YENİLENEBİLİR ENERJİ DESTEKLİ ŞEBEKE BAĞLANTILI HİDROJEN DOLUM İSTASYONLARI: İSTANBUL İÇİN HİBRİT MODELLEME ÇALIŞMASI

Alpaslan Demirci[1*], Zafer Öztürk[2], Musa Terkeş[1]

[*1]Yıldız Teknik Üniversitesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü, İstanbul, Türkiye
[2]Düzce Üniversitesi, Disiplinlerarası Elektrik, Elektronik ve Bilgisayar Müh., Düzce, Türkiye
ORCID: (0000-0002-1038-7224, 0000-0002-1947-9053, 0000-0002-4411-411X)
* ademirci@yildiz.edu.tr, +905342220034

ÖZET

Kent içi ulaşımda karbon salımını azaltmak ve enerji maliyetlerini düşürmek amacıyla hidrojen dolum istasyonlarının yenilenebilir enerjiyle desteklenmesi giderek önem kazanmaktadır. Bu çalışmada, İstanbul için tasarlanan bir hidrojen dolum tesisi özelinde sekiz farklı hibrit güç sistemi (HGS) senaryosu teknik, ekonomik ve çevresel açılardan karşılaştırılmıştır. Modelleme ve optimizasyon süreçleri HOMER Pro yazılımıyla gerçekleştirilmiş; senaryolar fotovoltaik panel (PV), enerji depolama sistemi (ESS), elektrolizör ve H_2 tankı bileşenlerinin farklı kombinasyonları dikkate alınarak oluşturulmuştur. Analiz sonuçları, PV+ESS tabanlı hibrit yapıların sistem performansını belirgin şekilde iyileştirdiğini ortaya koymaktadır. Bu senaryolarda hidrojen birim üretim maliyeti (LCOH) 8,07–8,34 $/kg aralığında gerçekleşmiş; yalnızca şebekeye bağlı senaryolarda ise LCOH 10 $/kg seviyesinin üzerine çıkmış ve CO_2 emisyonları 1.800 ton/yıl düzeyine ulaşmıştır. Buna karşılık HGS senaryolarında emisyonlar yaklaşık %65 düşmüş ve öz yeterlilik oranı (SSR) %85–90 aralığına yükselmiştir. Elektrolizör gücünün artırıldığı senaryolarda (S7–S8) üretim kapasitesi artsa da maliyet yükselmiş; en dengeli sonuç S7 senaryosunda elde edilmiştir. Elde edilen bulgular, İstanbul gibi yüksek enerji talebine sahip kentlerde PV tabanlı hibrit hidrojen sistemlerinin uygulanabilir ve sürdürülebilir bir çözüm sunduğunu göstermektedir. Bu doğrultuda PV+ESS+H_2 entegrasyonuna dayalı hibrit sistemlerin yaygınlaştırılması, şehir ölçekli hidrojen altyapısının gelişiminde stratejik bir fırsat oluşturmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Hibrit güç sistemi, hidrojen doldurma istasyonları, hidrojen depolama, optimizasyon, yenilenebilir enerji.

TOWARDS SUSTAINABLE MOBILITY: SOLAR PV-SUPPORTED ON-SITE HYDROGEN REFUELING STATIONS IN ISTANBUL

ABSTRACT

Reducing carbon emissions and lowering energy costs in urban transportation has increased the importance of supporting hydrogen refueling stations with renewable energy sources. In this study, eight hybrid power system (HPS) scenarios were comparatively evaluated for a hydrogen refueling station designed for the city of Istanbul, considering technical, economic, and environmental performance. Modeling and optimization processes were conducted using the HOMER Pro software, and the scenarios were constructed by combining photovoltaic (PV) panels, an energy storage system (ESS), an electrolyzer, and hydrogen (H_2) storage tanks in different configurations. The analysis results indicate that PV+ESS-based hybrid structures significantly enhance overall system performance. In these scenarios, the levelized cost of hydrogen (LCOH) ranged between 8.07–8.34 $/kg, whereas grid-only configurations increased the LCOH above 10 $/kg and raised CO_2 emissions to approximately 1,800 tons/year. In contrast, hybrid HPS scenarios reduced emissions by about 65% and improved the self-sufficiency ratio (SSR) to 85–90%. Although increasing the electrolyzer capacity (S7–S8) enhanced hydrogen production, it

also elevated system costs, with the most balanced outcome observed in Scenario S7. These findings demonstrate that PV-based hybrid hydrogen systems offer a feasible and sustainable solution for metropolitan areas with high energy demand, such as Istanbul. Therefore, the widespread deployment of PV+ESS+H_2-integrated hybrid configurations represents a strategic opportunity for advancing urban-scale hydrogen infrastructure.

Keywords: Hybrid power system, hydrogen refueling stations, hydrogen storage, optimization, renewable energy.

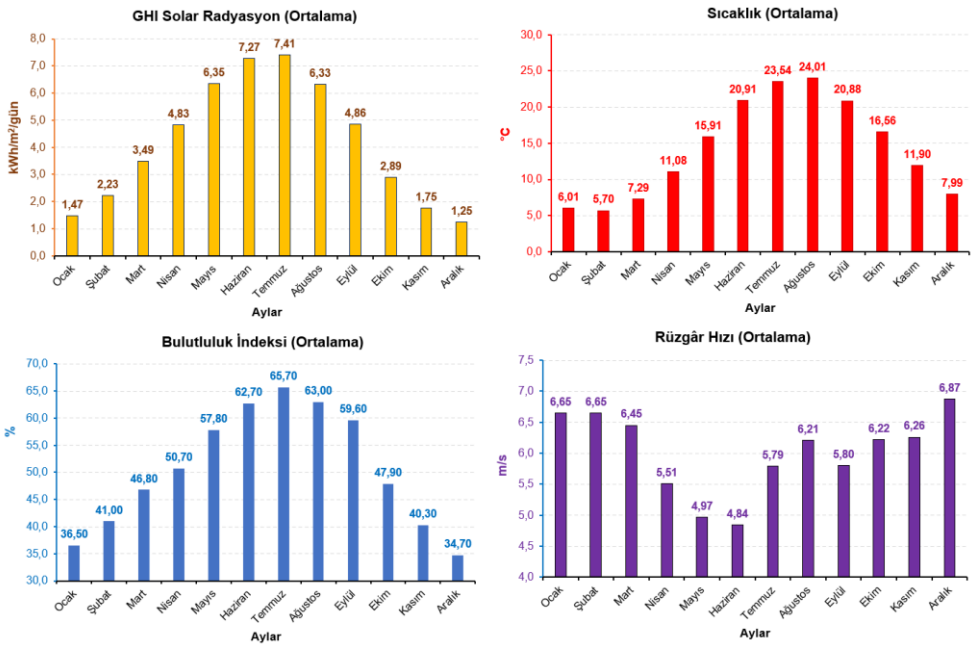
GİRİŞ

Artan enerji talebi, fosil yakıtların tükenmesi ve iklim değişikliğinin etkileriyle dönüşen küresel enerji sistemleri, bu süreçte enerji arz güvenliği, maliyet etkinliği ve karbon nötrlüğü hedeflerine odaklanmaktadır (IEA, 2023a; REN21, 2024). Küresel enerji dönüşümünün merkezinde karbonsuz enerji üretimi ve sürdürülebilir enerji yönetimi hedefleri bulunmakta olup, özellikle güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir kaynaklar bu süreçte temel bir rol üstlenmektedir; ancak bu kaynakların doğasında bulunan değişkenlik ve kesintiler, enerji arz güvenliğini sağlamada önemli bir meydan okuma yaratmaktadır (Lund et al., 2022; IRENA). Bu doğrultuda, fotovoltaik (PV) sistemlerin hidrojen üretim teknolojileriyle entegrasyonu, özellikle güneş potansiyeli yüksek bölgelerde sürdürülebilir ve karbonsuz enerji sistemlerinin geliştirilmesi açısından stratejik bir çözüm olarak öne çıkmaktadır (Affandi, 2024; Ghosh, 2025). Affandi (2024), fotovoltaik (PV) sistemlerle entegre yeşil hidrojen üretimini ele alan bir hibrit modelin çevresel ve ekonomik fizibilitesini incelemiştir. Buna paralel olarak, Ghosh (2025) PV-elektrolizör sistemlerinin farklı yapılandırmalarını değerlendirerek hidrojen üretim maliyetlerinin düşürülmesi potansiyelini tartışmıştır. Ayrıca "Sustainable Integration of Green Hydrogen in Renewable Systems" (2024) adlı çalışma, uzak bölgeler için tasarlanan hibrit sistem modellerinde PV + H_2 bileşiminin performansını detaylı sayısal analizlerle ortaya koymuştur. Karbon içermeyen yapısı, yüksek özgül enerji içeriği ve çok yönlü uygulama potansiyeliyle hidrojen, geleceğin enerji taşıyıcısı olarak giderek daha fazla önem kazanmaktadır (Hydrogen as a clean energy carrier, 2024). Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektroliz yöntemiyle üretilen yeşil hidrojen, enerji depolama kapasitesi aracılığıyla sistem esnekliğini artırmakta ve sanayi, ulaşım ile ısıtma sektörlerinde karbon nötr çözümlere imkân tanımaktadır (Green Hydrogen Energy Systems: A Review, 2024; Sustainable Hydrogen Production, 2025). Son yıllarda yapılan araştırmalar, fotovoltaik (PV), enerji depolama sistemleri (ESS) ve elektrolizörlerin entegre edildiği hibrit güç sistemlerinin (HGS) enerji verimliliğini artırırken çevresel etkileri önemli ölçüde azalttığını ortaya koymaktadır (Parra et al., 2019; Rezk et al., 2022). Örneğin, Koutroulis et al. (2022) tarafından HOMER Pro yazılımı kullanılarak optimize edilen PV–H_2 sistemi, geleneksel şebeke bağlantılı sistemlere kıyasla yaklaşık %30 daha düşük enerji maliyeti sağlamıştır. Benzer şekilde, Dursun ve Alboyacı (2020) Türkiye'de gerçekleştirdikleri PV–ESS–H_2 hibrit sistem çalışmasında, hidrojen üretim maliyetini 8,5 $/kg seviyesine indirerek ekonomik uygulanabilirliği ortaya koymuştur. HOMER Pro yazılımı, hibrit sistemlerin teknik ve ekonomik açıdan optimize edilmesinde yaygın olarak kullanılan güvenilir bir analiz aracıdır. Bu yazılım, PV üretimi, enerji depolama, elektrolizör boyutlandırması ve şebeke etkileşimini bütüncül biçimde değerlendirerek enerji akışı, maliyet ve çevresel etkileri entegre olarak analiz etmektedir (Sinha & Chandel, 2021; Memon et al., 2022). Ayrıca, hidrojen teknolojileri yalnızca enerji depolama çözümü olarak değil, aynı zamanda küresel karbon azaltım stratejilerinin merkezinde konumlanmaktadır. Hibrit enerji sistemlerinin kullanımı yalnızca PV + H_2 entegrasyonuyla sınırlı kalmamakta, aynı zamanda solar-termal kombinasyonlar gibi alternatif konfigürasyonları da kapsamaktadır. Azzaoui et al. (2025), CSP–PV hibrit sistemleri temel alan çalışmalarında, hidrojen üretim maliyetlerinde %11'e kadar düşüş sağlanabildiğini ortaya koymuştur. Benzer şekilde, "Solar, Wind, Hydrogen, and Bioenergy-Based Hybrid System for Off-Grid Remote Locations" (Yasmin et al., 2025) adlı araştırmada, uzak bölgelerde PV, rüzgâr ve biyokütle enerjisinin hidrojen üretimiyle entegrasyonu teknik ve ekonomik açıdan değerlendirilmiş; HOMER Pro yazılımı kullanılarak sistemin genel verimliliği ve maliyet etkinliği analiz edilmiştir. Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA, 2023b) raporuna göre, hidrojenin 2050 yılına kadar küresel enerji karışımında %10'un üzerinde bir paya ulaşması beklenmektedir. Türkiye bağlamında ise Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın (ETKB, 2023) yayımladığı *Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası* belgesi, hidrojenin elektrik üretimi, sanayi ve taşımacılık alanlarında yaygınlaştırılmasına yönelik ulusal hedefleri açık ve kapsamlı biçimde tanımlamaktadır.

Literatürde PV, ESS ve H_2 entegrasyonuna yönelik çok sayıda çalışma bulunsa da mevcut araştırmaların önemli bir bölümü uzak bölge uygulamalarına, tamamen şebekeden bağımsız sistemlere veya ulusal ölçekli senaryo analizlerine odaklanmaktadır. Buna karşın, yüksek nüfus yoğunluğuna ve istikrarsız talep profiline sahip metropol şehirlerde, şebeke etkileşimli hibrit hidrojen sistemlerinin detaylı teknik–ekonomik optimizasyonuna yönelik çalışmalar sınırlıdır. Ayrıca önceki çalışmaların çoğunda, elektrolizör gücü, depolama kapasitesi ve PV–ESS boyutlandırmasının birlikte senaryo tabanlı karşılaştırılması, LCOH–SSR–CO_2 gibi anahtar performans göstergeleriyle bütüncül olarak ele alınmamıştır. Bu çalışma, söz konusu literatür boşluğunu doldurmayı hedeflemekte ve İstanbul ölçeğinde, yenilenebilir tabanlı bir hidrojen dolum tesisi için sekiz farklı PV–ESS–H_2 hibrit güç sistemi senaryosunu teknik, ekonomik ve çevresel boyutlarıyla kapsamlı biçimde analiz etmektedir. Bu yönüyle çalışma, metropol ölçekli hidrojen altyapılarının tasarımı için literatürde eksik olan bütüncül değerlendirme yaklaşımını sunarak alana metodolojik katkı sağlamaktadır.

MATERYAL VE METOT

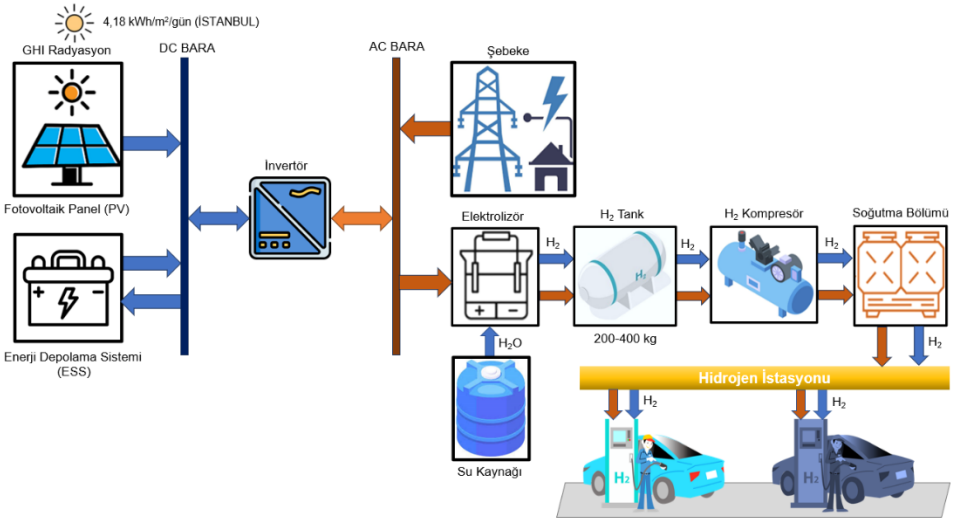
İstanbul bölgesine ait yıllık ortalama meteorolojik veriler Şekil 1'de sunulmaktadır. Güneş radyasyonu değerleri yaz aylarında (Haziran–Ağustos) maksimum seviyeye ulaşırken, kış aylarında belirgin biçimde düşmektedir. Ortalama sıcaklık profili, radyasyon eğilimiyle paralel olarak yaz aylarında 24 °C seviyelerine kadar çıkmakta, kış döneminde ise 6 °C civarına inmektedir. Bulutluluk oranı ilkbahar sonu ve yaz aylarında %60'ın üzerine çıkarken, kış aylarında %35–40 seviyelerine düşmektedir. Rüzgâr hızları yıl boyunca dengeli bir dağılım göstermekte, özellikle kış aylarında (Aralık–Şubat) 6,5–6,8 m/s civarına ulaşmaktadır. Bu veriler, İstanbul'un PV tabanlı enerji üretimi açısından yaz aylarında yüksek potansiyel taşıdığını, rüzgâr enerjisi açısından ise yıl boyu destekleyici bir kaynak niteliğinde olduğunu göstermektedir.



Şekil 1. İstanbul bölgesinin aylara göre meteorolojik bilgileri (ortalama olarak)

Bu çalışmada analiz edilen hibrit güç sistemi modelinin şematik olarak gösterimi Şekil 2'de verilmiştir. Bu model tasarımı, İstanbul koşullarına göre tasarlanan bir PV–ESS–H_2 entegre HGS olarak kurgulanmıştır. Modelde, fotovoltaik (PV) panellerden elde edilen doğru akım (DC) enerji, enerji depolama sistemi (ESS) üzerinden invertör aracılığıyla alternatif akıma (AC) dönüştürülmekte ve şebeke ile senkronize biçimde çalışmaktadır. Üretilen elektrik enerjisi, elektrolizör yardımıyla suyun ayrıştırılmasında kullanılarak H_2 üretimini sağlamaktadır. Üretilen H_2 önce

alçak basınçlı tanklarda depolanmakta, ardından H_2 kompresörü ile yüksek basınca çıkarılarak soğutma ünitesi üzerinden hidrojen istasyonuna aktarılmaktadır. İstasyonda üç ayrı dağıtıcı (H_2 Dağıtıcı 1–3) üzerinden araçlara hidrojen dolumu yapılmakta olup, sistemin ortalama H_2 yükü 154,95 kg/gün (6,46 kg/saat) ve maksimum 29,29 kg/saat olarak öngörülmüştür. Bu tasarım, HOMER Pro yazılımı ortamında analiz edilerek, teknik, ekonomik ve çevresel performans göstergeleri açısından optimize edilmiştir. Modelleme sürecinde şebeke etkileşimi, enerji depolama kapasitesi, elektrolizör gücü ve tank hacimleri değişken parametreler olarak değerlendirilmiştir.



Şekil 2. Hibrit güç sistemi modellemesi

Şebekeye bağlı (on-grid) hidrojen (H_2) destekli hibrit güç sistemi için farklı senaryo kombinasyonları Tablo 1'de sunulmaktadır. Senaryolarda H_2 tank kapasitesi, enerji depolama sistemi (ESS) ve elektrolizör gücü değişken olarak ele alınmıştır. Bu kapsamda, sistemin farklı bileşen konfigürasyonları altında enerji yönetimi, depolama etkisi ve performans değişimleri karşılaştırmalı olarak değerlendirilmiştir.

Tablo 1. HGS Senaryoları

ON-GRID (ŞEBEKELİ) SİSTEM (H_2 TANK DEĞİŞKEN)			
200 kg H_2 Tank		**400 kg H_2 Tank**	
S1 Senaryosu	**S2 Senaryosu**	**S3 Senaryosu**	**S4 Senaryosu**
PV+ESS	PV	PV+ESS	PV
SADECE ŞEBEKELİ SİSTEM (H_2 TANK DEĞİŞKEN)		**ON-GRID (ŞEBEKELİ) SİSTEM (ELEKTROLİZÖR DEĞİŞKEN)- 200 kg H_2**	
		1000 kW Elektrolizör	**2000 kW Elektrolizör**
S5 Senaryosu	**S6 Senaryosu**	**S7 Senaryosu**	**S8 Senaryosu**
200 kg H_2 Tank	400 kg H_2 Tank	PV+ESS	PV+ESS

ANALİZ SONUÇLARI

Analiz aşamasında, senaryoların ekonomik, teknik ve çevresel performanslarını ortaya koymak amacıyla karşılaştırmalı bir değerlendirme gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda Tablo 1'de verilen sekiz farklı senaryo (S1–S8) dikkate alınmış ve her bir konfigürasyonun sistem çıktıları ayrıntılı olarak incelenmiştir. Analizler sonucunda elde edilen performans göstergeleri Tablo 2 ve Tablo 3'te özetlenmektedir. Tablo 2'te sistemin ekonomik göstergeleri olan proje sonundaki HGS'nin net bugünkü maliyeti (NPC), seviyeleştirilmiş birim enerji maliyeti (LCOE) ve hidrojen birim üretim maliyeti (LCOH) değerleri ile PV, ESS, invertör, elektrolizör ve H_2 tankı kapasite bilgileri

yer almaktadır. Tablo 3'te ise sistemin teknik ve çevresel performans parametrelerini göstermektedir. Bu tabloda geri ödeme süresi (DP), artan enerji oranı (EE), öz tüketim oranı (SCR), öz yeterlilik oranı (SSR), PV ve şebeke katkı oranları ile CO_2 emisyon miktarları verilmiştir. Bu iki tablo birlikte değerlendirildiğinde, sistem bileşenlerinin hem enerji üretim maliyetlerini hem de hidrojen üretim verimliliğini önemli ölçüde etkilediği görülmektedir.

Tablo 2. HGS Analiz Sonuçları (1)

Senaryo	PV [kW]	ESS [kWh]	Elektrolizör [kW]	H_2 Tank [kg]	NPC [M$]	LCOE [$/kWh]	LCOH [$/kg]
S1	1.415	38	799	200	6,84	0,1618	8,09
S2	1.427	-	796		6,82	0,1614	8,07
S3	1.372	76	797	400	7,01	0,1668	8,34
S4	1.587	-	791		7,00	0,1666	8,33
S5	-	-	908	200	8,38	0,2020	10,10
S6	-	-	912	400	8,55	0,2080	10,40
S7	1.418	38	1.000	200	7,47	0,1782	8,91
S8	1.343	76	2.000		11,11	0,2720	13,60

Tablo 3. HGS Analiz Sonuçları (2)

Senaryo	DP [yıl]	EE [%]	PV [%]	Şebeke [%]	CO_2 [ton/yıl]	SCR [%]	SSR [%]
S1	7,96	7,43	68,0	32,0	647,3	64,23	84,61
S2	7,88	7,64	68,4	31,6	640,5	64,60	84,39
S3	9,02	6,32	67,0	33,0	657,4	63,55	86,04
S4	9,47	11,5	73,0	27,0	570,3	68,38	80,06
S5	20,0	-	-	100	1.809,6	-	-
S6	20,0	-	-	100	1.803,7	-	-
S7	10,03	3,28	70,9	29,1	563,8	68,87	90,61
S8	9,91	1,30	68,7	31,3	595,5	67,12	93,20

Yalnızca şebekeye bağlı çalışan S5 ve S6 senaryoları, sistemin en yüksek maliyet değerlerine sahiptir. S5'te NPC 8,38 M$ ve LCOE 0,2020 $/kWh, S6'da ise 8,55 M$ ve 0,2080 $/kWh olarak hesaplanmıştır. Buna karşın PV ve ESS entegrasyonu bulunan S1 senaryosunda NPC %18,3 ve LCOE ise %19,9 oranında azalmıştır. Benzer şekilde S2 senaryosu en düşük maliyeti sunarak S6'ya kıyasla %20,8 daha düşük NPC (6,82 M$) ve %22,4 daha düşük LCOE (0,1614 $/kWh) değeriyle ekonomik açıdan en verimli konfigürasyon olmuştur. H_2 depolama kapasitesinin 200 kg'dan 400 kg'a çıkarılması (S1–S3 ve S2–S4 karşılaştırmaları), yatırım maliyetinde yaklaşık %2–3'lük bir artışa yol açarken, enerji üretim maliyetini (LCOE) de %3–4 oranında artırmıştır. Bu durum, büyük H_2 tank kapasitesinin ekonomik açıdan sınırlı katkı sağladığını göstermektedir. Analiz sonuçları, LCOH değerlerinin sistem tasarımına doğrudan bağlı olduğunu göstermektedir. Özellikle PV ve ESS entegrasyonunun bulunduğu senaryolarda (S1–S4), hidrojen üretim maliyetleri 8,07–8,34 $/kg aralığında kalarak, yalnız şebekeye bağlı senaryolara (S5–S6, 10,10–10,40 $/kg) göre yaklaşık %20–25 oranında daha düşük gerçekleşmiştir. Elektrolizör gücünün artırıldığı S8 senaryosunda LCOH değeri 13,60 $/kg'a yükselmiş, bu da yüksek üretim kapasitesinin maliyet açısından verimliliği sınırladığını göstermiştir. Yalnızca şebeke bağlantılı senaryolar (S5–S6) sistemin tüm enerjisini dış kaynaklardan temin ettiği için CO_2 emisyonlarını 1.800 ton/yıl düzeyine çıkarmaktadır. Bu değer, yenilenebilir bileşenlerin kullanıldığı S1–S4 senaryolarına göre yaklaşık %180–200 oranında daha yüksektir. Örneğin, S2 senaryosunda CO_2 emisyonu 640,5 ton/yıl olup, şebeke tabanlı sisteme göre %64,5'lik bir azalma sağlamıştır. Ayrıca S2 ve S4 senaryolarında şebeke bağımlılığı oranı %27–31 aralığında gerçekleşmiş, yalnız şebekeli sistemlere kıyasla %70–

73 oranında dış enerji bağımlılığı azalmıştır. Aynı senaryolarda SSR %84–80 düzeyinde olup, S7 senaryosunda %90,6'ya, S8 senaryosunda ise %93,2'ye kadar yükselmiştir. Bu sonuçlar, yenilenebilir bileşenlerin entegrasyonunun sistemin kendi kendine yeterlilik düzeyini önemli ölçüde artırdığını göstermektedir. Elektrolizör kapasitesinin artırıldığı S7–S8 senaryolarında, hidrojen üretim kabiliyeti artmakla birlikte ekonomik maliyetlerde belirgin yükseliş görülmüştür. S8 senaryosunda NPC, S1'e kıyasla %62 oranında artarak 11,11 M$'a, LCOE ise %68 artışla 0,2720 $/kWh'ye çıkmıştır. Bu artış, yüksek elektrolizör gücünün yatırım maliyetlerini ciddi biçimde etkilediğini göstermektedir. Buna karşın çevresel performans açısından bakıldığında, S7 senaryosu en dengeli sonuçları vermiştir. CO_2 emisyonu 563,8 ton/yıl ile en düşük seviyeye inmiş, bu da yalnız şebeke sistemine göre %69'luk bir emisyon azaltımı anlamına gelmektedir. Ayrıca SSR %90,61 ve SCR %68,87 değerleriyle sistemin yüksek oranda yenilenebilir PV enerji kaynaklara dayandığı görülmektedir.

SONUÇ VE DEĞERLENDİRME

Bu çalışma, metropol ölçekte hidrojen odaklı hibrit enerji yapılarının uygulanabilirliğini değerlendirmek amacıyla sekiz farklı PV–ESS–H_2 senaryosunu ekonomik, teknik ve çevresel göstergeler üzerinden karşılaştırmıştır. Analizler, yenilenebilir bileşen entegrasyonunun sistem performansı üzerinde belirleyici olduğunu ortaya koymuştur. PV tabanlı konfigürasyonlarda NPC, LCOE ve LCOH değerleri yaklaşık %20 daha düşük gerçekleşmiş; hidrojen üretim maliyeti 8,07–8,34 $/kg aralığında kalarak hem ekonomik uygulanabilirlik hem de rekabetçi maliyet başarısı sağlamıştır. Buna karşın yalnız şebekeye dayalı yapıların 10 $/kg'ın üzerinde LCOH üretmesi ve 1.800 ton/yıl düzeyinde CO_2 salımı yapması, bu senaryoların çevresel ve finansal açıdan sürdürülebilir olmadığını göstermiştir. Elektrolizör gücünün büyütüldüğü senaryolarda hidrojen üretimi artmış olsa da maliyet katsayıları ters yönde yükselmiş; bu nedenle optimum dengeyi sağlayan S7 senaryosu öne çıkmıştır. Bulgular, hibrit yapılarda birincil tasarım önceliğinin PV+ESS entegrasyonunun maksimize edilmesi, ikincil tasarım kriterinin ise elektrolizör kapasitesinin maliyet–üretim dengesi gözetilerek belirlenmesi gerektiğini göstermektedir. Bu çerçevede çalışma, şebeke bağlantılı PV–H_2 sistemlerinin yalnızca teknik açıdan değil, karbon azaltımı, şebekeden bağımsızlık ve uzun vadeli LCOH iyileştirmesi boyutlarında da güçlü bir alternatif sunduğunu göstermektedir. Bulgular aynı zamanda, İstanbul gibi talep volatilitesi yüksek kentlerde yenilenebilir tabanlı hidrojen altyapısının ölçeklenebilir, uygulanabilir ve politika hedefleriyle uyumlu bir çözüm olduğunu teyit etmektedir. Sonuç olarak, doğru boyutlandırılmış hibrit hidrojen sistemlerinin şehir ölçeğinde enerji dönüşümüne katkı sağlayabilecek etkin bir yaklaşım olduğu görülmektedir. Gelecek çalışmalarda dinamik tarife yapıları, saatlik talep oynaklığı, yapay zekâ tabanlı enerji yönetimi, elektrolizör degradasyonu ve farklı piyasa senaryoları modele entegre edilerek, hem maliyet doğruluğu hem de operasyonel gerçekçilik daha da güçlendirilebilir.

REFERANSLAR

Acar C, Dincer I 2021. Transition to hydrogen economy: A techno-economic and environmental perspective. *International Journal of Energy Research*, 45(3): 3451–3465.

Affandi NAA 2024. Green hydrogen-solar photovoltaic system hybrid: environmental and economic viability assessment. *International Journal of Hydrogen Energy*.

Albarrak AA, Sowilam GM, Kawady TA 2025. Hybrid renewable energy systems in Saudi Arabia: exploring solar-wind integration with hydrogen fuel cell storage. *Journal of Umm Al-Qura University for Engineering and Architecture*.

Alharthi YZ 2024. An analysis of hybrid renewable energy-based hydrogen and power production systems. *Processes*, 12(6): 1201.

Azzaoui A, et al. 2025. Hybrid CSP-PV combination to enhance green hydrogen production: techno-economic assessment. *Processes*, 13: 769.

Barthelemy H, Weber M, Barbier F 2020. Perspectives on hydrogen energy storage and grid integration. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(10): 5555–5571.

Dincer I, Acar C 2015. Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(34): 11094–11111.

Dursun B, Alboyacı B 2020. Modeling and performance analysis of a hybrid PV–battery–hydrogen system for Turkey. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 15(5): 235–247.

Ghosh A, et al. 2025. Solar-Powered Green Hydrogen from Electrolyzer (PV-H_2): system configuration review and analysis. *Solar RRL*.

Green Hydrogen Energy Systems: A Review on Their Contribution to Near-Zero Emissions 2024. *Energies*, 17(13): 3110.

Hydrogen as a Clean Energy Carrier: Advancements, Challenges, and Its Role in a Sustainable Energy Future 2024. *Clean Energy*, 9(1): 52–67.

International Energy Agency (IEA) 2023. *Global Hydrogen Review 2023. Paris: IEA Publications*, 112 pp.

International Energy Agency (IEA) 2023. *World Energy Outlook 2023. Paris: IEA Publications*, 438 pp.

International Renewable Energy Agency (IRENA) 2022. *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. Abu Dhabi: IRENA.

International Renewable Energy Agency (IRENA) 2024. *Renewable Power Generation Costs in 2023*. Abu Dhabi: IRENA.

Koutroulis E, Marinakis V, Kolokotsa D, Papadakis G 2022. Optimization of a hybrid PV/hydrogen system using HOMER Pro for island applications. *Applied Energy*, 310: 118525.

Lund H, Mathiesen BV, Connolly D, Østergaard PA 2022. Smart energy systems and storage integration for renewable cities. *Energy*, 247: 123453.

Mahmoud MM, El-Sayed MA 2021. Simulation and optimization of a solar–hydrogen hybrid energy system in desert conditions. *Energy Reports*, 7: 1534–1546.

Memon S, Sattar A, Rehman S 2022. HOMER-based optimization of PV–hydrogen hybrid energy systems. *Sustainability*, 14(11): 6550.

Ministry of Energy and Natural Resources (ETKB) 2023. *Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası*. Ankara: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Yayını.

Oliveira GNS, et al. 2024. Comprehensive case study on the technical feasibility of green hydrogen production via PV systems. *Environmental Science & Engineering Research*, (2024).

Parra D, Valverde L, Pino FJ, Patel MK 2019. Hydrogen as a long-term energy storage solution – Assessment of key parameters. *Energy Conversion and Management*, 200: 112090.

Rezk H, Abdelkader S, Fathy A 2022. Techno-economic analysis of hybrid PV–wind–hydrogen systems for off-grid applications. *Renewable Energy*, 190: 567–578.

REN21 2024. *Renewables 2024 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.

Sinha S, Chandel SS 2021. Review of recent trends in optimization techniques for solar-based hybrid energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138: 110535.

Sustainable Hydrogen Production: A Review of Methods, Types and Applications 2025. *Global Challenges*, 9(1): e202500086.

Yasmin R, Nabi MN, Rashid F, Hossain MA 2025. Solar, Wind, Hydrogen, and Bioenergy-Based Hybrid System for Off-Grid Remote Locations: Techno-Economic and Environmental Analysis. *Clean Technologies*, 7(2): 36.