo T [h]
19     N = 24;
20     T = 1;
21
22     simLength = 7*24+N; %largo de la simulación 1 semana + horizonte
23     expectedSolarRad = table2array(expectedSolarProfile(1:simLength,2));
24         % [W/m^2]
25     realSolarRad = table2array(realSolarProfile(1:simLength,2)); % [W/m
26         ^2]
27
28     %Datos para panel solar Canadian Solar TOPBiHiKu7
29     areaPanel = 2.384*1.303; %[m^2]
30     potenciaPanel = 700; %[W]
31     eficienciaPanel = 0.225; % [-]
32     numeroPaneles = 4000; % [-]
33
34     %Vector de prediccion de potencia solar (Se maximiza en 700[W])
```

```

30 for k = 1:simLength
31 if areaPanel*expectedSolarRad(k)*eficienciaPanel >= 700
32     expectedSolarPowerPanels(k) = potenciaPanel; %[W]
33 else
34     expectedSolarPowerPanels(k) = areaPanel*expectedSolarRad(k)*
        eficienciaPanel; %[W]
35 end
36
37 expectedSolarPower(k) = expectedSolarPowerPanels(k)*numeroPaneles; %
    [W]
38 expectedSolarPower = expectedSolarPower';
39 end
40
41 %Vector de potencia solar real
42 for k = 1:simLength
43 if areaPanel*realSolarRad(k)*eficienciaPanel >= 700
44     realSolarPowerPanels(k) = potenciaPanel; %[W]
45 else
46     realSolarPowerPanels(k) = areaPanel*realSolarRad(k)*
        eficienciaPanel; %[W]
47 end
48
49 realSolarPower(k) = realSolarPowerPanels(k)*numeroPaneles; %[W]
50 realSolarPower = realSolarPower';
51 end
52
53 % PARÁMETROS DE SIMULACIÓN %
54
55 %Batería BESS
56 Ebess_max = 5e6; %[Wh]
57 Ebess_min = 0.01*Ebess_max; %[Wh]
58 Ebess(1) = Ebess_max; %Carga inicial de la bateria [Wh]
59
60 Pbess_max = 2e6; %[W]

```

```

61 Pbess_min = -Pbess_max; %[W]
62 Pbess(1) = 0; %Potencia entrante inicial [W]
63
64 %Electrolizador
65 Pelec_max = 3e6; %[W]
66 Pelec_min = 0.1*Pelec_max; %[W]
67 Qelec_max = 600; %[Nm^3/h]
68 Qelec_min = 60; % [Nm^3/h]
69 Qprod(1) = 0; %Producción inicial de H2
70
71 %Acumulación de H2 a la salida
72 Vtnq(1) = 0;
73
74 %Ponderación de Pbess[k] en la F.O.
75 pH2 = 1;
76
77 %% RESOLUCION DEL PROBLEMA CON CONTROL MPC
78
79 %Creación de las matrices para el solver
80 I = eye(N+1);
81 F = tril(ones(N+1));
82 h = -pH2*ones(N+1,1);
83
84 Pelec_min_vector = Pelec_min*ones(N+1,1);
85 Pelec_max_vector = Pelec_max*ones(N+1,1);
86 Ebess_min_vector = Ebess_min*ones(N+1,1);
87 Ebess_max_vector = Ebess_max*ones(N+1,1);
88 Pbess_min_vector = Pbess_min*ones(N+1,1);
89 Pbess_max_vector = Pbess_max*ones(N+1,1);
90
91 D = [-I;I;F;-F;-I;I];
92
93 %Resolucion del problema de optimizacion con control MPC con PV
    distinto al

```

```

94 %predicho
95 for t = 1:simLength-N
96
97     Ebess_current = Ebess(t)*ones(N+1,1);
98     Ppv_vector_expected = expectedSolarPower(t:t+N);
99     Ppv_vector_real = realSolarPower(t:t+N);
100
101     d = [-Pelec_min_vector + Ppv_vector_expected;
102          Pelec_max_vector - Ppv_vector_expected;
103          (1/T)*(-Ebess_min_vector + Ebess_current);
104          (1/-T)*(-Ebess_max_vector + Ebess_current);
105          -Pbess_min_vector;
106          Pbess_max_vector];
107
108     %Se obtiene el vector Pbess óptimo para el horizonte de predicción N
109     options = optimoptions("linprog","Algorithm","dual-simplex");
110     [Pbess_vector] = linprog(h,D,d,[],[],[],[],options);
111
112     %Se actualiza el comportamiento de los elementos del sistema
113     Pelec(t) = Pbess_vector(1) + Ppv_vector_real(1);
114     Qprod(t+1) = ((Qelec_max-Qelec_min)/(Pelec_max-Pelec_min))* (
115         Pelec(t)-Pelec_min)+Qelec_min;
116
117     Pbess(t+1) = Pbess_vector(1);
118     Ebess(t+1) = Ebess(t) - T*Pbess_vector(1);
119     Vtnq(t+1) = Vtnq(t) + T*Qprod(t+1);
120
121 end
122
123 %% RESOLUCION DE TODO EL PROBLEMA CON SIMPLEX
124 N = simLength-24;
125
126 %Creación de las matrices para el solver
127 I = eye(N);

```

```

126 F = tril(ones(N));
127 h = -pH2*ones(N,1);
128
129 Pelec_min_vector = Pelec_min*ones(N,1);
130 Pelec_max_vector = Pelec_max*ones(N,1);
131 Ebess_min_vector = Ebess_min*ones(N,1);
132 Ebess_max_vector = Ebess_max*ones(N,1);
133 Pbess_min_vector = Pbess_min*ones(N,1);
134 Pbess_max_vector = Pbess_max*ones(N,1);
135
136 D = [-I;I;F;-F;-I;I];
137
138 %Se calculan los vectores para toda la simulación
139 Ebess_current = Ebess(1)*ones(N,1);
140 Ppv_vector_expected = expectedSolarPower(1:N);
141 Ppv_vector_real = realSolarPower(1:N);
142
143 d = [-Pelec_min_vector + Ppv_vector_expected;
144      Pelec_max_vector - Ppv_vector_expected;
145      (1/T)*(-Ebess_min_vector + Ebess_current);
146      (1/-T)*(-Ebess_max_vector + Ebess_current);
147      -Pbess_min_vector;
148      Pbess_max_vector];
149
150 %Se obtiene el vector Pbess óptimo
151 options = optimoptions("linprog","Algorithm","dual-simplex");
152 [Pbess_vector] = linprog(h,D,d,[],[],[],[],options);
153
154 %Se actualiza el comportamiento de los elementos del sistema
155 for t = 1:N
156     Pelec(t) = Pbess_vector(t) + Ppv_vector_real(t);
157     Qprod(t+1) = ((Qelec_max-Qelec_min)/(Pelec_max-Pelec_min))* (
158         Pelec(t)-Pelec_min)+Qelec_min;
159     Pbess(t+1) = Pbess_vector(t);

```

```
159
160     Ebess(t+1) = Ebess(t) - T*Pbess_vector(t);
161     Vtnq(t+1) = Vtnq(t) + T*Qprod(t+1);
162 end
```

Este código hace uso de la misma tabla *Excel* pero con una hoja llamada "2012" la cual posee los datos de radiación solar del año 2012, con resolución de 1 hora.