



Analisis tekno ekonomi sistem hidrogen hijau dengan model matlab simulink di Lombok Indonesia

Parman^{1✉}, Jooned Hendrasakti², Eng Firman Bagja Juangsa

Faculty of Mechanical and Aerospace Engineering, Institut Teknologi Bandung ^(1,2,3)

DOI: 10.31004/jutin.v7i4.33533

✉ Corresponding author:
[parmanlotim@gmail.com]

Article Info

Abstrak

Kata kunci:
Tekno-ekonomi;
hidrogen hijau;
Matlab Simulink;
Energi Terbarukan

Penelitian ini melakukan analisis tekno-ekonomi sistem hidrogen hijau di Lombok, Indonesia, dengan menggunakan model simulasi berbasis MATLAB Simulink. Tujuan utama dari studi ini adalah untuk mengevaluasi kelayakan ekonomi proyek hidrogen hijau dalam jangka panjang melalui analisis parameter finansial utama seperti Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), dan titik impas (break-even point). Hasil simulasi model menunjukkan bahwa hasil produksi hidrogen hijau sebanyak 121391 kg hidrogen dan proyek ini menghasilkan Net Present Value (NPV) sebesar \$1.205.031,1 selama periode operasi 25 tahun. Tingkat pengembalian internal (Internal Rate of Return/IRR) dari proyek ini mencapai 11,9%, yang menunjukkan bahwa proyek ini memiliki potensi keuntungan yang layak. Selain itu, titik impas (break-even point) tercapai pada tahun ke-8, yang berarti bahwa investasi awal dapat tertutupi pada titik tersebut. Temuan ini memberikan gambaran awal mengenai prospek ekonomi dari pengembangan hidrogen hijau di Lombok, serta menunjukkan potensi energi hijau dalam mendukung transisi energi di Indonesia. Studi ini juga memberikan panduan bagi pengambil kebijakan dan investor dalam mengambil keputusan strategis terkait investasi pada teknologi energi terbarukan.

Keywords:
Techno-economics;
Green Hydrogen;
Matlab Simulink;
Renewable Energy

Abstract

This research conducts a techno-economic analysis of a green hydrogen system in Lombok, Indonesia, using a MATLAB Simulink-based simulation model. The primary objective of this study is to evaluate the long-term economic feasibility of a green hydrogen project through the analysis of key financial parameters such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and the break-even point. The model simulation results show that the production output of green hydrogen is 121,391 kg, and the project generates a Net Present Value (NPV) of \$1,205,031.1 over a 25-year operational period. The Internal Rate of Return (IRR) of the project reaches 11.9%, indicating that the project has a promising profit potential.

Additionally, the break-even point is achieved in the 8th year, meaning that the initial investment can be recouped by that time. These findings provide an initial overview of the economic prospects of green hydrogen development in Lombok and demonstrate the potential of green energy in supporting the energy transition in Indonesia. This study also offers guidance for policymakers and investors in making strategic decisions related to investments in renewable energy technology."

1. PENDAHULUAN

Hidrogen adalah sumber energi yang bebas karbon dan dianggap memiliki potensi besar sebagai pembawa energi di masa depan (Hanley et al., 2018). Saat ini, permintaan global untuk hidrogen murni diperkirakan sekitar 70 juta ton (Bourne, 2012), dan diproyeksikan meningkat hingga lebih dari 300 juta ton pada tahun 2050 (IEA, 2015). Hidrogen diprediksi akan menjadi perubahan utama dalam sistem energi global menuju sistem energi berkelanjutan (Staffell et al., 2019). Hidrogen dapat dihasilkan dari energi terbarukan, seperti tenaga air, angin, gelombang, matahari, biomassa, dan panas bumi, serta sumber daya tak terbarukan seperti batu bara, gas alam, dan sumber energi nuklir. Disebabkan oleh sifat pembawa energinya yang baik, hidrogen menawarkan fleksibilitas yang tinggi karena mudah diubah menjadi listrik dalam sel bahan bakar untuk pembangkit listrik, transportasi, penyimpanan energi dan industri proses, (Hosseini et al., 2016). Selain itu, hidrogen mempunyai potensi untuk memberikan solusi yang layak secara ekonomi, moneter, sosial, dan hemat energi terhadap tantangan yang berkaitan dengan meningkatnya permintaan energi global untuk menurunkan karbon dioksida sebagai akibat dari pemanasan global (Dutta, 2014).

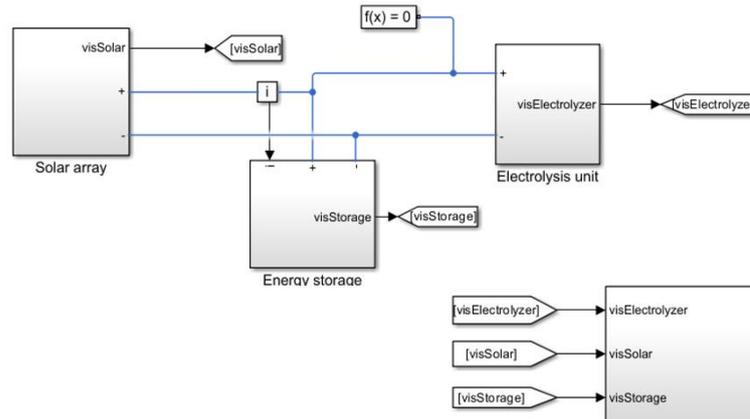
Peningkatan permintaan akan solusi energi ramah lingkungan untuk memitigasi perubahan iklim telah meningkatkan minat terhadap hidrogen hijau sebagai pembawa energi yang serbaguna dan berkelanjutan. Hidrogen hijau, yang diproduksi melalui elektrolisis dengan sumber energi terbarukan, menawarkan potensi yang menjanjikan untuk dekarbonisasi berbagai sektor seperti transportasi, industri, dan pembangkit listrik (Baral et al., 2024). Jaringan mikro yang merupakan sistem energi lokal dengan sumber daya energi terdistribusi, memainkan peran penting dalam mengintegrasikan sumber energi terbarukan dan memungkinkan produksi dan pemanfaatan hidrogen ramah lingkungan secara efisien (Rodriguez et al., 2023). Penelitian untuk mengoptimalkan pasokan listrik dengan strategi kontrol khusus sangat penting dalam produksi hidrogen ramah lingkungan melalui elektrolisis menggunakan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS). Produksi hidrogen hijau menggunakan PLTS dapat menghasilkan emisi gas rumah kaca empat kali lebih sedikit dibandingkan dengan hidrogen berbasis gas alam (Parra et al., 2019).

Analisis tekno-ekonomi berfungsi sebagai metode analisa yang perlu dilakukan untuk mengevaluasi kelayakan dan efektivitas biaya sistem produksi hidrogen ramah lingkungan di jaringan mikro. Dengan menilai kinerja teknis, kelayakan ekonomi, dan dampak lingkungan dari berbagai konfigurasi sistem dan strategi operasi. Dengan analisis tekno-ekonomi memfasilitasi pengambilan keputusan dan optimalisasi proses produksi hidrogen ramah lingkungan (Baral et al., 2024). Selain melakukan analisa secara ekonomi, perlu juga melakukan simulasi sistem. Salah satu aplikasi yang bisa digunakan untuk simulasi sistem produksi hidrogen hijau adalah MATLAB Simulink. Platform simulasi ini yang banyak digunakan untuk pemodelan dan simulasi sistem dinamis, menyediakan sarana yang efektif untuk mengembangkan dan menganalisis model sistem produksi hidrogen ramah lingkungan di microgrid. Dengan memanfaatkan kemampuan Simulink untuk memodelkan sumber energi terbarukan, elektroliser, sistem penyimpanan energi, dan interaksi jaringan, para peneliti dapat mensimulasikan berbagai skenario dan menilai kinerja sistem produksi hidrogen ramah lingkungan dalam kondisi pengoperasian yang berbeda-beda (The MathWorks Inc., 2023).

Penelitian ini bertujuan untuk melakukan analisis tekno-ekonomi yang komprehensif dan mengoptimalkan desain sistem produksi hidrogen ramah lingkungan yang diintegrasikan ke dalam *microgrid* yaitu pembangkit listrik tenaga surya dengan menggunakan model MATLAB Simulink. Studi ini akan mempertimbangkan faktor-faktor seperti ketersediaan energi terbarukan, performa elektroliser, produksi hidrogen, interaksi jaringan listrik, dan parameter ekonomi seperti biaya modal awal (investasi), biaya operasional, dan aliran pendapatan. Dengan mengintegrasikan model tekno-ekonomi terperinci dengan simulasi Simulink, penelitian ini akan memberikan wawasan tentang desain dan pengoperasian sistem produksi hidrogen ramah lingkungan yang optimal di jaringan mikro Lombok.

2. METODE PENELITIAN

Model Matlab Simulink



Gambar 1 Model Sistem hidrogen hijau di Matlab Simulink

Gambar 1 menjelaskan tentang alur produksi hidrogen hijau menggunakan energi surya dan sistem penyimpanan energi. Alur dimulai dari pembangkit listrik tenaga surya (PLTS/*Solar array*) yang mengumpulkan energi matahari dan mengubahnya menjadi listrik. Listrik ini kemudian disalurkan ke unit elektrolisis (*Electrolysis unit*) dan penyimpanan energi (*Energy storage*). Pada tahap ini, listrik yang dihasilkan dari PLTS dapat langsung digunakan oleh unit elektrolisis untuk memisahkan air menjadi hidrogen dan oksigen, atau disimpan terlebih dahulu dalam sistem penyimpanan energi untuk digunakan nanti.

Unit penyimpanan energi berfungsi untuk menyetabilkan pasokan listrik dan mempercepat proses startup awal unit elektrolisis. Dengan adanya sistem penyimpanan energi, pasokan listrik ke unit elektrolisis dapat tetap stabil, bahkan ketika produksi energi surya berfluktuasi. Ini memastikan bahwa unit elektrolisis dapat memulai proses produksi hidrogen lebih cepat dan dengan efisiensi yang lebih tinggi, meskipun listrik dari array surya tidak selalu tersedia secara konsisten. Simbol huruf "i" dalam diagram tersebut mengindikasikan adanya komponen yang berfungsi untuk mengatur arus listrik yang dialirkan ke unit elektrolisis (*Electrolysis unit*). Komponen ini bertindak sebagai pengatur arus (*current regulator*) yang memastikan bahwa arus listrik yang masuk ke unit elektrolisis berada pada tingkat yang sesuai untuk proses elektrolisis.

Fungsi ($f(x) = 0$) dalam diagram berperan sebagai pengendali atau kontroler yang memastikan bahwa arus listrik yang dialirkan ke unit elektrolisis tetap stabil dan sesuai dengan kebutuhan proses. Fungsi ini bekerja dengan memantau arus yang mengalir dan melakukan penyesuaian jika terjadi penyimpangan dari nilai yang diinginkan. Simbol "i" menunjukkan adanya komponen pengatur arus yang dikendalikan oleh fungsi ($f(x) = 0$). Ketika arus listrik yang mengalir tidak sesuai, fungsi ($f(x) = 0$) akan mengirim sinyal ke pengatur arus (simbol "i") untuk menyesuaikan arus yang masuk ke unit elektrolisis, memastikan proses elektrolisis berjalan optimal dan efisien. Elektrolisis menghasilkan hidrogen melalui pemisahan air menggunakan listrik. Dalam diagram, hidrogen yang dihasilkan (diberi label [visElectrolyzer]) disalurkan keluar dari sistem untuk mengontrol proses produksi hidrogen. Diagram ini juga menunjukkan berbagai titik pemantauan (dengan label visSolar, visStorage, dan visElectrolyzer), yang mengindikasikan adanya sistem pemantauan dan kontrol untuk memastikan efisiensi dan stabilitas proses produksi hidrogen. Secara keseluruhan, diagram ini menunjukkan sistem terintegrasi yang memanfaatkan energi terbarukan untuk produksi hidrogen yang bersih dan berkelanjutan.

Parameter Simulasi Model

Tabel I Parameter elektroliser yang digunakan

Parameter	detail	referensi
Jenis Elektroliser	<i>Proton Exchange Membrane</i> (PEM)	dipilih
Sumber Energi Listrik	PLTS	dipilih
Power rating PLTS	2,33 MWp	dihitung
<i>Power rating</i> Elektroliser	2 MW	datasheet
Model Elektroliser	Hylizer 400-30	datasheet
Kapasitas Produksi Per Jam	400 Nm ³ /jam	datasheet
Tegangan per cell	2,4 V	(Mohamed Khaled Khalaf et al., 2019)
Efisiensi Sistem	56% - 60%	(Franzén, 2023)
Tegangan Elektroliser	200 V DC	dihitung
Arus Masuk	10.000 Ampere	dihitung
Jumlah cell	167 cell	dihitung
Densitas luas penampang per cell	0,01 A/cm ²	(Mohamed Khaled Khalaf et al., 2019)
Luas total cell	100 m ²	dihitung
Dimensi Plate X dan Y	77 cm	dihitung
Dimensi Plate Z	167 cm	berdasarkan jumlah cell
Tebal Plate cell	1 cm	dokumentasi Matlab
Volume Penyimpanan Hidrogen	9,91 m ³	dihitung
Volume Penyimpanan Air	7,6 m ³	dihitung
Volume Penyimpanan Oksigen	3,8 m ³	dihitung

Tabel 2 Sifat termofisika hidrogen

Suhu (Kelvin)	Entalpi (kJ/kg)	Viskositas (s*µPa)	Konduktivitas (mW/kg/K)	Panas Spesifik (kJ/kg/K)
198,15	2532	6,77	132,4	13,57
223,15	2875	7,34	146,8	13,87
248,15	3224	7,88	160,5	14,08
273,15	3578	8,42	173,4	14,23
298,15	3936	8,94	185,6	14,33
323,15	4295	9,44	197,5	14,4
348,15	4655	9,93	210,1	14,45
373,15	5017	10,41	222	14,47

Part specification	
Attribute	Value
Manufacturer	Amerisolar
Part number	AS_6M30_HC_320W
Part series	
Web link	http://www.weamerisolar.com/
Part type	320.00W, Mono-crystalline Si, Half cell, Voc=40.20V, Isc=10.14A, Vm=33.40V, Im=9.59A, 1686X1002mm, 18.5kg
Parameterization date	06-Dec-2021
Parameterization note	Predefined parameterizations of Simscape components use available data sources for supplying parameter values
Part data file location	Sources\Solar_Cell\Amerisolar\AS_6M30_HC_320W.xml

Gambar 2 Spesifikasi modul PV di PLTS

Pemilihan lokasi



Gambar 3. Lokasi sistem hidrogen hijau terancang

Nusa Tenggara Barat (NTB) adalah sebuah provinsi di Indonesia yang terletak di tengah-tengah Kepulauan Nusa Tenggara, berbatasan dengan provinsi Bali di sebelah barat dan provinsi Nusa Tenggara Timur di sebelah timur. Kota Mataram adalah pusat pemerintahan dan ibu kota provinsi ini. NTB terdiri dari 8 Kabupaten dan 2 Kota, termasuk Kota Mataram dan kota Bima. Pada pertengahan tahun 2023, jumlah penduduk NTB mencapai 5.576.992 jiwa, dengan kepadatan penduduk sebesar 264 jiwa per kilometer persegi (Kemendagri, 2023). Radiasi matahari di Lombok cukup tinggi dengan intensitas tertinggi mulai pukul 11:00 WITA hingga 13:00 WITA sekitar 890 W/m². Curah hujan rendah sehingga memungkinkan proses produksi listrik stabil dari PLTS. Rata-rata jumlah waktu radiasi matahari efektif selama 8 jam mulai dari jam 08:00 pagi hari hingga 16:00 sore hari. Rentang suhu di Lombok berada di sekitar 25 °C - 33 °C, hal ini menunjukkan potensi pembangkit listrik tenaga surya bekerja optimal. Sementara itu, kecepatan angin rata-rata berdasarkan data dari BMKG di Lombok Tengah berkisar antara 10-20 km/jam dengan rasio humiditas sekitar 70-85%(BMKG, 2024).

LCOE dan LCOH

Untuk memahami kelayakan suatu investasi, dimungkinkan untuk menggunakan indikator ekonomi yang dapat membantu memprediksi tindakan terbaik. Indikator ini didefinisikan sebagai rasio antara biaya yang diperlukan untuk membangun dan mengoperasikan aset pembangkit listrik (misalnya pembangkit listrik) selama masa pakainya, dan total keluaran energi dari pembangkit tersebut, selama masa pakainya (Lai et al., 2017). Untuk menghitung LCOE (*Levelized Cost of Energy*) dengan menggunakan persamaan berikut ini:

$$LCOE = \frac{\text{Total Biaya selama Operasi (Rp)}}{\text{Jumlah energi yang digunakan (kWh)}} \tag{II. 11}$$

$$LCOE = \frac{\sum_n \frac{C_n + O_n + M_n + F_n}{(1+r)^n}}{\sum_n \frac{E_n}{(1+r)^n}} \tag{II. 12}$$

Nilai dari C_n, O_n, M_n, F_n masing-masing menunjukkan biaya modal, pengoperasian, pemeliharaan, dan bahan bakar, sedangkan nilai E_n mewakili energi yang dihasilkan. Subskrip "n" menunjukkan hal tersebut variabel dihitung selama satu tahun, sedangkan jumlah $\sum n$ menunjukkan keduanya merupakan pembilang dan penyebut dihitung sepanjang umur aset. Terakhir, nilai r adalah tingkat diskonto; suku $(1 + r)^n$ menunjukkan seberapa besar laju ini (diasumsikan konstan, namun hal ini dapat bervariasi) mempengaruhi berbagai biaya dan produksi energi sepanjang umur aset. LCOE berguna untuk membandingkan berbagai metode produksi energi dari pembangkit potensial, untuk melihat mana yang paling menguntungkan/paling murah selama jangka waktu tertentu. Meskipun tidak mewakili biaya energi (listrik) yang sebenarnya, tapi metode ini merupakan alat yang berguna dari sudut pandang investasi, asalkan asumsi dibuat untuk itu, sehingga biaya yang digunakan untuk menghitungnya dapat diterima.

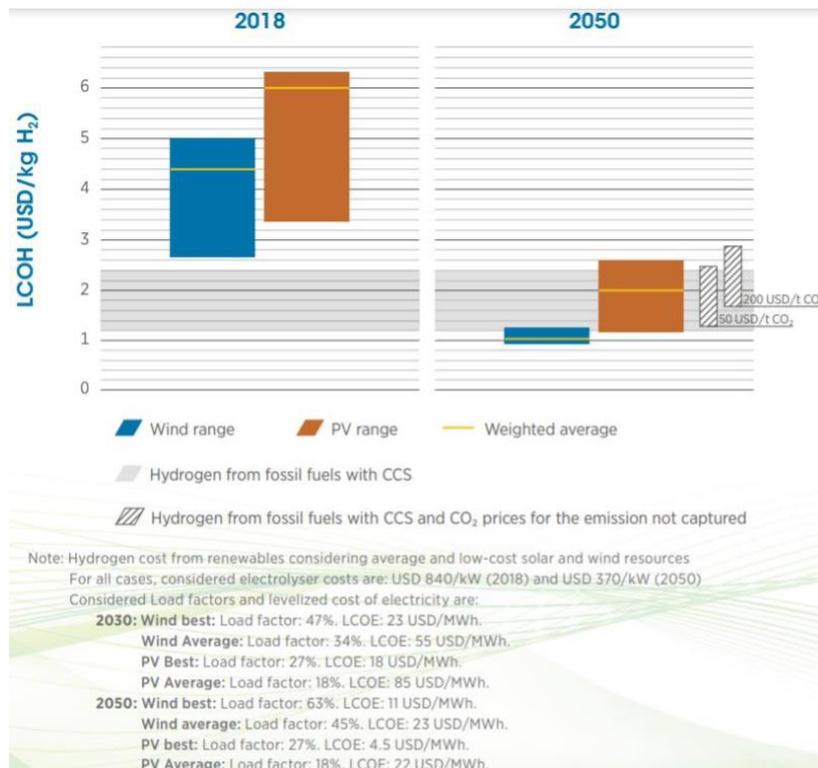
Daya saing H₂ ramah lingkungan di pasar energi terutama bergantung pada tiga faktor: biaya modal elektroliser, LCOE energi terbarukan yang diperlukan untuk menggunakannya, dan bebannya faktor (jumlah jam operasional tahunan). Terbukti, meski dengan harga yang cukup rendah LCOE terbarukan, H₂ hijau saat ini tidak sekompetitif H₂ biru/abu-abu. Namun, mempertimbangkan perkiraan penurunan biaya modal elektroliser dan listrik terbarukan, Proyeksi IRENA (Gambar II.6) menunjukkan bahwa H₂ yang ramah lingkungan bisa menjadi kompetitif, terutama mengingat kenaikan harga CO₂ yang tidak ditangkap, yang akan secara nyata meningkatkan harga H₂ abu-abu (IRENA, 2019).

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{H_t}{(1+r)^t}} \quad II.13$$

Dimana:

- I_t = Investasi awal dan biaya modal pada tahun t
- O_t = Biaya operasi dan pemeliharaan pada tahun t
- F_t = Biaya bahan bakar atau input energi pada tahun t
- H_t = Jumlah hidrogen yang dihasilkan pada tahun t
- r = Tingkat diskonto (*discount rate*)
- n = Masa hidup proyek (jumlah tahun)

Levelized cost of hydrogen (LCOH) merupakan metrik penting dalam menilai kelayakan ekonomi produksi hidrogen. Staffell et al., (2019) menekankan perlunya peningkatan substansial dalam biaya dan kinerja hidrogen untuk mencapai daya saing. Mehta et al., (2022) menyoroti bahwa LCOH untuk hidrogen hijau tetap lebih tinggi dibandingkan biaya produksi hidrogen konvensional karena tingginya biaya listrik terbarukan yang diperlukan untuk elektrolisis. Namun Butson et al., (2023) memberikan pandangan yang lebih optimis, memperkirakan LCOH sebesar US\$8,3 per kg dengan potensi penurunan menjadi US\$1,8 per kg melalui peningkatan efisiensi dan pengurangan biaya. Berbagai teknologi dan strategi mempengaruhi LCOH produksi hidrogen. Perna et al., (2022) mengusulkan bahwa konfigurasi berbasis amonia menawarkan efisiensi energi dan efektivitas biaya yang tinggi, dengan LCOH berkisar antara 6,28 EUR/kg hingga 6,89 EUR/kg. Nurizat Rahman et al., (2024) menggarisbawahi pentingnya analisis LCOH dalam mengevaluasi kinerja ekonomi sistem produksi hidrogen. Selain itu, Villalba-Herreros et al., (2023) membandingkan berbagai metode distribusi hidrogen hijau berdasarkan LCOH, menggarisbawahi pentingnya metrik ini dalam proses pengambilan keputusan. Selain itu, konteks geografis berperan dalam penilaian LCOH. Guzzini dkk. (2023) menggambarkan dampak optimasi terhadap pengurangan LCOH dalam konteks Italia. Vartiainen et al., (2022) menggunakan pendekatan kurva pembelajaran untuk menilai biaya sebenarnya dari hidrogen surya, dengan menyoroti pentingnya kemajuan teknologi dalam mengurangi LCOH. Selain itu, Santana et al., (2023) menyajikan penilaian LCOH di Brasil dan komunitas mikro, yang menekankan perlunya analisis spesifik lokasi.



Gambar 4 LCOH dari berbagai jenis power plant (IRENA, 2019)

Break Event Point (BEP)

BEP didefinisikan sebagai waktu yang dibutuhkan untuk mendapatkan kembali sejumlah uang dikeluarkan dalam suatu investasi, atau setidaknya mencapai titik impas, yang didefinisikan sebagai saat di mana total biaya dan pendapatan sama, semua perkiraan biaya dibayar, dan tidak ada untung dan rugi [35]. BEP diukur dalam tahun, dan cara menghitungnya adalah rasio antara biaya/investasi yang diharapkan dari suatu proyek dan pendapatan tahunannya.

$$BEP (tahun) = \frac{\text{Prediksi total biaya } (Rp)}{\text{Pendapatan tahunan } (Rp/tahun)} \quad (II. 14)$$

Kasus dimana biaya yang diharapkan dan pendapatan tahunan adalah konstan merupakan kasus yang sederhana untuk menghitung, misalkan investasi mesin dengan biaya operasional yang dapat diabaikan sehingga menghasilkan pendapatan tetap setiap tahunnya. Tentu saja biaya yang diharapkan dan pendapatan tahunan bisa bervariasi sepanjang tahun, namun hal ini tidak mempengaruhi metode perhitungan BEP. Keuntungan utama metode BEP adalah sederhana dan intuitif, sehingga memberikan hasil yang informasi penting tentang skenario ekonomi yang mudah dipahami. Meskipun begitu, metode ini memiliki kelemahan sebagai berikut berikut (GRAHAM, 2022):

1. BEP tidak mempertimbangkan umur investasi;
2. Arus kas tambahan mungkin timbul dari investasi setelah pengembalian penuh/titik impas titik telah tercapai, dan hal tersebut tidak dipertimbangkan oleh BEP.
3. Rumusnya terlalu sederhana untuk memperhitungkan berbagai arus kas yang mungkin timbul dalam perolehan suatu aset, mis. proses investasi multi-tahap.
4. BEP tidak mempertimbangkan profitabilitas: BEP suatu aset tertentu mungkin singkat, namun jika keseluruhan pendapatan yang dapat diperoleh darinya relatif rendah, akan lebih baik untuk berinvestasi pada aset yang memiliki BEP lebih besar tetapi juga profitabilitas jangka panjang.
5. BEP tidak mempertimbangkan nilai waktu uang, karena pendapatan yang dihasilkan masuk di kemudian hari mungkin bernilai lebih kecil (atau lebih) dibandingkan pendapatan periode saat ini.

Net Present Value (NPV) dan Internal Return Rate (IRR)

Konsep nilai waktu dari uang sangatlah penting dibidang ekonomi, karena mempertimbangkan potensi memiliki sejumlah uang tertentu di masa sekarang, bukan di masa depan. Potensi ini dapat diukur dengan memanfaatkan nilai sekarang (NS), yang didefinisikan sebagai nilai arus kas tertentu pada saat penilaiannya. Seperti disebutkan sebelumnya, NS biasanya lebih rendah dari nilai masa depan (FV), karena potensi uang yang menghasilkan bunga; pengecualian untuk ini adalah periode suku bunga nol/negatif. Rumus untuk menghitung NS ada di bawah ini:

$$NS = \frac{C}{(1+r)^n} \tag{II.15}$$

Nilai C mewakili arus kas, sedangkan r adalah tingkat diskonto (atau pengembalian), dan n adalah jumlah tahun setelah jumlah tersebut akan diperoleh. Contohnya adalah pengetahuan untuk memperoleh US\$500 dalam enam tahun; dengan asumsi memiliki balik modal sebesar 15%, NS dapat dihitung sebagai berikut:

$$NS = \frac{500}{(1+0,15)^6} = 216.16 \text{ US\$}$$

Saat merencanakan investasi, wajar untuk berasumsi bahwa, dalam setiap tahun pada waktu yang dipertimbangkan periode, akan ada arus kas keseluruhan, yang berasal dari berbagai pengeluaran dan pendapatan pada tahun itu. Mengenai hal ini, dimungkinkan untuk menghitung NS dari masing-masing hal tersebut arus kas dari *Net Present Value* (NPV) didefinisikan sebagai penjumlahan dari hal-hal tersebut di atas berdasarkan nilai sekarang, dan rumus untuk menghitungnya adalah sebagai berikut (Sinaga et al., 2019):

$$NVP = \sum_n^N \frac{C_n}{(1+r)^n} - C_0 \tag{II.16}$$

Dalam rumus NPV, n adalah jumlah tahun yang dipertimbangkan investasi; untuk $n = 0$, $(1+r)^n = 1$, sedangkan C_0 hampir selalu bernilai negatif, karena mewakili arus kas negatif besar yang khas dari investasi modal. NPV dapat dilihat sebagai indikator nilai tambah suatu investasi. Jika dihitung NPV lebih tinggi dari nol, berarti investasi yang dipertimbangkan akan mendatangkan keuntungan, dengan asumsi bahwa faktor-faktor yang relevan (seperti risikonya) telah dievaluasi dengan tepat. Sebaliknya, jika NPV yang lebih rendah dari nol berarti investasi tidak akan menguntungkan. NVP sama dengan nol mewakili investasi yang tidak menghasilkan nilai moneter, dan dengan demikian keputusan diterima baik atau tidaknya harus didasarkan pada faktor lain. Peran tingkat diskonto dalam perhitungan NPV sangatlah penting. Ada berbagai cara untuk mengaturnya itu: beberapa perusahaan menggunakan biaya modal rata-rata tertimbang, suatu tingkat yang berlaku bagi perusahaan diharapkan membayar (rata-rata) kepada pemegangnya untuk mengamankan asetnya; beberapa perusahaan menetapkan tingkat diskonto yang lebih tinggi untuk menyesuaikan risiko dan variabel lainnya (Nuno Fernandes, 2014).

Nilai pengembalian juga dapat diatur sesuai dengan faktor eksternal seperti risiko dan inflasi dikecualikan dari perhitungan; hal ini dilakukan dengan memanfaatkan *Internal Rate of Return* (IRR). IRR didefinisikan sebagai tingkat diskonto yang NPV sama dengan nol, seperti ditunjukkan pada persamaan berikut:

$$\sum_n^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0 \Rightarrow r = IRR \tag{II.17}$$

IRR berguna ketika membandingkan profitabilitas dari kemungkinan investasi baru; sebagai aturan Secara praktis, semakin tinggi IRR, semakin diinginkan proyek tersebut untuk dilaksanakan. Perbedaan antara alat ini dan NPV adalah bahwa alat ini merupakan ukuran profitabilitas suatu proyek, sedangkan NPV adalah ukuran profitabilitas suatu proyek yang terakhir mengukur nilai tambah dari aset baru yang potensial. Perhitungan IRR pada dasarnya adalah masalah matematika untuk menemukan akar dari suatu persamaan-persamaan $NPV(r) = 0$. Karena n bisa menjadi cukup tinggi, ada berbagai metode numerik yang bisa digunakan dapat digunakan untuk memperkirakannya; metode tersebut sering kali merupakan fungsi bawaan yang diimplementasikan pada perangkat lunak seperti Microsoft Excel, Matlab dan lain-lain.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan hasil model di Matlab Simulink dengan data radiasi pada tahun 2023 di Lombok, Nusa Tenggara Barat diperoleh hasil produksi sistem hidrogen hijau sebanyak 121391 kg hidrogen selama proses produksi 12 bulan dengan parameter radiasi matahari pada tahun 2023. Dari prediksi produksi hidrogen hijau tersebut dilakukan analisa tekno ekonomi untuk menilai kelayakan operasi sistem tersebut di daerah.

Tabel 3 Parameter CAPEX dan OPEX sistem hidrogen hijau

Komponen	Harga	Satuan	Referensi
PV power plant	850	US\$/kW	(Gusti Fauzi Maulana Gafli et al., 2019)
PEM Elektroliser	1839	US\$/kW	(Franzén, 2023)
Pengolahan Air murni (H ₂ O)	489,26	US\$/kg/hari	(Clean Hydrogen Partnership, 2022)
Baterai	1600	US\$/kW	(Wesley Cole et al., 2023)
Kompresor dan Penyimpanan hidrogen	700	US\$/kW	(Bekebrok et al., 2022)
Balance of System	30	% dari total biaya	(The Hydrogen Council, 2021)
O & M PV power plant	18	US\$/kW per tahun	(Emanuele Taibi et al., 2020)
O & M Air murni	3% dari biaya awal		(Clean Hydrogen Partnership, 2022)
O & M PEM electrolyser	30	US\$/kW per tahun	(Emanuele Taibi et al., 2020)
O & M Baterai	2,5	%dari total biaya baterai per tahun	(Wesley Cole et al., 2023)

Tabel 4 Biaya tetap dan biaya variabel sistem hidrogen hijau

Komponen	Kapasitas (kW)	Biaya	Satuan	Biaya total (US\$)
PV power plant	2327	850	US\$/kW	1.977.950
PEM Elektroliser	2000	1839	US\$/kW	3.678.000
Pengolahan air murni	332,5 kg/hari	489,26	US\$/kg/hari	162.792
Baterai	181,75	1600	US\$/kW	290.800
Kompresor (H ₂ storage)	2000	700	US\$/kW	1.400.000
Balance of system	0.3	30% dari total biaya awal		3.148.607,14
			Total (US\$)	10.658.149,14

Variable cost

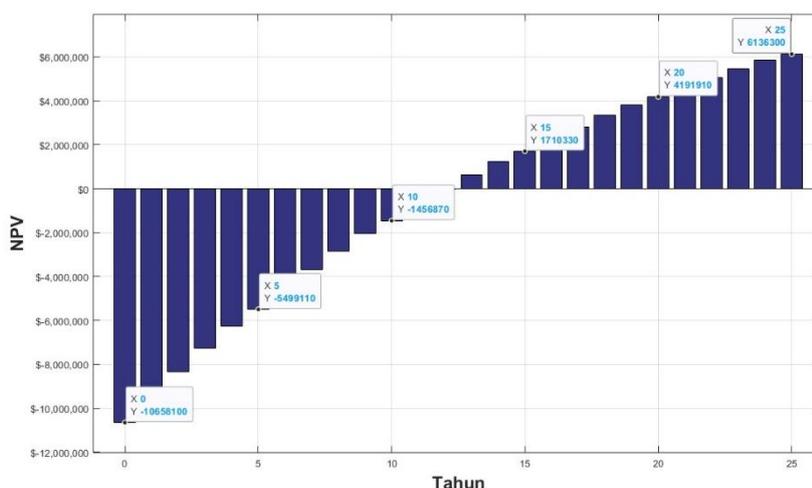
Komponen	Kapasistas (kW)	Biaya	Satuan	Biaya total per tahun
O&M PV power plant	2327	18	US\$/kW	41.886
O&M PEM	2000	30	US\$/kW	60.000
O&M Air Bersih	3%	162.792		4.883,76
O&M Baterai	181.75	25	US\$/kW	4.544
Sewa lahan	16380	12.18	US\$/m ²	199.508,4
Gaji pekerja	20	450	US\$/orang	108000
			Total (US\$)	418.821,91
Total investasi tetap (US\$)	10.658.149,14			

Biaya tahunan (US\$)	418.821,91		
----------------------	-------------------	--	--

Tabel 5 Parameter perhitungan NPV BEP dan IRR

Parameter	Nilai	Satuan	Referensi
Biaya Total Investasi	US\$10.658.149,14		dihitung
Biaya Tahunan	US\$418.821,91		dihitung
Biaya ganti baterai	US\$290.800,00	per 5 tahun sekali	nilai dihitung dan siklus (Tejero-Gómez et al., 2023)
Durasi waktu operasi	25	Tahun	(Tejero-Gómez et al., 2023)
Tingkat diskonto	5	%	(IEA, 2021)
Produksi hidrogen	121.391	kg/tahun	Simulasi
Harga hidrogen	US\$13,7	US\$/kg	

Dari parameter perhitungan di atas sebagai *parameter input* di kode matlab untuk menghitung LCOH, NPV, BEP dan IRR. Diperoleh LCOH US\$5,7 per kg hidrogen dengan titik impas pada tahun ke-11 dan IRR=10,25 % serta NPV pada tahun operasi ke 25 sebesar US\$6.136.300.



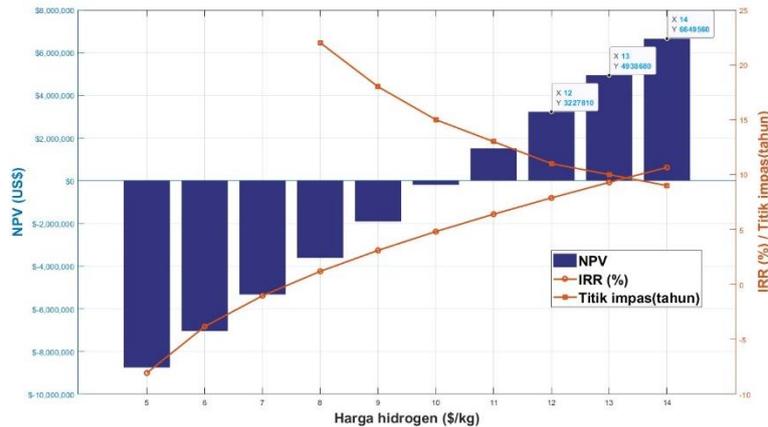
Gambar 5 NPV produksi hidrogen hijau dari PLTS

Gambar 5 menampilkan grafik Net Present Value (NPV) dari suatu proyek atau investasi selama rentang waktu 25 tahun. Sumbu X mewakili tahun, sedangkan sumbu Y menunjukkan nilai NPV dalam satuan dolar. Grafik ini menunjukkan perubahan nilai NPV dari waktu ke waktu, dengan warna biru gelap digunakan untuk batang-batang yang merepresentasikan nilai NPV pada setiap tahunnya. Label yang ditampilkan pada batang memberikan nilai spesifik NPV untuk beberapa tahun kunci seperti tahun ke-0, ke-5, ke-10, ke-15, ke-20, dan ke-25.

Pada awal proyek, terlihat bahwa nilai NPV adalah negatif, dimulai dari sekitar -US\$10.658.100 pada tahun ke-0 dan meningkat negatif hingga mencapai - US\$5.499.110 pada tahun ke-5. Nilai NPV terus bergerak ke arah positif tetapi masih berada di zona negatif hingga mencapai tahun ke-10 dengan nilai -US\$1.456.870. Ini menunjukkan bahwa pada awal proyek, investasi lebih besar dari pendapatan yang dihasilkan, menyebabkan akumulasi kerugian yang cukup signifikan. Setelah tahun ke-10, grafik menunjukkan peningkatan nilai NPV yang signifikan, menandakan bahwa proyek mulai menghasilkan pendapatan yang melebihi investasi. Pada tahun ke-15, NPV mencapai nilai positif sebesar US\$1.710.330, dan terus meningkat hingga mencapai US\$6.136.300 pada tahun ke-25. Ini mengindikasikan bahwa meskipun proyek ini memulai dengan kerugian besar, dalam jangka

panjang proyek tersebut menghasilkan keuntungan yang substansial, menjadikan investasi awal yang besar tersebut layak dan menguntungkan pada akhirnya.

Analisa sensitivitas



Gambar 6 Pengaruh harga hidrogen terhadap NPV, titik impas dan IRR

Gambar 6 menunjukkan hubungan antara *Net Present Value* (NPV), Internal Rate of Return (IRR), dan titik impas (*payback period*) dari suatu proyek atau investasi terkait harga hidrogen (\$/kg). Sumbu X menggambarkan harga hidrogen dalam dolar per kilogram, sedangkan sumbu Y kiri menunjukkan nilai NPV dalam dolar AS (US\$) dan sumbu Y kanan menunjukkan persentase IRR serta tahun titik impas. Grafik ini membantu untuk memahami bagaimana variasi harga hidrogen mempengaruhi profitabilitas dan kinerja investasi dalam hal NPV, IRR, dan titik impas. Pada grafik batang berwarna biru, kita dapat melihat bahwa pada harga hidrogen di bawah US\$8/kg, nilai NPV adalah negatif, yang menunjukkan bahwa proyek tidak menguntungkan pada harga tersebut. Namun, ketika harga hidrogen mencapai US\$8/kg dan lebih, nilai NPV mulai menjadi positif, dengan peningkatan signifikan terlihat pada harga yang lebih tinggi. Sebagai contoh, pada harga US\$12/kg, NPV mencapai US\$3.227.810, dan terus meningkat hingga US\$6.464.950 pada harga US\$14/kg. Ini menunjukkan bahwa proyek menjadi semakin menguntungkan seiring dengan meningkatnya harga hidrogen.

Garis oranye dengan lingkaran menggambarkan IRR, sedangkan garis merah dengan kotak menunjukkan titik impas dalam tahun. Kedua metrik ini juga memperlihatkan tren yang jelas. IRR meningkat seiring dengan kenaikan harga hidrogen, mencapai puncak pada sekitar harga US\$13/kg. Titik impas, yang mengukur seberapa cepat investasi dapat kembali, menunjukkan penurunan seiring dengan kenaikan harga hidrogen. Titik impas menurun dari lebih dari 20 tahun pada harga hidrogen rendah hingga sekitar 11 tahun pada harga US\$13/kg, sebelum sedikit meningkat lagi. Kombinasi dari peningkatan NPV dan IRR serta penurunan titik impas menunjukkan bahwa investasi menjadi lebih menarik dengan kenaikan harga hidrogen, membuat proyek lebih cepat balik modal dan lebih menguntungkan dalam jangka panjang.

4. KESIMPULAN

Terlihat bahwa nilai NPV adalah negatif, dimulai dari sekitar -US\$10.658.100 pada tahun ke-0 dan meningkat negatif hingga mencapai - US\$5.499.110 pada tahun ke-5. Nilai NPV terus bergerak ke arah positif tetapi masih berada di zona negatif hingga mencapai tahun ke-10 dengan nilai -US\$1.456.870. Ini menunjukkan bahwa pada awal proyek, investasi lebih besar dari pendapatan yang dihasilkan, menyebabkan akumulasi kerugian yang cukup signifikan. Setelah tahun ke-10, grafik menunjukkan peningkatan nilai NPV yang signifikan, menandakan bahwa proyek mulai menghasilkan pendapatan yang melebihi investasi

5. REFERENSI

Idris, R., & Lestari, E. (2017). Pengaruh Pengorganisasian Terhadap Peningkatan Mutu Pendidikan Di Sd Inpres Baral, S., & Šebo, J. (2024). Techno-economic assessment of green hydrogen production integrated with hybrid and organic Rankine cycle (ORC) systems. *Heliyon*, 10(4), e25742. doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e25742
 Bekebrok, H., Langnickel, H., Pluta, A., Zobel, M., & Dyck, A. (2022). Underground Storage of Green Hydrogen—Boundary Conditions for Compressor Systems. *Energies*, 15(16), 5972. doi: 10.3390/en15165972

- BMKG. (2024). Prakiraan Cuaca. BMKG NTB. Retrieved from <https://www.bmkg.go.id/cuaca/prakiraan-cuaca.bmkg?Kota=Praya&ArealD=501422&Prov=22>
- Bourne, S. (2012). The future of fuel: The future of hydrogen. *Fuel Cells Bulletin*, 2012(1), 12–15. doi: 10.1016/S1464-2859(12)70027-5
- Butson, J. D., Sharma, A., Tournet, J., Wang, Y., Tataavarti, R., Zhao, C., Jagadish, C., Tan, H. H., & Karuturi, S. (2023). Unlocking Ultra-High Performance in Immersed Solar Water Splitting with Optimised Energetics. *Advanced Energy Materials*, 13(40). doi: 10.1002/aenm.202301793
- Clean Hydrogen Partnership. (2022). Clean Hydrogen JU - SRIA Key Performance Indicators (KPIs). <https://www.Clean-Hydrogen.Europa.Eu/>.
- Dutta, S. (2014). A review on production, storage of hydrogen and its utilization as an energy resource. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 20(4), 1148–1156. doi: 10.1016/j.jiec.2013.07.037
- Emanuele Taibi, Herib Blanco, Raul Miranda, & Marcelo Carmo. (2020). Green Hydrogen Cost Reduction . Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf?rev=4ce868aa69b54674a789f990e85a3f00
- Franzén, K. (2023). Evaluating electrolyser setups for hydrogen production from offshore wind power: A case study in the Baltic Sea. Retrieved from <https://riunet.upv.es/handle/10251/196190>
- GRAHAM, J. R. (2022). Presidential Address: Corporate Finance and Reality. *The Journal of Finance*, 77(4), 1975–2049. doi: 10.1111/jofi.13161
- Gusti Fauzi Maulana Gafli, & W. M. Daryanto. (2019). Decision Making on Project Feasibility using Capital Budgeting Model and Sensitivity Analysis. Case Study: Development Solar PV Power Plant Project. *Engineering, Environmental Science, Business*. Retrieved from https://www.semanticscholar.org/paper/DECISION-MAKING-ON-PROJECT-FEASIBILITY-USING-MODEL-Gafli-Daryanto/5d7200a5359c588be2a851b22b39fb6f0994c050?utm_source=direct_link
- Hanley, E. S., Deane, J., & Gallachóir, B. Ó. (2018). The role of hydrogen in low carbon energy futures—A review of existing perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 3027–3045. doi: 10.1016/j.rser.2017.10.034
- Hosseini, S. E., & Wahid, M. A. (2016). Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 850–866. doi: 10.1016/j.rser.2015.12.112
- IEA. (2021, December 17). The Cost of Capital in Clean Energy Transitions. International Energy Agency . Retrieved from <https://www.iea.org/articles/the-cost-of-capital-in-clean-energy-transitions>
- International Energy Agency. (2015). Energy Technology Perspectives 2015-Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action. International Energy Agency (IEA).
- IRENA. (2019). Hydrogen: A renewable energy perspective. Abu Dhabi. Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf
- Kemendagri. (2023). Visualisasi Data Kependudukan. Dukcapil. Retrieved from <https://gis.dukcapil.kemendagri.go.id/peta/>
- Lai, C. S., & McCulloch, M. D. (2017). Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*, 190, 191–203. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.12.153
- Mehta, M., Zaaijer, M., & Terzi, D. von. (2022). Optimum Turbine Design for Hydrogen Production from Offshore Wind. *Journal of Physics: Conference Series*, 2265(4), 042061. doi: 10.1088/1742-6596/2265/4/042061
- Mohamed Khaled Khalaf, Karim Mohamed Mohamed, Aya Hesham Mostafa, Salma Abdelbaset Ali, Mayar Sayed Mohamed, Nourhan Nasser Ahmed, & Hazzem Hossam Ibrahim. (2019). Sustainability and Renewable Energy Challenge Techno-Economic Assessment of Green Hydrogen Production Project Number (236). Cairo. Retrieved from <https://github.com/Ainshamsuniverity/Techno-Economic-Assessment-of-Green-Hydrogen-Production-Project-Solution>
- Nuno Fernandes. (2014). Finance for Executives: A practical guide for managers. NPVPublishing. Retrieved from https://books.google.co.id/books?id=4ryFAwAAQBAJ&printsec=frontcover&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false
- Nurizat Rahman, M., & Abdul Wahid, M. (2024). Green hydrogen prospects in Peninsular Malaysia: a techno-economic analysis via Monte Carlo simulations. *Future Sustainability*, 2(2), 27–45. doi: 10.55670/fpll.fusus.2.2.4

- Parra, D., Valverde, L., Pino, F. J., & Patel, M. K. (2019). A review on the role, cost and value of hydrogen energy systems for deep decarbonisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101, 279–294. doi: 10.1016/j.rser.2018.11.010
- Perna, A., Minutillo, M., Di Micco, S., & Jannelli, E. (2022). Design and Costs Analysis of Hydrogen Refuelling Stations Based on Different Hydrogen Sources and Plant Configurations. *Energies*, 15(2), 541. doi: 10.3390/en15020541
- Rodriguez, M., Arcos-Aviles, D., & Martinez, W. (2023). Fuzzy logic-based energy management for isolated microgrid using meta-heuristic optimization algorithms. *Applied Energy*, 335, 120771. doi: 10.1016/J.APENERGY.2023.120771
- Santana, J. C. C., Machado, P. G., Nascimento, C. A. O. do, & Ribeiro, C. de O. (2023). Economic and Environmental Assessment of Hydrogen Production from Brazilian Energy Grid. *Energies*, 16(9), 3769. doi: 10.3390/en16093769
- Sinaga, R., Tuati, N. F., Beily, M. D. E., & Sampeallo, A. S. (2019). Modeling and analysis of the solar photovoltaic levelized cost of electricity (LCoE) - case study in Kupang. *Journal of Physics: Conference Series*, 1364(1), 012066. doi: 10.1088/1742-6596/1364/1/012066
- Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P. E., Ekins, P., Shah, N., & Ward, K. R. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science*, 12(2), 463–491. doi: 10.1039/C8EE01157E
- Tejero-Gómez, J. A., & Bayod-Rújula, Á. A. (2023). Analysis of Photovoltaic Plants with Battery Energy Storage Systems (PV-BESS) for Monthly Constant Power Operation. *Energies*, 16(13), 4909. doi: 10.3390/en16134909
- the Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development a*. Retrieved from <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>
- The MathWorks Inc. (2023). *Green Hydrogen Microgrid*. Retrieved from <https://www.mathworks.com/help/sps/ug/green-hydrogen-microgrid.html>
- Vartiainen, E., Breyer, C., Moser, D., Román Medina, E., Busto, C., Masson, G., Bosch, E., & Jäger-Waldau, A. (2022). True Cost of Solar Hydrogen. *Solar RRL*, 6(5). doi: 10.1002/solr.202100487
- Villalba-Herreros, A., d'Amore-Domenech, R., Crucelaegui, A., & Leo, T. J. (2023). Techno-Economic Assessment of Large-Scale Green Hydrogen Logistics Using Ammonia As Hydrogen Carrier: Comparison to Liquefied Hydrogen Distribution and In Situ Production. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 11(12), 4716–4726. doi: 10.1021/acssuschemeng.2c07136
- Wesley Cole, & Akash Karmakar. (2023). *Cost Projections for Utility-Scale Battery*. 15013 Denver West Parkway. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>