ENERJİ SİSTEMLERİNDE MÜHENDİSLİK YAKLAŞIMLARI

Editör:
Dr. Öğr. Üyesi Hasan ÜZMUŞ



BİDGE Yayınları

Enerji Sistemlerinde Mühendislik Yaklaşımları

Editör: Dr. Öğr. Üyesi Hasan ÜZMUŞ

ISBN: 978-625-5474-62-9

1. Baskı
Sayfa Düzeni: Gözde YÜCEL
Yayınlama Tarihi: 2026-10-25
BİDGE Yayınları

Bu eserin bütün hakları saklıdır. Kaynak gösterilerek tanıtım için yapılacak kısa alıntılar dışında yayıncının ve editörün yazılı izni olmaksızın hiçbir yolla çoğaltılamaz.

Sertifika No: 71374
Yayın hakları © BİDGE Yayınları
www.bidgeyayinlari.com.tr - bidgeyayinlari@gmail.com
Krc Bilişim Ticaret ve Organizasyon Ltd. Şti.
Güzeltepe Mahallesi Abidin Daver Sokak Sefer Apartmanı No: 7/9 Çankaya / Ankara

ÖNSÖZ

Farklı bilim dallarında enerji üzerine yapılan çalışmaların toplandığı "ENERJİ SİSTEMLERİNDE MÜHENDİSLİK YAKLAŞIMLARI" isimli bu kitapta verilen bölümlerde mevcut enerji kaynakları ve bu enerji kaynaklarının verimli bir şekilde kullanılabilmesi için yapılan bilimsel ve teknik çalışmalar ile birlikte farklı yaklaşımlar da sunulmuştur. Enerji ihtiyacının her geçen gün artması ve bu artışın gelişen teknolojilerle beraber giderek ivmelenmesi eldeki mevcut kaynakların, geliştirilen yeni yaklaşımlarla daha sürdürülebilir hale getirilmesi oldukça büyük bir önem arz etmektedir. Enerji talebinin olduğu tüm alanlarda mühendislik bakış açısıyla bilimsel çözümler üretmek ve bu çözümleri konunun muhatabı olan herkesle paylaşmak adına ortaya konulan bu çalışmada hem Türkçe hem de İngilizce dilinde yazılmış çalışmalar istifadenize sunulmuştur.

Dr. Öğr. Üyesi Hasan ÜZMUŞ
VAN YÜZÜNCÜ YIL ÜNİVERSİTESİ

İÇİNDEKİLER

DENİZCİLİKTE KARBONSUZLAŞMA YOLU: HİDROJEN, METANOL VE YAKIT PİLİ TEKNOLOJİLERİNİN GEMİLERDE GÜNCEL KULLANIMI 1
GÜNEYHAN TOL

EFFECT OF TORREFACTION PRETREATMENT ON GASEOUS EMISSONS FROM COMBUSTION OF SUGARCANE BAGASSE 25
ZUHAL AKYÜREK

KARABÜK ÜNİVERSİTESİ KAMPÜSÜNDE ISO 41001 TESİS YÖNETİMİ YÖNETİM SİSTEMİ: UYGULANABİLİRLİK, FAYDALAR VE ÖNERİLER 40
EKREM SABIR GEZER

Comparatıve 4e Assessment of A Manzanares-type Solar Chımney Across Meteorologıcal Profiles 67
ATILGAN TEMİR, İBRAHİM ÜÇGÜL

AI-BASED FORECASTING OF SOLAR ENERGY PRODUCTION AND ELECTRICITY DEMAND IN TURKIYE: A 2027–2030 BATTERY ENERGY STORAGE SCENARIO ANALYSIS 93
EKİM KÜLÜM

BÖLÜM 1

DENİZCİLİKTE KARBONSUZLAŞMA YOLU: HİDROJEN, METANOL VE YAKIT PİLİ TEKNOLOJİLERİNİN GEMİLERDE GÜNCEL KULLANIMI

Güneyhan TOL[1]

Giriş

Denizcilik sektörü, küresel ticaretin hacim olarak büyük bölümünü taşırken karbonsuzlaşma yükümlülüklerinin en hızlı sıkılaştığı sektörlerden biri hâline gelmiştir. Uluslararası Denizcilik Örgütü (IMO), 2023 yılında revize ettiği sera gazı stratejisiyle uluslararası denizcilikte 2050 civarında net sıfır emisyon hedefini benimsemiştir (IMO, 2025; Klebanoff, 2024). Bu stratejinin düzenleyici karşılığı olan IMO Net-Zero Framework, MARPOL Ek VI'ya yönelik bir değişiklik paketi olarak tasarlanmış; yakıtların sera gazı yoğunluğuna ilişkin gereklilikleri emisyon fiyatlandırması (karbon fiyatlandırması) ve ödül mekanizmasıyla birleştirmektedir (DNV, 2025; IMO, 2025). Çerçevenin teknik temelini, yakıtların sera gazı yoğunluğunu kuyudan pervaneye (well-to-wake) yaşam döngüsü boyunca, yani yakıtın üretim metodundan gemide

[1] Öğr. Gör. Dr., Kocaeli Üniversitesi, Denizcilik Fakültesi, Gemi Makineleri İşletme Mühendisliği, Orcid: 0000-0002-6403-0757

kullanımına kadar sınıflandıran IMO 2024 Yaşam Döngüsü Kılavuzu (MEPC.391(81)) oluşturmaktadır; kılavuz, yakıt yolları için kuyudan tanka (WtT) ve tanktan pervaneye (TtW) varsayılan emisyon faktörlerini tanımlar (IMO, 2024).

Çerçeve Nisan 2025'te MEPC 83'te onaylanmış, ancak Ekim 2025'teki olağanüstü oturumda kabul kararı bir yıl ertelenmiş ve oturumun 12 ay sonra yeniden toplanması kararlaştırılmıştır (IMO, 2025). Özetle küresel düzenleme taslak aşamasını geçmiş, ancak bu bölümün hazırlandığı Ekim 2026 itibarıyla yürürlüğe girmemiştir.

Küresel düzenleme kesinleşmemişken Avrupa Birliği (AB), bölgesel ölçekte yürürlükte olan iki bağlayıcı araç kullanmaktadır ve bu araçlar farklı bir hesap sınırına sahiptir. AB Emisyon Ticaret Sistemi (EU ETS) emisyon miktarına fiyat koyar ve genel olarak yalnızca tanktan pervaneye (TtW) emisyonları kapsar; FuelEU Maritime ise tüm yakıtlar için üretimi de içeren kuyudan pervaneye (WtW) sera gazı yoğunluğuna sınır getirir (European Commission, 2025). EU ETS kapsamında tahsilat teslimi 2024 emisyonlarının %40'ı, 2025 emisyonlarının %70'i ve 2026 emisyonlarından itibaren tamamı için yapılmaktadır; AB içi seferlerde ve limanda kalışta emisyonların %100'ü, AB giriş-çıkışlı seferlerde %50'si kapsanmakta ve 2026'dan itibaren CO_2'ye ek olarak metan (CH_4) ile diazot monoksit (N_2O) de sisteme dâhil edilmektedir (EMSA, t.y.; European Commission, t.y.). 1 Ocak 2025'te yürürlüğe giren FuelEU Maritime ise 2020 referans değeri olan 91,16 gCO_2eq/MJ'a göre sera gazı yoğunluğunun 2025'te %2, 2030'da %6, 2035'te %14,5, 2040'ta %31, 2045'te %62 ve 2050'de %80 azaltılmasını gerektirir; zorunluluk AB/AEA içi seferlerdeki enerjinin %100'ü, AB giriş-çıkışlı seferlerdeki enerjinin %50'si için geçerlidir (European Commission, 2025; European Parliament & Council of the European Union, 2023). Komisyon kılavuzuna göre HFO, LFO ve MDO/MGO gibi geleneksel yakıtların yalnızca kendileriyle

kullanımı, varsayılan değerlerle 2025'ten itibaren sınırın üzerinde kalmaktadır (European Commission, 2025).

Bu tablo, armatörleri ve tersaneleri tek bir teknolojiye bağlanmak yerine hidrojen, metanol, amonyak ve LNG gibi birden fazla alternatif yakıtı ve yakıt pili gibi enerji dönüştürücü teknolojileri aynı anda değerlendirmeye yöneltmektedir. Bu bölümün amacı, denizcilikte hidrojen ve metanol temelli çözümlerin ve yakıt pili sistemlerinin güncel kullanım durumunu özetlemek, teknik ve operasyonel zorlukları tartışmak ve yakıt pillerinde laboratuvar ölçeğinden gemi ölçeğine geçişin güçlüklerini literatür ışığında ortaya koymaktır.

Alternatif Yakıtlara Genel Bakış

Günümüzde alternatif yakıt tercihinde baskın seçenek LNG'dir; hidrojen ve amonyak ise sipariş defterinde henüz çok sınırlı yer tutmaktadır. DNV Alternative Fuels Insight verilerine göre 2026'nın ilk yarısında 137 alternatif yakıtlı geminin siparişi verilmiş, bunların 73'ü LNG, 55'i LPG/etan, 4'ü amonyak, 2'si metanol, 2'si etanol ve 1'i hidrojen yakıtlı olarak kaydedilmiştir (Tablo 1) (Engine Online, 2026a; MarineLink, 2026). Aynı dönemde 61 LNG yakıtlı ve 38 metanol yakıtlı gemi teslim edilmiştir (MarineLink, 2026). Toplam sipariş defterinde LNG yakıtlı gemi sayısı (663), metanol yakıtlı gemi sayısının (313) iki katından fazladır (The Maritime Executive, 2026). Siparişlerdeki yavaşlamada IMO çerçevesindeki belirsizliğin payı olabileceği belirtilmektedir; örneğin bir armatör nisan ayında dört metanol çift yakıtlı geminin siparişini geleneksel gemiye çevirmiştir (Argus Media, 2026).

Tablo 1. 2026 Yılının İlk Yarısında Alternatif Yakıtlı Gemi Siparişleri

Yakıt	Sipariş sayısı (adet)
LNG	73
LPG/etan	55
Amonyak	4
Metanol	2
Etanol	2
Hidrojen	1
Toplam	137

Kaynak: DNV Alternative Fuels Insight verilerinden derlenmiştir (Engine Online, 2026a; MarineLink, 2026).

Yakıtlar arasındaki fark yalnızca ticari olgunlukla sınırlı değildir. Hidrojenin hacimsel enerji yoğunluğunun düşük olması ve sıvı hâlde depolanması için kriyojenik sıcaklık gerektirmesi, gemi tasarımında önemli bir kısıt oluşturur (Mercurio, t.y.). Amonyak ve metanol toksiktir; LNG ve hidrojen ise çok düşük sıcaklıklarda depolanır (ClassNK, t.y.). Metanolün ortam sıcaklığında sıvı olması taşıma ve depolamayı kolaylaştırır (Mercurio, t.y.); buna karşılık enerji yoğunluğunun geleneksel gemi yakıtlarından düşük olması (metanol için 15,8 MJ/L, MGO için 36,6 MJ/L) (SGMF, 2023) aynı seyir menzili için daha büyük tank hacmi gerektirir. Yaşam döngüsü enerjisi ve maliyet açısından yapılan karşılaştırmalı bir çalışma, hidrojen ve amonyağı toplam enerji ve maliyet açısından en elverişsiz seçenekler arasında; biyokütleden üretilen metanolü ise enerji, maliyet ve teknolojik olgunluk bakımından iyi bir aday olarak değerlendirmiştir (Law et al., 2021).

Bu bulgular tek bir "kazanan yakıt" bulunmadığını göstermektedir. DNV, pazarın segment ekonomisine, yakıt bulunabilirliğine ve düzenleyici çerçeveye bağlı olarak farklı hızlarda ilerlediğini vurgulamaktadır (MarineLink, 2026).

Dolayısıyla yakıt seçimi gemi tipine, sefer menziline, bunkerleme altyapısına ve yeşil yakıt arzına göre değişmektedir.

Yakıtların Karşılaştırmalı Mühendislik Değerlendirmesi

Bir yakıtın gemideki uygunluğu; enerji yoğunluğu, depolama koşulu ve emisyon ölçütleriyle birlikte değerlendirilmelidir. Tablo 2 yakıtların enerji yoğunluğunu ve depolama koşullarını, Tablo 3 ise aynı hesap sınırında (kuyudan pervaneye, gCO_2eq/MJ) sera gazı yoğunluğunu karşılaştırmaktadır. Hacim oranı, aynı enerjiyi depolamak için gereken yakıt hacminin MGO'ya oranıdır ve yazar tarafından hesaplanmıştır; tank sistemini, yalıtımı ve güvenlik boşluklarını içermediği için gerçek gereksinim daha yüksektir.

Tablo 2. Seçili Denizcilik Yakıtlarının Enerji Yoğunluğu ve Depolama Koşulları

Yakıt	MJ/kg	MJ/L	Hacim oranı (MGO=1)	Depolama koşulu
MGO (referans)	42,7	36,6	1,0	Ortam sıcaklığı ve basıncı
LNG	49,1	20,8	1,8	Yaklaşık −162 °C, kriyojenik
Metanol	19,9	15,8	2,3	Ortam sıcaklığı ve basıncında sıvı
Amonyak	18,6	12,7	2,9	−33 °C (1 bar) veya ≈ 10 bar (ortam sıcaklığı)
Sıvı hidrojen	120	8,5	4,3	Yaklaşık −253 °C, kriyojenik
Sıkıştırılmış hidrojen (690 bar)	120	4,7	7,8	350-690 bar

Kaynak: MJ/kg değerleri (European Commission, 2025), MJ/L değerleri (SGMF, 2023), depolama koşulları (SEA-LNG & DNV GL, 2019; Zamboni et al., 2024; Zhang et al., 2025) kaynaklarından derlenmiştir. Hacim oranı yazar tarafından hesaplanmıştır.

Tablo 3. Yakıt ve Üretim Yoluna Göre Kuyudan Pervaneye (WtW) Sera Gazı Yoğunluğu

Yakıt / üretim yolu	WtW (gCO_2eq/MJ)	MGO'ya göre değişim (%)	Not
MGO (MDO/MGO, referans)	90,8	0	WtT 14,4 + TtW 76,4
LNG (çift yakıtlı)	76,1-89,2	−16 ile −2	Motor tipi ve CH_4 kaçağına bağlı
Metanol, gri (doğal gaz)	103,2	+14	Varsayılan değer
Metanol, yeşil (e-metanol)	≈ 13,0	≈ −86	E = 10 varsayımı*
Amonyak, gri (doğal gaz)	124,0	+37	Varsayılan değer
Amonyak, yeşil (e-amonyak)	≈ 13,0	≈ −86	E = 10 varsayımı*
Hidrojen, gri (doğal gaz, yakıt pili)	132,0	+45	Varsayılan değer
Hidrojen, yeşil (e-H_2, yakıt pili)	≈ 10,0	≈ −89	E = 10 varsayımı*

*Kaynak: MGO, LNG ve gri yollar için FuelEU Annex II varsayılan değerleri (European Commission, 2025; European Parliament & Council of the European Union, 2023); yeşil yollar için kılavuzdaki örnek hesap (European Commission, 2025). *RFNBO'larda üretim emisyonu (E) yeşil yakıtlar için kabul edilen 10 gCO_2eq/MJ olarak varsayılmıştır; RFNBO sayılmak için sınır ≤ 28,2 gCO_2eq/MJ'tır ve ödül katsayısı uygulanmamıştır. Yüzde değişimler yazar tarafından MGO'nun 90,77 gCO_2eq/MJ değerine göre hesaplanmıştır.*

Tablo 2'den çıkan ilk sonuç, gravimetrik ve hacimsel üstünlüğün birbirinden ayrıştığıdır. Hidrojen kütle bazında yaklaşık 120 MJ/kg ile MGO'nun yaklaşık üç katı enerji taşırken, hacimsel olarak sıvı hâlde MGO'nun yaklaşık dörtte biri, 690 bar sıkıştırılmış hâlde ise yaklaşık sekizde biri kadar enerji içerir (European Commission, 2025; SGMF, 2023). Depolama sistemi dâhil edildiğinde hidrojenin gravimetrik yoğunluğunun 10 MJ/kg'ın altına düştüğü bildirilmektedir (SEA-LNG & DNV GL, 2019); dolayısıyla

gemide kütleden çok, yük kapasitesinden feda edilen hacmin belirleyici olduğu söylenebilir. Metanol MGO'nun yaklaşık 2,3 katı, amonyak yaklaşık 2,9 katı tank hacmi gerektirir; LNG hacimsel olarak daha avantajlı görünse de C tipi tankların hacim verimsizliği bu farkı azaltmaktadır (SEA-LNG & DNV GL, 2019).

Depolama koşulları yatırım ve işletme maliyetini etkiler. Metanol ortam sıcaklığında sıvı olduğundan mevcut yakıt altyapısına en yakın seçeneklerden biridir (Mercurio, t.y.). LNG yaklaşık −162 °C'de kriyojenik olarak depolanır; amonyak ise atmosfer basıncında −33 °C'ye soğutularak veya ortam sıcaklığında yaklaşık 10 bar basınçla sıvı tutulabilir (Zamboni et al., 2024). Hidrojenin sıvı hâlde depolanması ise yaklaşık −253 °C gerektirir (Zhang et al., 2025). Metanol ve amonyak toksik olduğundan (ClassNK, t.y.) bu yakıtlarda sızıntı güvenliği ve personel koruması ayrıca tasarım girdisidir. Dolayısıyla hidrojen için kriyojenik yalıtım ve sıvılaştırma yalnızca hacim değil, aynı zamanda işletme maliyeti anlamına da gelebilir.

Emisyon karşılaştırmasında hesap sınırının aynı olması gerekir; bu nedenle Tablo 3'teki tüm değerler FuelEU Maritime metodolojisine göre kuyudan pervaneye ve aynı küresel ısınma potansiyelleriyle (CH_4 için 25, N_2O için 298) CO_2 eşdeğeri olarak verilmiştir (European Commission, 2025). MGO'nun 90,8 gCO_2eq/MJ'luk değeri referans alındığında, fosil kaynaklı (gri) yollarla üretilen metanol, amonyak ve hidrojenin MGO'dan daha yüksek sera gazı yoğunluğuna sahip olduğu görülmektedir. Bunun başlıca nedeni, doğal gazdan üretim aşamasının (WtT) büyük emisyon taşımasıdır; amonyak ve hidrojende kullanım noktasındaki CO_2 emisyonu sıfırdır, metanolde ise tanktan pervaneye değer MGO'ya yakındır. Gri hidrojenin dizelden daha yüksek emisyonlu olduğu sonucu, hizmet bazında da MV Sea Change projesinde görülmektedir: doğal gaz kaynaklı hidrojenle yapılan bir seferin tahmini emisyonu (590,4 kg CO_2eq), yakıt pili ve dizel motor

verimlerinin etkisiyle varsayımsal dizel karşılığından (523,0 kg CO_2eq) yaklaşık %13 yüksek, yenilenebilir hidrojenle ise yaklaşık %88 düşüktür (60,7 kg CO_2eq); yenilenebilir hidrojenin üretim ve dağıtım emisyonu için kullanılan ortalama değer 10,1 gCO_2eq/MJ olup AB kılavuzundaki örnek varsayımla (10 gCO_2eq/MJ) uyumludur (European Commission, 2025; Klebanoff, 2024). Yeşil yollarda azalma %100 değil, yaklaşık %86-89 düzeyindedir; çünkü üretim, sıkıştırma, sıvılaştırma ve taşıma aşamaları emisyon taşımaya devam etmekte, metanol ve amonyakta ayrıca TtW bileşeninde CH_4 ve N_2O katkısı bulunmaktadır (European Commission, 2025). LNG'de ise sonuç motor tipine ve metan kaçağına duyarlıdır: varsayılan kaçak oranı düşük hızlı dizel çevrimli çift yakıtlı motorda %0,2 iken orta hızlı Otto çevrimli çift yakıtlı motorda %3,1'dir ve WtW değeri 76,1'den 89,2 gCO_2eq/MJ'a çıkmaktadır (European Commission, 2025).

Bu veriler ışığında mühendislik değerlendirmesi şöyle özetlenebilir. Birincisi, uzun menzilli ve yüksek güçlü gemilerde hidrojen, depolama hacmi ve bunkerleme altyapısı nedeniyle önemli kısıtlarla karşılaşmaktadır; bu tür gemilerde sıvı yakıtların (metanol, amonyak) ve geçiş yakıtı olarak LNG'nin öne çıkması beklenebilir. İkincisi, tank hacminin görece daha az kısıtlayıcı olduğu kısa mesafeli ve düşük güçlü gemilerde hidrojen ve yakıt pilinin birlikte kullanımı değerlendirilebilecek bir seçenektir. Üçüncüsü, hangi yakıt seçilirse seçilsin sera gazı azaltımı yakıtın üretim yoluna bağlıdır: gri yollarla üretilen metanol, amonyak ve hidrojen MGO'ya göre daha yüksek yoğunluğa sahipken yeşil yollar yaklaşık %86-89 azalma sağlayabilmektedir. Bu çıkarımlar, sipariş defterindeki LNG ağırlığı ve hidrojen uygulamalarının feribot ölçeğinde kalmasıyla uyumludur (Law et al., 2021; MarineLink, 2026).

Hidrojenin Gemide Kullanımı

Hidrojenin gemide kullanımı bugün esas olarak yakıt pili tabanlı, kısa mesafeli ve düşük güçlü uygulamalarda ticari aşamaya gelmiştir. Depolama biçimi bu uygulamaları iki gruba ayırır: yüksek basınçlı sıkıştırılmış gaz ve kriyojenik sıvı hidrojen.

Sıkıştırılmış hidrojenin tipik örneği, Temmuz 2024'te San Francisco Körfezi'nde yolcu taşımaya başlayan MV Sea Change'dir. 70 ft uzunluğundaki 75 yolcu kapasiteli katamaran, 30 kW'lık modüllerden oluşan 120 kW'lık üç raftan meydana gelen 360 kW'lık bir PEM yakıt pili güç sistemi ile 250 bar basınçta 246 kg kapasiteli bir hidrojen depolama sistemini kullanmaktadır; destek dizel veya anlamlı bir batarya olmaksızın (yalnızca 100 kWh'lik küçük bir batarya ile) hidrojen yakıt pilleriyle çalışan ilk ticari feri olarak tanımlanmıştır (Klebanoff, 2024). Raporda, 7 Şubat 2024'te yaklaşık 15 deniz millik ve 5 saat 25 dakikalık tek bir seferde yakıt pilinin ortalama 224 kW'ta (nominal gücün yaklaşık %62'si) çalıştığı, 50,12 kg hidrojen tüketildiği ve alt ısıl değer bazında ortalama yakıt pili veriminin %45,7 olarak hesaplandığı bildirilmektedir (Klebanoff, 2024). Bu değer o seferin enerji bilançosuna ait olup genel veya sürekli işletme verimi olarak yorumlanmamalıdır.

Sıvı hidrojenin gemideki ilk uygulaması olarak anılan MF Hydra, Norled'in 2023'te hizmete aldığı feridir. Gemide Ballard'ın DNV tip onaylı iki adet 200 kW'lık FCwave PEM yakıt pili bulunmakta; gemi 299 yolcu ve 80 araç taşımaktadır (Maritime Journal, 2022). Sandia raporuna göre gemi 4.000 kg'lık sıvı hidrojen tankına sahiptir ve zamanın yaklaşık yarısında bataryalarla, yarısında yakıt pilleriyle çalışmaktadır (Klebanoff, 2024); bu hibrit yapı, günümüzde hidrojenin tek başına değil bataryalarla birlikte kullanıldığını göstermektedir. Hidrojen tedarik zinciri de belirleyici bir konudur: aynı rapora göre Hydra, sıvı hidrojenini Norveç dışından, Almanya'dan (yaklaşık 20 saatlik karayolu mesafesinden) almaktadır (Klebanoff, 2024).

Uygulamalar feri sınıfının dışına da taşınmaktadır. Samskip, Rotterdam-Oslo hattında sıvı hidrojenle çalışacak iki konteyner gemisi planlamaktadır; proje sayfasında hattın 2027 baharında açılması hedeflenmektedir (LH2 Shipping, t.y.). Sektör yorumlarında bu teslimatların daha önce 2026 için duyurulduğu belirtilmektedir (Splash247, t.y.). Hidrojen yakıtlı gemi siparişinin 2026'nın ilk yarısında yalnızca bir adet olması (MarineLink, 2026), hidrojenin henüz niş ve kısa mesafeli uygulamalarda ilerlediğine işaret etmektedir.

Depolama ve güvenlik açısından üç konu öne çıkmaktadır. Birincisi, hidrojenin düşük hacimsel enerji yoğunluğu nedeniyle gemide depolama için büyük hacim gereksinimidir; sıvı hâlde depolama bu sorunu azaltır, ancak kriyojenik tank ve yalıtım gerektirir (Mercurio, t.y.). İkincisi, bunkerleme altyapısıdır: Hydra için geliştirilen özel bunkerleme kulesi, benzeri görülmemiş teknik ve düzenleyici engellerin aşılmasıyla geliştirilmiş tek seferlik bir altyapı olarak tanımlanmaktadır (LH2 Shipping, t.y.); Sea Change'de ise bunkerleme, yaklaşık 450 bar'lık yüksek basınçlı bir römorktan kaskad dolumla ve dizel ikmaline benzer prosedürlerle yürütülmüştür (Klebanoff, 2024). Üçüncüsü, düşük parlama noktalı yakıtlar için IGF Kodu mevcutken ABD'de hidrojen için bir denizcilik düzenleyici çerçevesi Sea Change projesinden önce bulunmamaktaydı (Klebanoff, 2024); Hydra projesi başladığında da hem teknolojinin hem de sınıflandırma kuruluşları ile denizcilik idaresinin düzenlemelerinin yetersiz olduğu bildirilmiştir (Marine Insight, 2023).

Metanolün Gemide Kullanımı

Metanol, sıvı hâlde ve ortam koşullarında depolanabildiği için mevcut yakıt altyapısına en yakın alternatiflerden biri olarak öne çıkmakta, çift yakıtlı (dual-fuel) motorlarla ticari olgunluğa ulaşmıştır (Synergy Marine Group, 2026). Dünyanın ilk metanol

yakıtlı konteyner gemisi olan 2.100 TEU kapasiteli Laura Mærsk, Hyundai Heavy Industries tarafından inşa edilmiş ve MAN ES, Hyundai Himsen ve Alfa Laval iş birliğiyle metanol tahrik sistemine kavuşturulmuştur (Bunker Index, 2023). Maersk, 17.480 TEU'luk altı gemilik serinin son gemisi Barcelona Mærsk'ün teslimiyle 19 metanol uyumlu gemiye ulaştığını duyurmuştur (Fuel Cells Works, 2026). DNV verilerine göre 2026'nın ilk çeyreğinde işletmedeki metanol uyumlu gemi sayısı 123, sipariş edilenler ise 325'tir; teslimatlar 2030'a doğru planlanmaktadır (Engine Online, 2026b).

Metanolün gemide kullanımı yalnızca motorla sınırlı değildir. Sistem; düşük parlama noktalı yakıtlar için tasarlanmış ayrı tankları, yakıt besleme sistemlerini, emniyet kilitlerini ve havalandırma önlemlerini gerektirir (Synergy Marine Group, 2026). Alfa Laval, metanol yakıt besleme sistemlerinde 2015'ten bu yana deneyim sahibi olduğunu ve 80'den fazla gemi için sözleşme yaptığını bildirmektedir (Ocean News, t.y.). Bunkerleme tarafında Singapur'un deneyimi öne çıkmaktadır: ilk metanol bunkerlemesi 27 Temmuz 2023'te, Maersk'e yaklaşık 300 ton biyometanolün Hong Lam Marine'in tankeriyle aktarılmasıyla yapılmış ve dünyanın ilk gemiden konteyner gemisine metanol bunkerlemesi olmuştur (MPA, 2023). Singapur, 1 Ocak 2026'dan itibaren üç tedarikçiye beş yıllık metanol bunkerleme lisansı vererek ticari ölçekli bir lisans rejimine geçmiştir (MPA, 2025). Mart 2026'da Maersk'in Tangier Maersk gemisi Houston'da 2.000 ton metanol almıştır (Engine Online, 2026b). Buna rağmen sipariş tarafı zayıftır; ilk çeyrekte yalnızca iki yeni metanol uyumlu gemi siparişi verilmiştir (Engine Online, 2026b).

Metanolün çevresel faydası, üretim yoluna bağlıdır. Maersk, yeşil metanolün geleneksel gemi yakıtlarına göre yaklaşık %90'a varan sera gazı azalması sağlayabileceğini belirtmektedir; bu yakıt, yeşil hidrojenin yakalanmış CO_2 ile birleştirilmesi veya biyokütle gazlaştırması yoluyla üretilmektedir (Fuel Cells Works, 2026).

AB'nin varsayılan değerleriyle de aynı sonuç görülmektedir: doğal gazdan üretilen (gri) metanolün WtW değeri MGO'dan yaklaşık %14 yüksekken, RFNBO sayılan yeşil metanolde örnek varsayımla yaklaşık %86 düşüktür (Tablo 3) (European Commission, 2025). Karşılaştırmalı yaşam döngüsü çalışmasına göre ise fosil kaynaklı metanol karbon yakalama olmadan karbonsuzlaşmaya katkı sağlamamakta, biyokütle kaynaklı metanol enerji, maliyet ve teknolojik olgunluk açısından iyi bir aday olarak öne çıkmaktadır (Law et al., 2021). Dolayısıyla metanolün gerçek değeri, geminin değil tedarik zincirinin karbon ayak izine bağlıdır.

Bu bölümün konusu açısından dikkat çekici gelişme, metanolün yalnızca motorda yakılan bir yakıt olmaktan çıkıp yakıt pili sistemlerinin hammaddesi hâline gelmesidir. Danimarkalı Blue World Technologies, yeşil metanolle çalışan 200 kW'lık yüksek sıcaklık PEM (HT-PEM) yakıt pili modülünü Haziran 2024'te test ettiğini duyurmuştur. Şirket, testte metanol yakıt işlemcisinin, yakıt pili yığınlarının seri bağlanmasının ve çevre ekipmanlarının doğrulandığını; ticari aşamada elektriksel verimin %55'e ulaşabileceğini ve tipik yakıt tasarrufunun %20-30 olacağını; ayrıca 150 °C'de yüksek dereceli atık ısı sağlandığını bildirmektedir. Sistemin Maersk'in büyük metanol çift yakıtlı gemilerinden birine 2026'nın ilk yarısında kurulması öngörülmüştür (Blue World Technologies, 2024). Bu veriler üretici beyanıdır ve bağımsız işletme sonuçlarıyla doğrulanması gerekir; ancak metanolün gemide yakıt pili üzerinden dönüştürülmesinin, içten yanmalı motora alternatif bir verim yolu sunabileceğini göstermektedir.

Gemide Yakıt Pili Sistemleri

Yakıt pilleri, doğrudan elektrokimyasal dönüşüm sayesinde sağladığı yüksek verim, düşük emisyon ve sessiz çalışma nedeniyle gemi güç sistemleri için cazip görülmektedir. Güncel derlemeler, denizcilikte öne çıkan türlerin PEMFC ve SOFC olduğunu

belirtmektedir (Zhang et al., 2025). Tarihsel olarak, 2008'de Hamburg'da Alster Nehri'nde hizmete giren Alsterwasser iki adet 48 kW'lık PEMFC ile çalışan ilk ticari yolcu gemisi olarak, 2009'da denize indirilen Viking Lady ise LNG ile hibrit çalışan, yaklaşık 320-330 kW'lık MCFC sistemi taşıyan açık deniz destek gemisi olarak anılmaktadır (Echim & Budea, 2025; Zhang et al., 2025). 2019 sonrasında denizcilikte yakıt pili uygulamalarının gösteri aşamasından küçük ölçekli ticarileşmeye doğru ilerlediği bildirilmektedir (Zhang et al., 2025).

PEMFC'nin gemi açısından üstün yönleri hızlı devreye girmesi, yüksek güç yoğunluğu ve teknoloji olgunluğudur; zayıf yönleri ise pahalı katalizör, sınırlı yakıt esnekliği, düşük CO toleransı ve karmaşık su yönetimidir (Zhang et al., 2025). Kompakt ve yük takibi hızlı PEMFC sistemlerinin feribotlar ve açık deniz gemilerinde tahrik ve yardımcı güç için en uygun seçeneklerden biri olduğu, ancak safsızlıklara duyarlı ve maliyetli olduğu bildirilmektedir (Echim & Budea, 2025). Düşük sıcaklıklı PEMFC (LT-PEMFC) ulaşımda en yaygın yakıt pilidir ve başlıca sınırlaması yakıt esnekliğidir (van Veldhuizen et al., 2023). Yüksek sıcaklıklı PEMFC (HT-PEMFC) ise 60-80 °C aralığında çalışan LT-PEMFC'nin nem ve su yönetimi karmaşıklığını azaltmakta ve hidrojen saflığı gereksinimini düşürerek gemi gibi zorlu ortamlara daha uygun olmaktadır (Zhang et al., 2025).

SOFC sistemleri güçlü yakıt uyumu ve kaliteli atık ısı sunar; 500-800 °C işletme sıcaklığı, yavaş devreye alma ve zayıf ısıl şok direnci ise optimizasyon gerektiren sınırlamalar olarak belirtilmektedir (Zhang et al., 2025). IEA AFC TCP de SOFC'nin hidrojen, metanol, LNG ve dizel gibi yakıtlarla çalışabildiğini, ancak maliyetinin yüksek olduğunu ve yavaş yük değişimleri nedeniyle batarya veya gaz türbini ile hibritleştirmenin gerektiğini bildirmektedir (IEA AFC TCP, t.y.). Ömür konusunda kaynaklar farklı vurgular yapmaktadır: bir derleme uzun ömrü SOFC'nin

avantajı olarak sayarken (Zhang et al., 2025), IEA raporu deniz uygulamaları için hücre ömrünü 20.000-25.000 saat, 2030 hedefini ise 80.000 saat olarak vermektedir (IEA AFC TCP, t.y.). Bu nedenle ömür avantajı daha çok sürekli ve kararlı çalışma koşulları için geçerli sayılmalı; sık başlatma-durdurma gerektiren işletme profillerinde ısıl şok direnci kritik bir sınırlama olarak değerlendirilmelidir.

Verim değerleri hesap sınırına göre değişmektedir: bir derleme SOFC'nin gaz türbiniyle birlikte %70'in üzerinde enerji verimine ulaşabileceğini belirtirken (Zhang et al., 2025), 500 kW'lık bir deniz yardımcı güç santrali için yapılan modelleme çalışmasında hibrit şemanın veriminin yaklaşık %55 olduğu hesaplanmıştır (Serbin et al., 2022). Gemi sistemlerine fiilen entegre edilmiş büyük ölçekli bir SOFC sistemi ise 2023 itibarıyla bulunmamaktadır (van Veldhuizen et al., 2023). SOFC, kojenerasyon gerektiren büyük gemiler için orta düzeyde uygun, PAFC, AFC ve MCFC ise hacim, maliyet ve ısıl yönetim zorlukları nedeniyle denizcilik için daha az uygun bulunmaktadır (Echim & Budea, 2025).

Denizcilik ortamı, yakıt pilinin yalnızca verimini değil dayanıklılığını da belirler. Gemiler tuzlu su kaynaklı korozyon, öngörülemeyen hava koşulları ve uzun süreli kesintisiz çalışma gibi karasal araçlardan farklı koşullarla karşılaşmaktadır (Echim & Budea, 2025); titreşim, salınım ve tuzlu nemli hava da yakıt pili sistemi için ek risk oluşturur (Zhang et al., 2025). Gemilerde PEMFC bozunmasına ilişkin güncel bir derleme, bu konunun denizcilik bağlamında nadiren ele alındığını, deniz ortamının karasal ve otomotiv uygulamalarından önemli ölçüde farklılaştığını ve hasarın türünü ve boyutunu büyük ölçüde etkileyebileceğini vurgulamakta; sınırlı ömür, çok saf hidrojen gereksinimi ve yüksek malzeme maliyetini temel sorunlar olarak göstermektedir (Broer et al., 2025).

Mevcut ticari referanslar, gemide yakıt pillerinin modüler ve hibrit mimarilerle kullanıldığını göstermektedir. Yakıt pilinin yük değişimlerine yavaş yanıt vermesi nedeniyle sistemlere genellikle batarya veya başka bir enerji depolama birimi eklenmekte; gemi uygulamalarında gereken güç tipik olarak 100 kW'ın üzerinde olduğundan birden fazla yakıt pili sistemi paralel bağlanmaktadır (Zhang et al., 2025). MF Hydra'da iki adet 200 kW'lık PEM modülü batarya ile birlikte çalışmakta (LH2 Shipping, t.y.; Maritime Journal, 2022), MV Sea Change'de 360 kW'lık güç sistemi bulunmakta (Klebanoff, 2024), Blue World ise 200 kW'lık HT-PEM modüllerinin beş adetle birleştirilerek 1 MW'lık pilot sistem oluşturulacağını duyurmaktadır (Blue World Technologies, 2024). Yakıt pili sistemlerinin birçoğu bugün yardımcı güç kaynağı olarak kullanılmaktadır (Echim & Budea, 2025); kapsamlı performans ve ekonomi açısından ise içten yanmalı motorlarla henüz etkin biçimde rekabet edememektedir (Zhang et al., 2025).

Yakıt Pillerinde Ölçek Büyütmenin Güçlükleri

Yakıt pili teknolojisinin laboratuvar ölçeğinden gemi ölçeğine taşınması tek bir adımdan oluşmaz; mühendislik açısından birbirinden farklı sorunlar içeren üç düzeyde ele alınabilir (Tablo 4): hücrenin aktif alanının büyütülmesi, hücrelerden yakıt pili yığını (stack) oluşturulması ve yığın ile modüllerden gemi güç sisteminin kurulması. Bir düzeyde elde edilen performansın ve en iyi çalışma koşullarının bir sonraki düzeye doğrudan aktarılabileceği varsayılamaz.

Tablo 4. PEM Yakıt Pillerinde Ölçek Büyütmenin Üç Düzeyi

Düzey	Temel mühendislik sorunu
Hücrenin aktif alanını büyütme	Akış, su, sıcaklık ve sıkıştırma dağılımlarının homojenliği
Hücrelerden yığın oluşturma	Hücreler arası reaktan dağılımı, manifoldlar ve hücre gerilimi farklılıkları
Modüllerden gemi güç sistemi oluşturma	Yardımcı sistemler, yük paylaşımı, batarya entegrasyonu ve dayanıklılık

Kaynak: Yazar tarafından (Klebanoff, 2024; Wang et al., 2011; Wang, 2015; Zhang et al., 2025) kaynaklarına dayanarak düzenlenmiştir.

Birinci düzeyde sorun, aktif alan büyüdükçe akış, su, sıcaklık ve sıkıştırma dağılımlarının homojenliğini korumaktır. Düzensiz akış dağılımı, ölçek büyütmede dayanıklılık ve güvenilirlik kaybının kök nedenlerinden biri olarak gösterilmekte, akış alanı tasarımı bu sorunun stratejik çözümü olarak değerlendirilmektedir (Wang, 2015). 225 cm²'lik geniş aktif alana sahip bir PEMFC üzerinde yapılan çalışma, 0,35-1,55 MPa aralığında sıkıştırmanın akım yoğunluğu ve sıcaklık dağılımının homojenliğini artırdığını, sıcak nokta riskini azalttığını, ancak yüksek akım yoğunluğu ve bağıl nemde aşırı sıkıştırmanın su yönetimi sorunlarına yol açabileceğini göstermiştir (Khetabi & Bouziane, 2025). Üretim tarafında da benzer güçlükler görülmektedir: ABD Enerji Bakanlığı destekli bir ağır hizmet yakıt pili projesinde, aktif alanın olağan uygulama olan 500 cm²'nin üzerine, 900 cm²'ye çıkarılması ve yüksek basınç hedefleri bipolar plaka tasarım ve üretim süreçlerinde revizyonlar gerektirmiş; sınırlı çevre uzunluğu manifold yerleşimini kısıtlamış; mevcut pres kapasitesi ve büyük plaka daha düşük sıkıştırma kuvvetine yol açmıştır (U.S. Department of Energy, 2022).

İkinci düzeyde hücreler seri bağlanarak yakıt pili yığını oluşturulur ve sorun hücreler arası dağılıma kayar. PEMFC yığınlarında akış dağılımındaki düzensizliğin akım yoğunluğu ve gerilim homojenliğini ciddi biçimde etkileyebildiği, bu konudaki çalışmaların ise dağınık ve zaman zaman çelişkili olduğu bildirilmiştir (Wang et al., 2011). Ticari boyutlu yığınlarda manifolddaki hava dağılımını inceleyen bir çalışma, hücreler arası gerilim eşitsizliğinin hücre sayısı ve akım yoğunluğu arttıkça belirgin biçimde yükseldiğini ve U tipi düzenin Z tipine göre daha homojen gerilim sağladığını göstermiştir (Huang et al., 2020). Gemilerde PEMFC bozunmasına ilişkin derleme de hücreden yığına

ölçek büyütmeyi, bozunma mekanizmalarıyla birlikte ayrı bir başlık altında incelemektedir (Broer et al., 2025).

Üçüncü düzeyde yığınlar modüllere, modüller de gemi güç sistemine dönüştürülür. Bu düzeyde sorun yalnızca yığının performansı değil, yardımcı sistemlerin (hava, hidrojen, soğutma), yük paylaşımının ve batarya entegrasyonunun birlikte tasarlanmasıdır. Yakıt pilinin yavaş dinamik yanıtı nedeniyle sistemlere batarya veya başka bir enerji depolama birimi eklenmekte, güç dağılımı için kural tabanlı veya optimizasyon tabanlı enerji yönetim stratejileri kullanılmaktadır (Zhang et al., 2025). Sea Change'de güç, 30 kW'lık modüllerin 120 kW'lık raflarda birleştirilmesi ve üç rafın 360 kW'lık sistemde toplanmasıyla elde edilmiştir (Klebanoff, 2024); Blue World ise 200 kW'lık HT-PEM modüllerinin beş adetle birleştirilerek 1 MW'lık pilot sistem oluşturulacağını duyurmaktadır (Blue World Technologies, 2024). Gemi ortamının tuz, titreşim ve uzun süreli kesintisiz çalışma gibi koşulları dayanıklılık sorununu bu düzeye taşımaktadır (Broer et al., 2025; Zhang et al., 2025). Bu nedenle laboratuvar ve yığın düzeyinde belirlenen çalışma koşullarının modül ve sistem düzeyinde, gemi işletme profilinde yeniden doğrulanması gerekmektedir.

Sonuç ve Gelecek Perspektifi

Denizcilikte karbonsuzlaşma yolu tek bir yakıt veya teknolojiye değil, gemi tipine ve sefer profiline göre farklılaşan bir portföye işaret etmektedir. Küresel düzenlemenin yeniden ele alınması beklenirken (IMO, 2025), 2026'nın ilk yarısında alternatif yakıtlı gemi siparişleri 155'ten 137'ye gerilemiş ve siparişlerin yarıdan fazlası LNG'ye yönelmiştir (MarineLink, 2026). Düzenleyici belirsizliğin, sıfıra yakın emisyonlu yakıtlara yönelik yatırım kararlarını yavaşlatmış olabileceği belirtilmektedir (Argus Media, 2026).

Aynı hesap sınırında bakıldığında yakıtın değeri üretim yoluna bağlıdır: gri metanol, amonyak ve hidrojen MGO'dan daha yüksek sera gazı yoğunluğuna sahipken yeşil yollar yaklaşık %86-89 azalma sunabilmektedir (Tablo 3) (European Commission, 2025). Hidrojen, Hydra ve Sea Change örneklerinde görüldüğü gibi kısa mesafeli ve düşük güçlü yakıt pili uygulamalarında ticari referanslar oluşturmuştur; geniş ölçekli yaygınlaşması ise depolama hacmi, bunkerleme altyapısı ve yeşil hidrojen arzına bağlı görünmektedir. Metanol, çift yakıtlı motorlarla en olgun sıfıra yakın seçeneklerden biri hâline gelmiş, bunkerleme ağı genişlemekte, ancak çevresel faydası yeşil metanol tedarikine bağlı kalmaktadır. Metanolün yakıt pili ile birlikte kullanımı ise test aşamasındaki HT-PEM sistemleriyle verim açısından yeni bir yol açmaktadır.

Gelecek çalışmalar için üç öncelik öne çıkmaktadır: (i) gemi işletme koşullarında yakıt pili sistemlerinin bağımsız verim ve dayanıklılık verilerinin yayımlanması, (ii) hücre, yığın ve modül düzeylerinde belirlenen çalışma koşullarının gemi güç sistemi ölçeğinde doğrulanması ve (iii) yeşil yakıt tedarik zincirini ve bunkerleme altyapısını birlikte ele alan yaşam döngüsü analizleri. Bu üç alanın birlikte ilerlemesi, yakıt pili temelli çözümlerin denizcilikte pilot uygulamalardan ticari ölçeğe geçişini belirleyecektir.

Kaynakça/References

Argus Media. (2026). *Alternative-fuel vessel orders fall in 1H 2026: DNV*. https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2847293-alternative-fuel-vessel-orders-fall-in-1h-2026-dnv

Blue World Technologies. (2024, 25 Haziran). *Blue World completes successful testing of 200 kW maritime fuel cell system to run on green methanol*. https://www.blue.world/blue-world-completes-successful-testing-of-200-kw-maritime-fuel-cell-system-to-run-on-green-methanol/

Broer, A., Polinder, H., & van Biert, L. (2025). Polymer electrolyte membrane fuel cell degradation in ships — Review of degradation mechanisms and research gaps. *Journal of Power Sources, 640*, Article 236678. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2025.236678

Bunker Index. (2023). *World's first methanol-fuelled boxship completes maiden trip*. https://bunkerindex.com/articles/article.php?a=21522

ClassNK. (t.y.). *ClassNK Alternative Fuels Insight*. Erişim tarihi: 14 Ekim 2026, https://download.classnk.or.jp/documents/ClassNKAlternativeFuelsInsight_e.pdf

DNV. (2025, 17 Ekim). *Decision on the IMO Net-Zero Framework delayed for one year*. https://www.dnv.com/news/2025/decision-on-the-imo-net-zero-framework-delayed-for-one-year/

Echim, S.-M., & Budea, S. (2025). Use of hydrogen energy and fuel cells in marine and industrial applications—Current status. *Hydrogen, 6*(3), Article 50. https://doi.org/10.3390/hydrogen6030050

EMSA. (t.y.). *ETS extension to maritime*. European Maritime Safety Agency. Erişim tarihi: 20 Ekim 2026, https://www.emsa.europa.eu/reducing-emissions/extension-ets.html

Engine Online. (2026a, 3 Temmuz). *LNG leads shrinking alternative fuel vessel orderbook in June - DNV*. https://www.engine.online/news/lng-leads-shrinking-alternative-fuel-vessel-orderbook-in-june-dnv-7dd2

Engine Online. (2026b). *The week in alt fuels: Methanol bunkering builds in Q1*. https://www.engine.online/news/the-week-in-alt-fuels-methanol-bunkering-builds-in-q1-79da

European Commission. (2025). *Guidance on the FuelEU Maritime Regulation* (Version of 8 October 2025). Directorate-General for Mobility and Transport. https://transport.ec.europa.eu/document/download/d4426ccc-ef46-4292-8b6d-5bf7a620f5ba_en?filename=fueleu_guidance_document_for_shipping_companies_2025-10-08.pdf

European Commission. (t.y.). *Reducing emissions from the shipping sector*. Erişim tarihi: 20 Ekim 2026, https://climate.ec.europa.eu/areas-action/transport-decarbonisation/reducing-emissions-shipping-sector_en

European Parliament & Council of the European Union. (2023). *Regulation (EU) 2023/1805 of 13 September 2023 on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport, and amending Directive 2009/16/EC*. Official Journal of the European Union, L 234. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1805

Fuel Cells Works. (2026, 14 Ocak). *Maersk completes groundbreaking dual-fuel methanol fleet with delivery of Barcelona Mærsk*. https://fuelcellsworks.com/2026/01/14/fuel-cells/maersk-

completes-groundbreaking-dual-fuel-methanol-fleet-with-delivery-of-barcelona-m-rsk

Huang, F., Qiu, D., Lan, S., Yi, P., & Peng, L. (2020). Performance evaluation of commercial-size proton exchange membrane fuel cell stacks considering air flow distribution in the manifold. *Energy Conversion and Management, 203*. https://agris.fao.org/search/es/records/65e012637c7033e84bf00aa7

IEA AFC TCP. (t.y.). *Solid oxide – Hydrogen fuel cell electric vehicle* [Teknoloji raporu]. Advanced Fuel Cells Technology Collaboration Programme. Erişim tarihi: 20 Ekim 2026, https://ieafuelcell.com/output/technology-reports/solid-oxide-hydrogen-fuel-cell-electric-vehicle

IMO. (2024). *Resolution MEPC.391(81): 2024 guidelines on life cycle GHG intensity of marine fuels (2024 LCA Guidelines)*. International Maritime Organization. https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MEPCDocuments/MEPC.391(81).pdf

IMO. (2025, 17 Ekim). *IMO net-zero shipping talks to resume in 2026* [Basın bilgilendirmesi]. International Maritime Organization. https://www.imo.org/en/mediacentre/pressbriefings/pages/imo-net-zero-shipping-talks-to-resume-in-2026.aspx

Khetabi, E. M., Bouziane, K., François, X., Lachat, R., Meyer, Y., & Candusso, D. (2025). Analysis of local current density, temperature, and mechanical pressure distributions in an operating PEMFC under variable compression. Applied Energy, 394, 126187. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126187

Klebanoff, L. E. (2024). *MV Sea Change: Fuel cell, emissions, and hydrogen fueling performance* (SAND2024-11463). Sandia National Laboratories.

https://www.sandia.gov/app/uploads/sites/273/2025/02/Sea-Change-DOE-Report.pdf

Law, L. C., Foscoli, B., Mastorakos, E., & Evans, S. (2021). A comparison of alternative fuels for shipping in terms of lifecycle energy and cost. *Energies, 14*(24), Article 8502. https://doi.org/10.3390/en14248502

LH2 Shipping. (t.y.). *Projects*. Erişim tarihi: 14 Ekim 2026, https://www.lh2shipping.no/projects

Marine Insight. (2023). *World's first hydrogen ferry MF Hydra sailing on zero-emission liquid hydrogen put into operation*. https://www.marineinsight.com/shipping-news/worlds-first-hydrogen-ferry-mf-hydra-sailing-on-zero-emission-liquid-hydrogen-put-into-operation/

MarineLink. (2026, 2 Temmuz). *Alternative-fuel vessel orders slow down in first half of 2026, DNV finds*. https://www.marinelink.com/news/alternativefuel-vessel-orders-slow-down-540882

Maritime Journal. (2022). *Ballard power for liquid hydrogen ferry*. https://www.maritimejournal.com/news/industry-news/ballard-power-for-liquid-hydrogen-ferry/

Mercurio, D. (t.y.). *The role of alternative fuels in maritime decarbonization*. Jensen Hughes. Erişim tarihi: 10 Ekim 2025, https://www.jensenhughes.com/middle-east/insights/the-role-of-alternative-fuels-in-maritime-decarbonization

MPA. (2023, 27 Temmuz). *Successful first methanol bunkering operation in the Port of Singapore* [Basın açıklaması]. Maritime and Port Authority of Singapore. https://www.mpa.gov.sg/media-centre/details/successful-first-methanol-bunkering-operation-in-the-port-of-singapore

MPA. (2025). *Singapore to award licences for methanol bunkering* [Basın açıklaması]. Maritime and Port Authority of Singapore. https://www.mpa.gov.sg/media-centre/details/singapore-to-award-licences-for-methanol-bunkering

Ocean News. (t.y.). *Pioneering methanol retrofit project to enable Maersk container vessel to operate on methanol fuel*. Erişim tarihi: 14 Ekim 2026, https://oceannews.com/news/energy/pioneering-methanol-retrofit-project-to-enable-maersk-container-vessel-to-operate-on-methanol-fuel/

SEA-LNG & DNV GL. (2019). *Comparison of alternative marine fuels*. https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2019/09/SEA-LNG-DNV-GL-Comparison-of-Alternative-Marine-Fuels-2019_09.pdf

Serbin, S., Washchilenko, N., Cherednichenko, O., Burunsuz, K., Dzida, M., & Chen, D. (2022). Application analysis of a hybrid solid oxide fuel cell-gas turbine system for marine power plants. *Ships and Offshore Structures, 17*(4), 866–876. https://doi.org/10.1080/17445302.2021.1880764

SGMF. (2023). *Ammonia as a marine fuel: An introduction (Version 1.0)*. Society for Gas as a Marine Fuel. https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2023/02/SGMF-Ammonia-as-a-marine-fuel-2023_02.pdf

Splash247. (t.y.). *The rise of hydrogen in short sea shipping*. Erişim tarihi: 14 Ekim 2026, https://splash247.com/the-rise-of-hydrogen-in-short-sea-shipping/

Synergy Marine Group. (2026). *Methanol as a marine fuel: Operational realities for shipowners in 2026*. https://www.synergymarinegroup.com/blog/methanol-marine-fuel-operational-realities/

The Maritime Executive. (2026). *Uncertainty and diverse approach slow orders for alternative fuel vessels*. https://maritime-executive.com/article/uncertainty-and-diverse-approach-slow-orders-for-alternative-fuel-vessels

U.S. Department of Energy. (2022). *Cummins PEM fuel cell system* [Annual Merit Review presentation, Project FC337]. https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review22/fc337_st-pierre_2022_o.pdf

van Veldhuizen, B. N., van Biert, L., Aravind, T., & Visser, K. (2023). Solid oxide fuel cells for marine applications. *International Journal of Energy Research, 2023*, Article 5163448. https://doi.org/10.1155/2023/5163448

Wang, J. (2015). Theory and practice of flow field designs for fuel cell scaling-up: A critical review. *Applied Energy, 157*, 640–663. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.032

Wang, J., Yan, J., Yuan, J., & Sundén, B. (2011). On flow maldistribution in PEMFC stacks. *International Journal of Green Energy, 8*(5), 585–606. https://www.lunduniversity.lu.se/lup/publication/2c5e1e20-b0fc-4a7c-b25e-3034fff15cb9

Zamboni, G., Scamardella, F., Gualeni, P., & Canepa, E. (2024). Comparative analysis among different alternative fuels for ship propulsion in a well-to-wake perspective. *Heliyon, 10*(4), Article e26016. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e26016

Zhang, Z., Zheng, X., Cui, D., Yang, M., Cheng, M., & Ji, Y. (2025). Research progress of fuel cell technology in marine applications: A review. *Journal of Marine Science and Engineering, 13*(4), Article 721. https://doi.org/10.3390/jmse13040721

BÖLÜM 2

EFFECT OF TORREFACTION PRETREATMENT ON GASEOUS EMISSONS FROM COMBUSTION OF SUGARCANE BAGASSE

ZUHAL AKYÜREK[1]

Introduction

Energy is a key driver of sustainable development. The increasing global demand for energy has led to substantial fossil fuel consumption. In the last decades, the adverse environmental impacts of fossil fuel–based energy systems have become a major global concern due to their significant contribution to climate change and the intensification of global warming. The persistent rise in atmospheric carbon dioxide (CO_2) concentrations highlights the urgent need to develop and implement more effective climate change mitigation strategies.

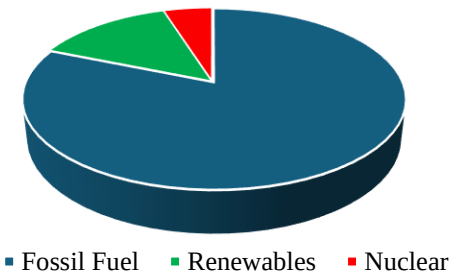
The global energy-related carbon dioxide emissions reached an unprecedented level of nearly 38.1 gigatonnes (Gt) (IEA, 2026). Reducing atmospheric carbon dioxide (CO_2) concentrations and facilitating the transition away from fossil fuels require the widespread adoption of clean energy technologies and the increased

[1] Prof. Dr., Burdur Mehmet Akif Ersoy University, Department of Energy Systems Engineering. Orcid: 0000-0003-3102-4278

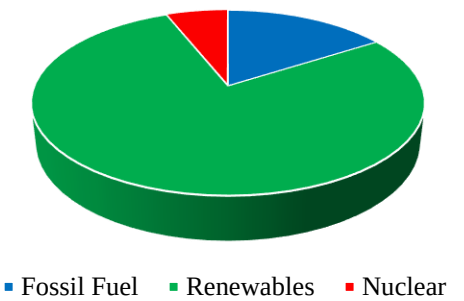
utilization of renewable energy sources. These measures are essential for mitigating greenhouse gas emissions, limiting global warming, and promoting the development of sustainable and low-carbon energy systems.

Fossil fuels dominates the global energy supply, accounting for approximately 82% of total primary energy supply in 2022 (Statistica, 2026). According to 1.5 °C climate scenario, global primary energy supply from fossil fuels is projected to decline substantially by 2050, while renewable energy sources are expected to contribute around 78 % to the global energy supply (Figure 1).

Figure 1. The share of fossil fuels, renewables and nuclear in global total primary energy supply (a) 2022, (b) 2050 projections by 1.5 °C climate scenario (Statistica, 2026).



(a)



(b)

Renewables and Biomass Energy

Renewable energy technologies have gained increasing global attention due to concerns over the depletion of fossil fuel resources, the need to achieve sustainable development goals, and the growing importance of energy security. In this context, deployment of renewable energy systems offers significant opportunities to diversify energy supplies and to reduce the environmental impacts associated with energy production and consumption (Amjith and Bavanish, 2022).

Biomass, a carbon-rich material derived from a wide range of organic feedstocks and waste streams, represents a promising and reliable alternative to fossil fuels. Bioenergy plays a significant role in meeting energy demand across the electricity, transportation, and heating sectors. The global electricity generation from bioenergy reached 711 TWh in 2024, accounting for approximately 7% of total renewable electricity production worldwide (Global Bioenergy Statistics Report, 2025).

Nevertheless, biomass-based energy production involves complex processes and various technical challenges that are primarily associated with the physicochemical properties of the feedstock, including moisture content, particle size, bulk density, chemical composition, lignocellulosic structure, ash content, and the presence of alkali metals or other inorganic constituents, as well as the type and operating conditions of the conversion technology employed, such as thermochemical or biochemical processes, which collectively influence conversion efficiency, energy yield, process stability, by-product formation, and the overall sustainability of the system (Akyürek 2021, Anukam and Matsakas, 2026).

Depending on their physicochemical properties and fuel quality, certain biofuels can be directly utilized as renewable alternatives to conventional solid fuels in energy conversion

systems, whereas others require appropriate pretreatment to improve their suitability for practical energy applications (Mignogna et al., 2024).

Biomass Upgrading

Pretreatment plays a crucial role in biofuel upgrading by modifying the structural and compositional characteristics of biomass, reducing moisture content, improving energy density and calorific value, and enhancing combustion performance and fuel handling properties. These improvements can facilitate more efficient energy conversion and support the development of sustainable energy systems based on biomass resources.

Physical pretreatment and upgrading methods such as grinding, pelleting, briquetting and torrefaction have been developed to improve biofuel quality and suitability for energy generation applications (Anukam and Berghel, 2020).

Among the available biomass upgrading techniques, torrefaction has gained considerable attention due to its ability to upgrade the structural characteristics and modify thermal decomposition behavior of biomass. Torrefaction is a thermochemical pretreatment method that involves heating biomass at relatively low temperatures, typically between 200 and 300 °C, under an inert atmosphere (Niu et al., 2019, Du et al., 2013).

Torrefaction enhances the physicochemical structure and chemical composition of biomass, increasing its potential as a solid biofuel and improving its suitability as an alternative to conventional solid fuels. The resulting changes may include increased energy density and carbon content, decreased oxygen content and H/C and O/C atomic ratios, improved hydrophobicity and grindability, and enhanced storage stability (Altıntaş, 2025).

Sugarcane Bagasse as an Energy Source

Sugarcane bagasse (SB), a by-product of sugar production, is an economically significant agricultural commodity cultivated on a large scale in several Asian countries, including Pakistan, Iran, and Bangladesh, where favorable climatic conditions support its production and contribute to its importance in regional agricultural economies (Tahir et al., 2021). SB has also emerged as a promising renewable energy resource for electricity and heat generation with its widespread availability combined with advances in cogeneration technologies, enables conversion of this biomass into useful thermal and electrical energy (Ojo-kupoluyi et al., 2024).

The efficient utilization of SB can contribute to the reduction of energy-related greenhouse gas emissions. Consequently, the sustainable valorization of sugarcane bagasse offers considerable potential to support the transition toward low-carbon energy systems while promoting resource efficiency and the productive use of agro-industrial residues.

In this context, in this study, a combustion model capable of predicting the steady-state performance of a 1 MWth atmospheric fluidized bed burning biomass was developed for understanding the effect of thermochemical pretreatments on combustion behavior. The model is used to predict the effect of torrefaction temperature on stack gas composition during sugarcane bagasse combustion under bubbling fluidized bed combustion conditions.

Materials and Methods

Fluidized bed combustion (FBC) technology has been widely employed for the efficient utilization of low-rank fuels in thermal energy conversion systems operating at temperatures ranging from 800 to 900 °C, with the fuel introduced into a bed of inert solid particles that are fluidized by an upward-flowing gas. The resulting intensive gas–solid interactions promote uniform temperature

distribution and improve combustion efficiency (Farooq et al., 2017).

Mathematical modeling provides a valuable approach for predicting combustion behavior and identifying potential operational challenges in fluidized bed combustion (FBC) systems. In the present study, a model based on the assumptions of chemical equilibrium and isothermal operation was developed to investigate the combustion process. The model incorporated major gaseous species, including O_2, CO_2, H_2O, SO_2, and NO_x, to evaluate combustion characteristics and predict the composition of flue gases. The combustion mechanisms and stack gas emissions were subsequently analyzed using MATLAB, enabling the assessment of combustion performance and the formation of gaseous emission components of raw and sugarcane bagasse.

The experimental torrefaction data of sugarcane bagasse used in the developed combustion modeling is collected from a previous study (Torres et al., 2027). The physicochemical characteristics of raw and torrefied sugarcane bagasse are summarized in Table 1 and operational parameters of the fluidized bed combustion system are presented in Table 2.

Table 1. Elemental Analysis (As received basis) (Torres et al., 2027)

	C %	H %	N%	S %	O %*
Raw SB	37.5	4.8	0.2	0.2	45.1
TSB-200	43.9	5.2	0.2	0.0	43.9
TSB-240	50.3	5.1	0.3	0.0	37.3
TSB-280	47.9	3.3	0.4	0.0	24.3

*by difference

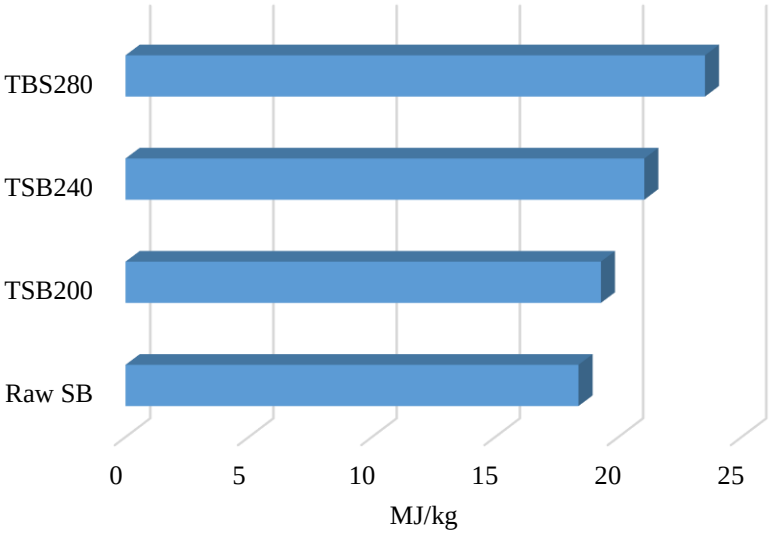
Table 2. Operational Conditions of FBC system

Raw SB feeding Rate (kg/h)	207.13
TSB200 feeding Rate (kg/h)	186.63
TSB240 feeding Rate (kg/h)	171.02
TSB280 feeding Rate (kg/h)	153.13
Bed Temperature, °C	800
Excess Air Ratio	1.2
Carbon Conversion %	100
Ash split %	70
Fuel N to NOx conversion %	5

Results and Discussion

The increase in torrefaction temperature resulted in a decreasing trend in atomic ratios of H/C and O/C indicating progressive structural modification and enhanced carbonization of the biomass (Torres et al., 2027). Furthermore, torrefaction led to an increase in carbon and nitrogen contents, accompanied by a reduction in hydrogen and oxygen contents. These changes reflect the release of volatile compounds and oxygen-containing species during thermal treatment, resulting in a more carbon-rich solid product with improved fuel characteristics. Higher torrefaction temperatures result in lower char yields; therefore, optimizing the torrefaction temperature is essential to balance fuel quality improvements with solid product yield (Deng et al., 2026). Higher heating value of the SB has seen to increase with increasing torrefaction temperature (Figure 2).

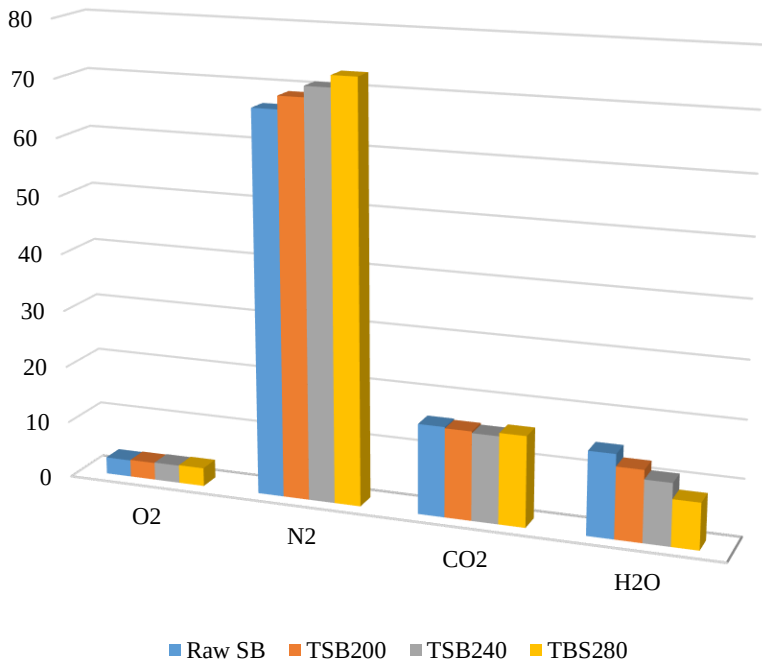
Figure 2. Effect of torrefaction temperature on calorific value of sugarcane bagasse (Torres et al., 2027).



Fluidized bed combustion (FBC) technology offers a promising approach to biomass utilization because of its fuel flexibility and capacity to accommodate a wide range of solid fuels. This study employs a mathematical modeling approach to estimate gaseous emissions from a 1 MWth bubbling fluidized bed combustor (BFBC) operating without limestone addition.

Furthermore, the influence of biomass torrefaction at different temperatures on combustion behavior and the resulting gaseous emission profiles is investigated. The predicted concentrations of gaseous species at the combustor outlet under the considered operating conditions are illustrated in Figure 3.

Figure 3. Flue gas composition from model results of combustion.

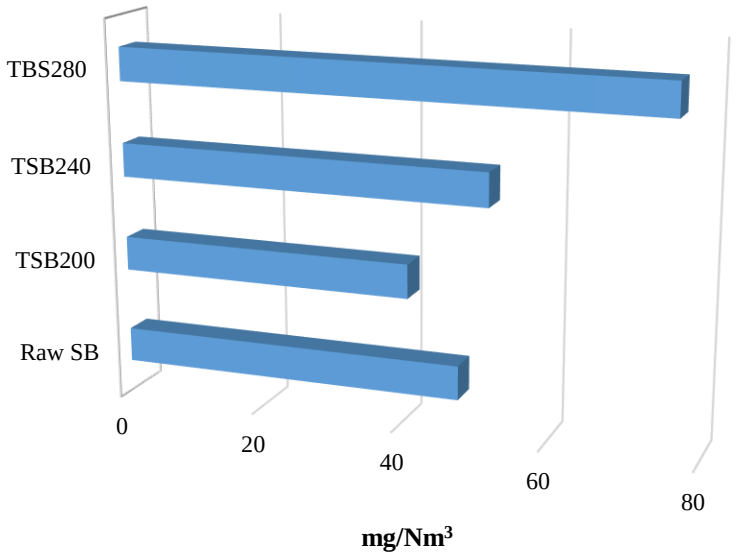


As illustrated in the figure, CO_2 and N_2 constitute the predominant components of the flue gas generated during sugarcane bagasse combustion. Although biomass is generally regarded as a potentially carbon-neutral energy source because the CO_2 released during combustion may be offset by carbon uptake during plant growth, its actual climate impact depends on factors such as biomass sourcing, land-use changes, and the emissions associated with harvesting, processing, and transportation (Tobiasen et al., 2007). Torrefaction has seen to result in increase in N_2 emissions and decrease in H_2O emissions in the stack gas.

In addition to CO_2 emissions, the release of air pollutants from biomass combustion must be assessed to ensure compliance with applicable environmental regulations. In the European Union,

Directive (EU) 2015/2193, known as the Medium Combustion Plant Directive (MCPD), establishes emission limit values for certain air pollutants from combustion plants with a rated thermal input equal to or greater than 1 MWth and less than 50 MWth (EU Directive). Accordingly, Figure 4 presents the model-predicted emissions of nitrogen oxides (NO_x).

Figure 4. The model results for NOx emissions from raw and torrefied sugarcane bagasse combustion.

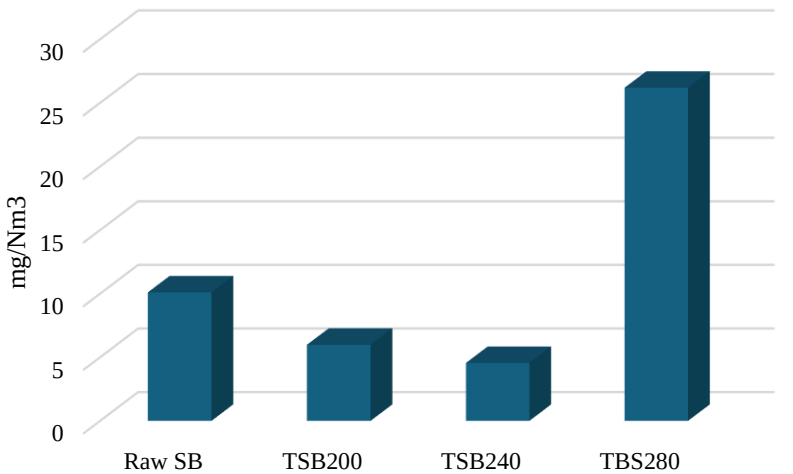


The model predictions indicate that NO_x emissions from raw and torrefied sugarcane bagasse combustion remain substantially below the applicable the European Union (EU) emission limits (< 650 mg/Nm3). The predicted dust emissions are below the corresponding regulatory limits (<50 mg/Nm3), indicating that particulate emissions are within the specified thresholds under the modeled operating conditions. SO_2 emission of the raw sugarcane bagasse was determined to be higher than the EU emission limits indicate that the addition of additives such as limestone to the

combustion system may be necessary to reduce SO_2 emissions during raw sugarcane bagasse combustion.

Figure 5 illustrates the predicted dust emissions from FBC of sugarcane bagasse. Dust emissions were found to remain below the limits established by EU (50 mg/Nm^3). Fluidized bed combustion of the sugarcane bagasse torrefied at 200 and 240 °C has determined to emit lower dust emissions compared to combustion of raw feedstock, on the other hand, sugarcane bagasse torrefied at 280 °C, has result in higher dust emissions.

Figure 5. The model results for dust emissions from raw and torrefied sugarcane bagasse combustion.



The emission results indicate that torrefaction at 200 and 240 °C provides a suitable balance in terms of emission characteristics, suggesting that increasing the pretreatment temperature beyond 240 °C may not be necessary to achieve satisfactory combustion and emission performance of sugarcane bagasse in fluidized bed combustors. These model predictions are also in good agreement with previous studies that employed thermogravimetric analysis and

bench-scale combustion tests to investigate the effect of torrefaction on combustion behavior (Torres et al., 2027, Deng et al., 2026).

Conclusion

Predicting biomass combustion behavior and emission characteristics remains challenging because of the complex physicochemical composition of biomass and its potential to cause operational difficulties in combustion systems. In this study, a mathematical combustion model was developed to evaluate the combustion performance and gaseous emissions of raw and torrefied sugarcane bagasse in a 1 MWth bubbling fluidized bed combustor.

The model predictions indicated that NO_x emissions remained below the applicable EU emission limits, suggesting favorable performance with respect to nitrogen oxide release under the investigated operating conditions. On the other hand, the predicted SO_2 emissions for raw sugarcane bagasse exceeded the prescribed regulatory thresholds, highlighting the need for appropriate sulfur emission control measures. The incorporation of limestone or other suitable sorbents into the combustion system may provide an effective approach for sulfur capturing in raw sugarcane bagasse combustion.

Furthermore, the predicted dust emissions remained within the applicable EU limits. Overall, considering the emission characteristics, 200 and 240 °C were identified as suitable torrefaction temperatures indicating that higher pretreatment temperatures may not be necessary to achieve satisfactory combustion and emission performance of sugarcane bagasse in fluidized bed combustors.

Acknowledgement

Financial supports provided by Burdur Mehmet Akif Ersoy University through a research project MAKÜ-BAP-0957-YL-23 in aid of this research gratefully acknowledged.

References

Akyürek, Z. (2021) Torrefaction for Energy Valorization of Cattle Manure: Combustion Performance, Kinetics, Thermodynamics. Solid Fuel Chem. 55 (Suppl 1), S1–S10. https://doi.org/10.3103/S0361521921070028.

Altıntaş A. (2025) Conversion of Waste into Biofuel via Hydrothermal Carbonization Method, MSc. Thesis, Burdur Mehmet Akif Ersoy University.

Amjith L.R., Bavanish B. (2022) A review on biomass and wind as renewable energy for sustainable environment, Chemosphere 293, 133579, https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.133579

Anukam A. and Berghel J (2020) Biomass Pretreatment and Characterization: A Review. Biotechnological Applications of Biomass. IntechOpen, https://doi.org/10.5772/intechopen.93607

Anukam A.I., Matsakas L. (2026) Status overview of the torrefaction technology, its limitations, and prospective solutions: A reactor design and performance viewpoint. Fuel 406, 136723. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2025.136723

Deng S, Wang J, Li H, Yu B, Liao X, Li Z, Xu W, Yang X, Xu Z, Lv G and Ma W (2026) Torrefaction pretreatment of sugarcane bagasse coupled with pelletization for carbonaceous fuel production. Front. Chem. Eng. 8:1895081. https://doi.org/ 10.3389/fceng.2026.1895081

DIRECTIVE (EU) 2015/2193 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 25 November 2015 on

the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32015L2193

Du Z., Hu B., Ma X., Cheng Y., Liu Y., Lin X. (2013). Catalytic pyrolysis of microalgae and their three major components: carbohydrates, proteins, and lipids. *Bioresour. Technol*.130, 777–782. 10.1016/j.biortech.2012.12.115

Farooq S, Pans MA, Afilaka DT, Liu C.S.H. (2017) Experimental investigation of woody and non-woody biomass combustion in a bubbling fluidised bed combustor focusing on gaseous emissions and temperature profiles, Energy 2017, 141, 2069-2080. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.118.

International Energy Agency (IEA, Global Energy Review, 2026. https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/co2-emissions

Niu Y., Lv Y., Lei Y., Liu S., Liang Y., Wang D. (2019) Biomass torrefaction: properties, applications, challenges, and economy Renew Sustain Energy Rev, 115, 109395, 10.1016/j.rser.2019.109395

Ojo-kupoluyi O.J., Dele-Afolabi T.T., Tahi S.M. (2024) Harnessing sugarcane bagasse for bioenergy production: Current status, optimization, and future directions. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 72, 104074, https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.104074

Statistica, Total primary energy supply worldwide in 2022 with a forecast for 2030 to 2050 in a 1.5°C scenario, by source (in exajoules per year) https://www.statista.com/statistics/801881/global-total-energy-supply-by-source/?srsltid=AU7gw4WSrR9Y3cPtdh7-bCtzeBl8ImMG2_muaZwGc-pI9IxWFODWFqBa.

Tahir. H., Saad M., Shafi N., Muslim F. (2021) Adsorption: Fundamental Processes and Applications. Interface Science and Technology, 33, 211-278. ISSN: 10.1016/B978-0-12-818805-7.00004-7

Tobiasen L, Skytte R, Pedersen LS, Pedersen ST, Lindberg MA. (2007) Deposit characteristic after injection of additives to a Danish straw-fired suspension boiler. Fuel Process. Technol., 88, 1108-1117. https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2007.06.017

Torres M.J.E.J., Pio G.A., Ramos J.P.A., Ordoñez Y.J.R., Cieslinski J.E.F., Luna C.M.R. (2027) Linking physicochemical properties to combustion performance: Effects of torrefaction and briquetting on sugarcane bagasse. Biomass and Bioenergy, 2017, 110019. , https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2026.110019

World Bienergy Association, Global Bioenergy Statistics Report. https://www.worldbioenergy.org/uploads/251118%20GBSR.pdf

BÖLÜM 3

KARABÜK ÜNİVERSİTESİ KAMPÜSÜNDE ISO 41001 TESİS YÖNETİMİ YÖNETİM SİSTEMİ: UYGULANABİLİRLİK, FAYDALAR VE ÖNERİLER

EKREM SABIR GEZER[1]

Giriş

Üniversite kampüsleri, literatürde küçük ölçekli bir kent olarak nitelendirilmektedir. Karabük Üniversitesi (KBÜ) yedi yerleşkede yaklaşık 255 bin metrekare kapalı alan işletmektedir. Bu yapılı çevrede 39 bin öğrenci ve 2.155 personel eğitim ve çalışma faaliyetlerini sürdürmektedir (Karabük Üniversitesi [KBÜ], 2026b, s. 2, 18). Dersliklerin ısıtılması, laboratuvar güvenliği, yemekhane hijyeni, asansör bakımı ve kampüs aydınlatması süreklilik gerektiren destek hizmetleridir. Uluslararası literatürde bu hizmetlerin bütünü tesis yönetimi (facility management, FM) kavramı altında ele alınmaktadır. ISO 41011 tesis yönetimini, insanı, mekânı ve süreci yapılı çevre içinde bütünleştiren bir örgütsel işlev olarak tanımlamaktadır (International Organization for Standardization [ISO], 2024b).

[1] Öğr. Gör., Karabük Üniversitesi, Yenice Meslek Yüksekokulu, Motorlu Araçlar ve Ulaşım Teknolojileri Bölümü, Orcid: 0000-0003-4340-3662

Bu işlev için bir yönetim sistemi standardı geliştirilmiştir. ISO 41001:2018, Türkiye'de TS EN ISO 41001 adıyla 2018 yılından bu yana yürürlüktedir (Türk Standardları Enstitüsü [TSE], 2018). Standart, tesis yönetiminin kuruluşun ana faaliyetini nasıl destekleyeceğine ilişkin şartları belirlemektedir. Standart belgelendirmeye açıktır. Ancak Türkiye'de henüz hiçbir üniversite bu belgeye sahip değildir. Uluslararası ölçekte de örnekler sınırlıdır. RMIT Üniversitesi 2021 yılından bu yana belgelidir (RMIT University, 2024). Khalifa Üniversitesi 2023 yılında ISO 9001, ISO 55001 ve ISO 41001 belgelerini birlikte almıştır (SGS, 2023).

Bu çalışmada üç uygulamaya dönük soru ele alınmaktadır. KBÜ'nün standardın şartları karşısındaki mevcut durumu nedir? Standardın KBÜ'ye sağlayacağı faydalar nelerdir? Uygulamaya hangi adımlarla başlanmalıdır? Bu sorular KBÜ'nün kamuya açık kurumsal belgeleri üzerinden yanıtlanmıştır. Standardın maddeleri özelinde İlgili idarelerin faaliyet raporları, kurum iç değerlendirme raporları, kurumsal akreditasyon raporu, birim görev tanımları, iç kontrol ve risk belgeleri incelenmiştir.

Bir Tesis Olarak Kampüs: KBÜ'nün Tesis Profili

Karabük Üniversitesi 2007 yılında kurulmuştur. Merkez yerleşke (Kampüs) Balıklarkayası mevkiinde yer almaktadır. Kampüs dışında Safranbolu, Eskipazar, Yenice, Eflani, Organize Sanayi Bölgesi (KARORSAN) ve Ovacık lokasyonlarında meslek yüksek okulları bulunmaktadır (KBÜ, 2026a, s. 9–20). Merkez yerleşke kapalı alanın yüzde 74'ünü barındırmaktadır. Derslikler 44 bin metrekare, laboratuvar alanları toplamda 17 bin, spor alanları ise 35 bin metrekare düzeyindedir (KBÜ, 2026a, Tablo 1, s. 21). Kampüste yoğun olarak derslik, laboratuvar, ve konferans/toplantı salonları bulunmaktadır. Üniversiteye ait yurt ve hastane yoktur. Öğrencilerin barınma hizmeti KYK yurtlarıyla, sağlık hizmeti ise

afiliasyon protokolüyle karşılanmaktadır (KBÜ, 2026a, s. 87; KBÜ, 2026c, s. 43). Bahsi geçen veriler Tablo 1'de özetlenmektedir.

Tablo 1: KBÜ profili (2024–2025)

Gösterge	**Değer**	**Kaynak**
Yerleşke sayısı	7	KBÜ, 2026b, s. 2
Açık alan / kapalı alan	975.138 m² / 255.663 m²	KBÜ, 2026a, Tablo 1, s. 21
Öğrenci (2025) / uluslararası öğrenci	39.044 / 10.681 (91 ülke)	KBÜ, 2026b, s. 2
Personel (2025)	2.155 (1.165 akademik; 605 memur; 81 sözleşmeli; 304 işçi)	KBÜ, 2026b, s. 2
Eğitim mekânı	350 derslik, 28 bilgisayar lab., 171 lab., 48 atölye	KBÜ, 2026b, Tablo 5, s. 21
Yemekhane / kantin	13 / 19; yemek hizmeti ihale ile (65,3 milyon TL, 2025)	KBÜ, 2026c, s. 45; KBÜ, 2026d
Temizlik ve güvenlik işgücü	161 temizlik + 105 güvenlik sürekli işçi (kadrolu)	KBÜ, 2026b, Tablo 34, s. 47
Taşıt / iş makinesi	26 / 6	KBÜ, 2026b, Tablo 2–3, s. 19
Mal ve hizmet alımı harcaması (2025)	172,6 milyon TL; enerji alımları 66 milyon TL; bakım-onarım ≈ 9,2 milyon TL	KBÜ, 2026b, s. 126–127
Elektrik tüketimi / GES üretimi (2023)	4,81 GWh / 0,96 GWh (1 MW çatı GES)	KBÜ, 2024a, s. 12–13
Kamu binalarında enerji tasarrufu (2025)	%20,74 (hedef 2030'a kadar en az %30)	KBÜ, 2026c, s. 51
Yönetim sistemi belgeleri	ISO/IEC 27001 (Bilgi İşlem); Sıfır Atık Belgesi (2021); 6 TÜRKAK akredite laboratuvar	KBÜ, 2024a, s. 17; KBÜ, 2026c, s. 17, 54
YÖKAK kurumsal akreditasyon	Koşullu akreditasyon, 2026–2028	KBÜ, 2026j
UI GreenMetric	2024: 951. / 2025: 806. / 2026: 715. (dünya)	KBÜ, 2026c, s. 4; Gazete Birlik, 2026

Kaynak: KBÜ açık erişim kurumsal belgelerinden yazar tarafından derlenmiştir.

Üniversite tesis hizmetlerinin yönetimi başlıca altı birim arasında dağılmaktadır. Yapı İşleri ve Teknik Daire Başkanlığı (YİTDB) yapım işlerinden, büyük onarım, kazan daireleri, jeneratörler, havalandırma ve güneş enerjisi santralinden

sorumludur. Aynı birim Enerji Verimliliği Komisyonu'nun sekretaryasını da yürütmektedir (KBÜ, 2024b). İdari ve Mali İşler Daire Başkanlığı (İMİD) temizlik, güvenlik, elektrik ve yakıt ödemeleri, taşıtlar, lojmanlar ve Rektörlük asansörlerinin bakımından sorumludur (KBÜ, 2026e).

Sağlık Kültür ve Spor Daire Başkanlığı yemekhane ve kantin hizmetlerini yönetmektedir.

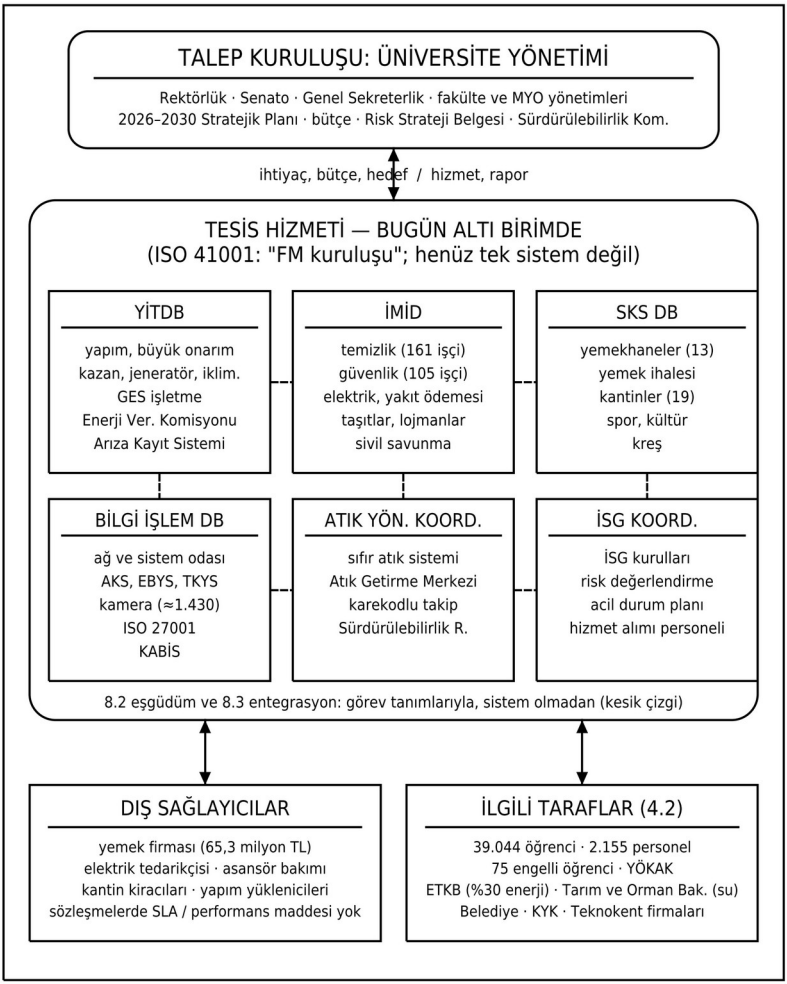
Bilgi İşlem Daire Başkanlığı arıza kayıt sistemini ve bina ağ altyapısını işletmektedir.

Atık Yönetimi ve Geri Dönüşüm Koordinatörlüğü 2024 yılında kurulmuştur.

İş Sağlığı ve Güvenliği Koordinatörlüğü ayrı bir yönerge kapsamında faaliyet göstermektedir (KBÜ, 2023).

Bu yapı kamu üniversiteleri için olağan bir işletme biçimidir. Standardın terminolojisiyle ifade edildiğinde KBÜ'de tanımlı bir "tesis yönetimi kuruluşu" bulunmamaktadır. Tesis hizmetleri yürütülmektedir, fakat tesis yönetimi yönetim sistemi işletilmemektedir. Şekil 1 mevcut yapıyı standardın talep kuruluşu–tesis yönetimi kuruluşu modeline yerleştirmektedir.

Şekil 1: KBÜ'de tesis hizmetinin bugünkü yapısı ve ISO 41001'in talep kuruluşu–FM kuruluşu modeli



Kaynak: KBÜ görev tanımları ve TS EN ISO 41001 (TSE, 2018) Giriş bölümüne dayanarak yazar tarafından AutoCAD ortamında çizilmiştir.

Bu yapıda ilk fark edilen, temizlik ve güvenlik hizmetlerinin dış kaynak kullanımı yoluyla değil, kurum içi işgücüyle

karşılanmasıdır. 2025 yılında 161 temizlik ve 105 güvenlik işçisi kadrolu olarak istihdam edilmektedir (KBÜ, 2026b, Tablo 34, s. 47). Bu durum pek çok kamu üniversitesinden farklılık göstermemektedir ve standardın "iç tesis yönetimi kuruluşu" modeline karşılık gelmektedir. Bir diğer husus, enerji ve sürdürülebilirlik alanında güçlü bir kurumsal birikimin varlığıdır. Üniversite bir megavat kurulu güçte çatı tipi güneş enerjisi santraline sahiptir. Üniversitelerarası enerji verimliliği yarışmasında birincilik elde etmiş ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'ndan üstün başarı belgesi almıştır (KBÜ, 2024a, s. 13; KBÜ, 2026a, s. 99). KBÜ, Yüksek Öğretim Kurulu tarafından temiz enerji alanında uzmanlaşan üniversite olarak belirlenmiştir. Bu birikim, standardın uygulanması için elverişli bir kurumsal zemin oluşturmaktadır.

Değerlendirme Yaklaşımı

Bu çalışmadaki değerlendirme belge analizine dayanmaktadır. Standardın maddeleri (4–10) tek tek ele alınmıştır. Her madde için KBÜ'de karşılık gelen uygulama araştırılmıştır. İncelenen belgeler şunlardır:

- 2024 ve 2025 İdare Faaliyet Raporları
- 2024 ve 2025 Kurum İç Değerlendirme Raporları
- YÖKAK Kurumsal Akreditasyon Raporu
- 2026–2030 Stratejik Planı ve Risk Strateji Belgesi
- Kamu İç Kontrol Standartlarına Uyum Eylem Planları
- Süreç Yönetimi El Kitabı
- YİTDB ve İMİD görev tanımları, hassas görev formları ve iş akış şemaları
- 2023 Sürdürülebilirlik Raporu

- İSG ve atık yönetimi yönergeleri.

Her maddeye üç seviye belirlenmiştir. "Var" ifadesi, şartın belgelenmiş bir uygulamayla karşılandığını göstermektedir. "Kısmen" ifadesi, uygulamanın bulunduğunu ancak tesis yönetimine özgü ya da sistematik olmadığını ifade etmektedir. "Yok" ifadesi, belgelerde karşılık bulunamadığını belirtmektedir. Bu yaklaşım, Kolombiya ve İspanya hastanelerinde uygulanan ISO 41001 tanı araçlarının sadeleştirilmiş bir uyarlaması olarak hazırlanmıştır (Madroñal-Ortiz et al., 2025). Belgelere yansımamış ya da belgelerine ulaşılamayan uygulamaların bulunması olasılığı göz ardı edilmez. Bu sebeple ortaya çıkan bulgular bir ön tanı niteliğindedir ve saha doğrulaması gerektirdiği bir gerçektir.

Uygulanabilirlik: ISO 41001 Maddeleri Karşısında KBÜ

Değerlendirmenin özeti Tablo 2'de sunulmaktadır. Yirmi üç alt maddenin ikisi "var", dördü "yok", on yedisi "kısmen" düzeyinde değerlendirilmiştir. Tablo, KBÜ'deki eksikliklerin uygulama seviyesinden ziyade sistem düzeyinde olduğunu ortaya koymaktadır. Maddeler aşağıda sırasıyla ele alınmaktadır.

Tablo 2: ISO 41001 maddeleri karşısında KBÜ'nün mevcut durumu

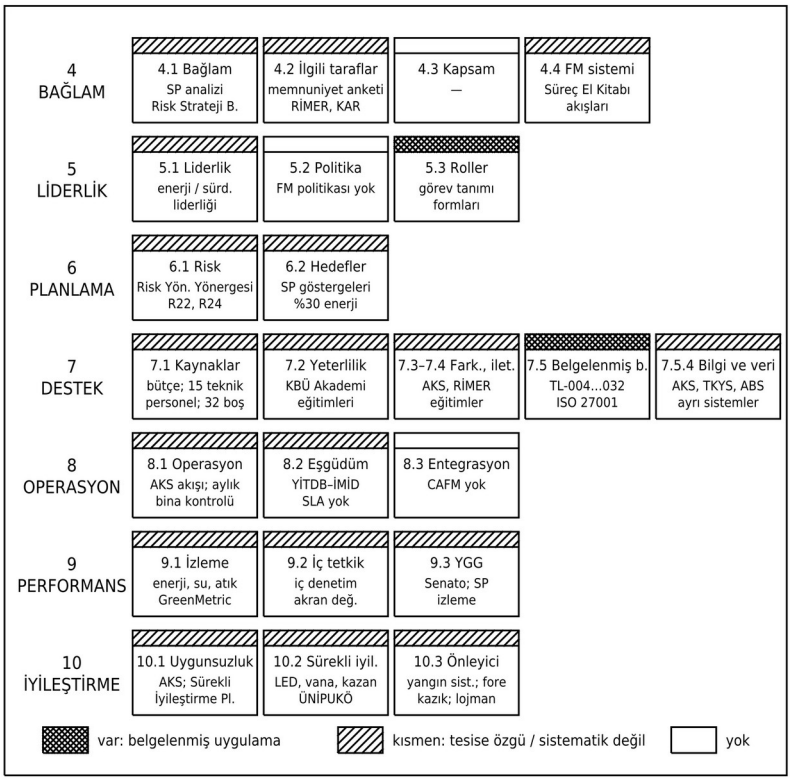
Madde	Durum	KBÜ'deki karşılığı (kanıt)	Boşluk
4.1 Bağlam	Kısmen	Stratejik planda PESTLE ve iç analiz; Risk Strateji Belgesi	Tesise özgü bağlam analizi bulunmamaktadır
4.2 İlgili taraflar	Kısmen	Öğrenci memnuniyet anketi (fiziki mekân %52); RİMER; akreditasyon saha bulguları	Talep kuruluşu–FM kuruluşu ayrımı tanımlı değildir
4.3 Kapsam	Yok	—	Tesis yönetimi tek bir sistem olarak tanımlanmamıştır
4.4 FM yönetim sistemi	Kısmen	Süreç El Kitabı'nda bakım-onarım, temizlik, güvenlik, peyzaj, taşıt, yemekhane akışları	Süreç akışları mevcut; sistem tanımlı değil

Madde	Durum	KBÜ'deki karşılığı (kanıt)	Boşluk
5.1 Liderlik	Kısmen	Rektörlük düzeyinde enerji ve sürdürülebilirlik liderliği	Tesis yönetimine ilişkin üst yönetim taahhüdü bulunmamaktadır
5.2 Politika	Yok	Sürdürülebilirlik, atık, bilgi güvenliği politikaları mevcut	Tesis yönetimi politikası bulunmamaktadır
5.3 Roller	Var	Görev tanımı, hassas görev ve organizasyon şeması formları (UNİKA-FRM)	—
6.1 Risk	Kısmen	Risk Yönetimi Yönergesi; Risk Strateji Belgesi'nde fiziki alan (R24), altyapı yatırımı (R22), afet riskleri	Tesis risk envanteri bulunmamaktadır
6.2 Hedefler	Kısmen	SP göstergeleri: öğrenci başına kapalı alan, GES üretimi, GreenMetric; %30 enerji hedefi	Bakım, arıza süresi, kullanılabilirlik hedefi bulunmamaktadır
7.1 Kaynaklar	Kısmen	Bütçe kalemleri; Bakım Onarım Şubesi 15 teknik personel; teknik kadro 95 dolu / 32 boş	Personel yetersizliği beyanı (İMİD)
7.2 Yeterlilik	Kısmen	KBÜ Akademi eğitimleri (yangın, GES, kamera, TKYS)	Tesis yetkinlik matrisi bulunmamaktadır
7.3–7.4 Farkındalık, iletişim	Kısmen	Tasarruf ve sıfır atık eğitimleri; AKS; RİMER; EBYS	Enerji/su farkındalığı riski kayıtlıdır
7.5 Belgelenmiş bilgi	Var	Numaralı görev tanımı, talimat (TL-004…TL-032) ve iş akışı sistemi; ISO 27001	—
7.5.4 Bilgi ve veri	Kısmen	AKS, TKYS, ABS, EBYS ayrı sistemlerde; KABİS geliştirilmektedir	Bütünleşik tesis verisi bulunmamaktadır
8.1 Operasyon	Kısmen	Bakım Onarım iş akışı ve talimatları; aylık bina kontrolü; sivil savunma planları	Periyodik bakım programı belgesine ulaşılamamıştır

Madde	Durum	KBÜ'deki karşılığı (kanıt)	Boşluk
8.2 Eşgüdüm	Kısmen	YİTDB–İMİD ortak görevler; büyük/küçük onarım ayrımı; dış sağlayıcılar (yemek, elektrik)	Hizmet düzeyi anlaşması bulunmamaktadır
8.3 Entegrasyon	Yok	—	CAFM/IWMS bulunmamaktadır; hizmetler ayrı birimlerdedir
9.1 İzleme, ölçme	Kısmen	Elektrik, su, atık, karbon verileri (2023); GreenMetric; memnuniyet anketleri	Tesis gösterge seti yok; 2024–2025 nicel verisi yayımlanmamıştır
9.2 İç tetkik	Kısmen	İç denetim; kurum içi akran değerlendirme (2024, 2025)	Tesis yönetimine özgü tetkik bulunmamaktadır
9.3 Yönetimin gözden geçirmesi	Kısmen	Senato değerlendirmeleri; altı aylık SP izleme; İç Kontrol İzleme ve Yönlendirme Kurulu	Tesis yönetimi girdi/çıktıları tanımlı değildir
10.1 Uygunsuzluk	Kısmen	AKS: arıza kaydı → görevlendirme → rapor; Sürekli İyileştirme Planı	Kök neden analizi bulunmamaktadır
10.2 Sürekli iyileştirme	Kısmen	LED, termostatik vana, kazan yenileme, EKB; ÜNİPUKÖ süreç kartları (2026)	Tesis yönetimi iyileştirme döngüsü tanımlı değildir
10.3 Önleyici faaliyet	Kısmen	Yangın sistemleri büyük onarımı; fore kazık; lojman karot ve tahliye	Bina bazlı önleyici bakım programı bulunmamaktadır

Kaynak: KBÜ, 2024a, 2024b, 2026a, 2026b, 2026c, 2026e, 2026f; YÖKAK, 2026. Yazar değerlendirmesi.

Şekil 2: KBÜ'nün ISO 41001 madde haritasındaki konumu



Kaynak: Tablo 2'ye dayanarak AutoCAD ortamında çizilmiştir.

Bağlam başlığı olan kuruluşun bağlamı ve ilgili taraflar (madde 4) maddesinini incelenmesiyle başlanılmıştır. KBÜ'nün 2026–2030 Stratejik Planı kapsamlı bir iç/dış husus analizi içermektedir (KBÜ, 2025). Risk değerlendirmesi kapsamında hazırlanan Risk Strateji Belgesi, fiziki alan yetersizliğini ve altyapı yatırımlarının gerçekleştirilememesini yüksek düzeyli risk olarak kaydetmektedir (KBÜ, 2026g, s. 52–55). Öğrenci memnuniyet anketinde fiziki mekânlar yüzde 52 ile en düşük puanlı husus olarak belirlenmiştir; kütüphane yüzde 73, yemekhane yüzde 65 seviyesindedir (KBÜ, 2026c, s. 46). Akreditasyon değerlendirme

takımı spor tesislerini yetersiz bulmuş, kampüs içi ulaşım ve medikososyal merkez taleplerini kaydetmiştir (YÖKAK, 2026, s. 23–24, 37–38). Bu bulgularla, ilgili tarafların beklentilerinin kurumsal belgelere yansıdığını görmekteyiz. Ancak bu veriler bir tesis yönetimi yönetim sisteminin girdisi olarak tanımlanmamıştır. Standardın 4.3 maddesinde öngörülen kapsam tanımı bulunmamaktadır. Kapsamın yalnızca merkez yerleşkeyle mi sınırlı olduğu, kampüs dışı yerleşkeleri kapsayıp kapsamadığı belirsizdir. Bu durum, tesis yönetiminin bir sistem olarak değil, bir dizi görev olarak ele alındığını göstermektedir.

Liderlik maddesinde Liderlik ve politika (madde 5) incelendiğinde şu bulgular ortaya çıkmıştır. KBÜ'de roller ve sorumluluklar açık biçimde tanımlanmıştır. Her birimin görev tanımı, hassas görev formu ve organizasyon şeması bulunmaktadır. Bu durum standardın 5.3 maddesini doğrudan karşılamaktadır. Üst yönetim enerji ve sürdürülebilirlik alanında görünür bir liderlik sergilemektedir. Sürdürülebilirlik Yönetim Komisyonu kurulmuş ve yıllık sürdürülebilirlik raporu yayımlanmıştır (YÖKAK, 2026, s. 4–5). Ancak yine bir tesis yönetimi politikası bulunmamaktadır. Çevresel sürdürülebilirlik, atık yönetimi ve bilgi güvenliği politikaları mevcuttur. Tesis hizmetinin amacını, kapsamını ve üst yönetim taahhüdünü ortaya koyan herhangi bir belge yoktur. Standardın 5.2 maddesi ise yazılı hale getirilmiş belge şartı koşmaktadır. Politika olmadan hedef, hedef olmadan performans göstergesi oluşturulamaz.

6.Madde Planlama kapsamında Risk ve hedefler (madde 6) değerlendirilmiştir. Risk yönetimi altyapısı kuruluşta güçlüdür. KBÜ Yönergesiyle, risk koordinatörleri, birim risk ekipleri ve beş yıllık risk strateji belgesi tanımlanmıştır(KBÜ, 2021; KBÜ, 2026g). Kuruluşta tesisle ilgili riskler bu belgede yer almaktadır. Bununla birlikte 2024 eylem planında risklere yönelik eylem planlarının henüz oluşturulmadığı belirtilmektedir (KBÜ, 2024c). Stratejik

planda tesisle (üniversite) ilgili dört gösterge bulunmaktadır. Birincisi öğrenci başına kapalı alan, ikincisi öğrenci başına eğitim alanı, üçüncüsü güneş enerjisi üretimi ve sonuncusu GreenMetric sıralaması. 2024 yılında öğrenci başına kapalı alan 6,69 metrekareye ulaşmış ve hedef aşılmıştır (KBÜ, 2026a, s. 156).Ancak burada öğrenci sayısının azalmasından mı yoksa yeni inşaa süreçlerinden mi bu hedef gerçekleşmesi sağlanmıştır bilinememektedir. Kümülatif güneş enerjisi üretimi 6.787 megavat-saat düzeyindedir (KBÜ, 2026b, s. 168). Kamu binalarında enerji tasarrufu 2025 yılında yüzde 20,74 olarak gerçekleşmiştir; 2030 hedefi yüzde 30'dur (KBÜ, 2026c, s. 51). Bu göstergeler niteliklidir ancak tümü alan ve enerji göstergesidir. Yani arıza giderme süresi, planlı bakım oranı ve ekipman kullanılabilirliği gibi tesis performansı göstergeleri belirlenmemiştir. Standardın 6.2 maddesi bu başlıklardan ölçülebilir ve ulaşılabilir hedefleri şart koşmaktadır.

Standardın sıradaki maddesi “Destek”dir (madde 7). 2025 yılında mal ve hizmet alımlarına 172,6 milyon TL harcanmıştır. Bu tutarın 66 milyon TL'si enerji alımlarına aittir. Bakım ve onarım harcamaları yaklaşık 9,2 milyon TL düzeyindedir (KBÜ, 2026b, s. 126–127). Enerji harcaması bakım harcamasının yaklaşık yedi katıdır. Bu oran tek başına bir öncelik sıralamasına işaret etmektedir. Teknik hizmetler sınıfında 95 dolu ve 32 boş kadro bulunmaktadır (KBÜ, 2026a, s. 50). İdair Mali İşler Dairesi kendi raporunda güvenlik, çevre temizliği ve araç bakımı alanlarında personel yetersizliğini beyan edip raporlamıştır (KBÜ, 2026e, s. 28). Yeterlilik, yetkinlik açısından KBÜ Akademi hizmet içi eğitimler düzenlemektedir. Bunlardan örnek olarak yangın riskleri, güneş enerjisi sistemleri ve kamera sistemleri eğitimleri gösterilebilir (KBÜ, 2026h). Ancak bir tesis yetkinlik matrisi ya da benzer bir matris bulunmamaktadır. Dokümante edilmiş bilgi açısından ise yapı sağlam ve güçlüdür. Görev tanımları, talimatlar ve iş akışları numaralandırılmış bir doküman sistemi içinde yer almaktadır.

Jeneratör, kesintisiz güç kaynağı, kazan dairesi ve temizlik için çalışma talimatları kurum web sayfasında yazılı olarak yayımlanmaktadır (KBÜ, 2024d). ISO/IEC 27001 Bilgi Güvenliği Standartı doküman kontrolü kültürünü kuruma kazandırmıştır. Burada da temel boşluk veri yönetimindedir. Arıza kayıtları, taşınır kayıtları, araç bilgileri ve belge yönetimi ayrı sistemlerde tutulmaktadır. YÖKAK Akreditasyon raporu bilgi yönetim sisteminin sınırlı olduğunu ve yazılımların bütünleşik olmadığını, tespit etmiştir (YÖKAK, 2026, s. 9, 35–36). Standardın 7.5.4 maddesi ise böyle bir bütünleşmeyi şart koşmaktadır.

Sahada uygulanması gereken çalışmalar ise standardın Operasyon (madde 8) başlığında incelenmiştir. Bakım ve onarım süreçleri tanımlanmıştır. Aktif olarak Arıza Kayıt Sistemi işletilmektedir. Arıza Kayıt Süreci talep, görevlendirme, keşif, arıza giderme ve raporlama adımlarından oluşmaktadır (KBÜ, 2026f). Binaların aylık kontrolünü Hassas görev formu ile değerlendirilmektedir. Bu uygulamalar standardın 8.1 maddesinin reaktif (düzeltici) bakım beklentisini karşılamaktadır. Planlı (önleyici) bakım çalışmaları ise belgelerde yoktur. Asansör, kazan, jeneratör ve yangın sistemleri için bir periyodik bakım takvimine açık kaynaklarda ulaşılamamıştır. Bu kontroller mevzuat gereği yürütülüyor olabilir; ancak yayımlanmış bir program bulunmamaktadır. İki birim arasında görev tanımı düzeyinde eşgüdüm kurulmuştur. Enerji, ısıtma ve su sistemleri YİTDB ile İMİD'in ortak sorumluluğundadır. Tedarikçilerle ilişki ihale sözleşmesiyle sınırlıdır. Öğrenci ve Personele verilen yemek hizmeti 65 milyon TL tutarında bir ihaleyle temin edilmektedir (KBÜ, 2026d). Burada da bir hizmet düzeyi anlaşması ya da performans göstergesi belgelerde yer almamaktadır. Hizmetler altı birime dağılmış durumdadır. Tesis, varlık ve hizmet bilgileri ayrı sistemlerde tutulmaktadır. Bilgisayar destekli tesis yönetimi

(CAFM) yazılımı bulunmamaktadır. Bunun sonucunda Entegrasyon (8.3) KBÜ'nün en belirgin boşluğunu oluşturmaktadır.

Yapılan çalışmaların kontrol mekanizması performans değerlendirme ve iyileştirme (madde 9–10) başlıkları ile sağlanır. KBÜ ölçme faaliyetleri yürütmektedir. Elektrik tüketimi, su tüketimi, karbon ayak izi ve atık miktarı verilerini içeren Sürdürülebilirlik Raporu mevcuttur (KBÜ, 2024a, s. 12–15). GreenMetric sıralamasında KBÜ üç yılda 236 basamak yükselmiştir (Gazete Birlik, 2026). Memnuniyet anketleri düzenli olarak kurum içi sistemler vasıtasıyla uygulanmaktadır. Ancak bu ölçümlerde tesis performans yapısı henüz oluşmamıştır. İç tetkik faaliyetleri iç denetim ve kurum içi akran değerlendirmesi yoluyla yürütülmektedir (KBÜ, 2026c, s. 21). Yönetimin gözden geçirmesi faaliyeti Senato değerlendirmeleri ve altı aylık stratejik plan izlemesiyle karşılanmaktadır. Bu mekanizmalar standardın öngördüğü girdi ve çıktıları içermez. İyileştirme açısından KBÜ'nün enerji ve inşaat kalemlerinde somut uygulamaları bulunmaktadır: LED dönüşümü, 2.012 termostatik vana, kazan yenileme, yangın sistemleri büyük onarımı, lojmanların deprem değerlendirmesi ve tahliyesi, toprak kaymasına karşı fore kazık uygulaması (KBÜ, 2024a, s. 12–13; KBÜ, 2026b, s. 23, 105, 129). Bu uygulamalar önleyici faaliyet niteliğindedir. Her biri ayrı bir karar olarak alınmıştır ancak bir önleyici bakım programından türetilmemiştir. 2026 iç kontrol eylem planı ÜNİPUKÖ yazılımıyla süreç kartlarının oluşturulmasını hedeflemektedir (KBÜ, 2026i). Bu hedef, standardın 10. maddesine geçiş için uygun bir zemin oluşturmaktadır.

Değerlendirmenin genel sonucu şu şekilde özetlenebilir. KBÜ, standardın öngördüğü bileşenlerin çoğuna sahiptir. Görev tanımları, doküman sistemi, risk yönetimi, iç kontrol, arıza süreci ile enerji ve çevre ölçümleri mevcuttur. Ancak dört bileşenin eksikliği giderilmelidir. Bunlar; tesis yönetimi politikası ve kapsamı; tesis

performansı gösterge seti; planlı bakım programı; hizmetleri tek çatı altında toplayan bir entegrasyon mekanizmasıdır. Bu dört eksiklik uluslararası örneklerle kıyaslandığında Kosta Rika'da bir teknoloji üniversitesinin tanısında en düşük puanlar farkındalık, eşgüdüm ve iç tetkik maddelerinde gözlenmiştir (Solano Quesada, 2019, s. 111). Malezya'da ise bir laboratuvar binası "operasyonel olarak yetkin ancak reaktif" olarak değerlendirilmiştir (Roslizuri & Abdul Rahman, 2026, s. 94). KBÜ'nün durumu da benzer biçimde tanımlanabilir. KBÜ'de operasyonel kapasite mevcut, yönetim sistemi ise eksiktir.

ISO 41001'in KBÜ Açısından Beklenen Faydaları

ISO 41001 standardının sağlayacağı fayda aslında soyut bir kalite iddiasıyla sınırlı değildir. KBÜ özelinde altı somut kazanım tanımlanabilmektedir (Tablo 3).

Birinci kazanım, yasal yükümlülüklerin takibinin tek bir yönetim sisteminde bütünleştirilmesidir. KBÜ bugün en az dört ayrı yükümlülük altındadır. Kamu binalarında 2030 yılına kadar yüzde 30 enerji tasarrufu sağlanması zorunludur (Cumhurbaşkanlığı, 2023). Üniversite kampüsleri için beş yıl içinde yeşil su verimliliği belgesi alınması öngörülmektedir (Su Verimliliği Yönetmeliği, 2024, md. 7). Sıfır atık yönetim sisteminin sürdürülmesi ve iş sağlığı ve güvenliği kurullarının işletilmesi zorunludur. Her yükümlülük ayrı plan, ayrı izleme ve ayrı raporlama gerektirmektedir. Enerji için Enerji Yönetim Birimi, atık için Koordinatörlük, İSG için ayrı bir Koordinatörlük kurulmuştur. ISO 41001 bu dört döngüyü tek bir planla–uygula–kontrol et–önlem al (PUKÖ) çevrimine bağlayabilmektedir. Üst düzey yapı (High Level Structure), yönetim sistemlerinin tek bir bütünleşik sistemde birleştirilmesini, entegrasyonunu kolaylaştırmaktadır (Francisco et al., 2024). ISO/IEC 27001 için kurulan doküman ve tetkik altyapısından vazgeçilmeyecek aksine yeniden kullanılabilecektir. Böylece dört

ayrı sistem yerine tek entegre bir sistem, dört ayrı rapor yerine tek entegre bir yönetimin gözden geçirmesi mümkün olmaktadır.

İkinci kazanım kurumsal akreditasyon sürecine katkı sağlamasıdır. YÖKAK, KBÜ'ye 2026–2028 dönemi için koşullu akreditasyon vermiştir (KBÜ, 2026j). Raporda gelişmeye açık yönler arasında süreç kartlarının eksikliği, bilgi sistemlerinin bütünleşik olmaması ve tesis kapasitesi sayılmaktadır. YÖKAK'ın A.3 ölçütü, kurumun "kaynakları ile süreçlerini yönetmek üzere bir sisteme sahip" olmasını öngörmektedir (YÖKAK, t.y.). ISO 41001 tam olarak bu nitelikte bir sistemdir ve kaynakların ve süreçlerin yönetimi için tasarlanmıştır. Bir tesis yönetimi yönetim sistemi, 2028 yeniden değerlendirmesinde A.3 ve B.3 ölçütleri için doğrudan kanıt üretebilecektir.

Üçüncü kazanım bütçe taleplerinin veriye dayandırılmasıdır. Bakım ve onarıma ayrılan pay 9,2 milyon TL, enerjiye ayrılan pay ise 66 milyon TL düzeyindedir. Spor kompleksi inşaatı iki kez fesih nedeniyle tamamlanamamıştır; tamamlanma maliyeti 207 milyon TL olarak hesaplanmakta ve ödenek yetersiz kalmaktadır (KBÜ, 2026b, s. 105). Risk belgesi altyapı yatırımlarının gerçekleştirilememesini yüksek düzeyli risk olarak değerlendirmektedir. Bu şartlarda tesis biriminin bütçe talebini veriyle gerekçelendirmesi zorunludur. Standardın 9.1 maddesi finansal ve finansal olmayan göstergelerin birlikte izlenmesini şart koşar. Ertelenmiş bakım maliyetleri, planlı bakım tasarrufları ve arıza sıklığı gibi veriler bir sistem mevcutsa toparlanabilir. Amerika Birleşik Devletleri'nde üniversitelerin ertelenmiş yenileme birikiminin brüt metrekare başına 156 dolara ulaşmasını yapısal yatırım eksikliğiyle açıklanmaktadır (Gordian, 2026).

Dördüncü kazanım ise hizmet tutarlılığıdır. Temizlik ve güvenlik hizmetleri kadrolu personelle, yemek hizmeti dış kaynak kullanımıyla, asansör bakımı ise hizmet alımıyla yürütüldüğünden bahsedilmiştir. Bu üç hizmet üç ayrı yönetim biçimiyle

ilerlemektedir. Standardın 8.1 maddesi tüm hizmetler için hizmet seviyesi tanımlarını şart koşar. Dersliklerin temizlik sıklığı, arıza giderme süresi ve yemekhane hijyen denetim ölçütleri bu tanımlarla yazılı hale gelmelidir. Öğrenci memnuniyet anketinde fiziki mekânların en düşük puanı (yüzde 52) almasını bu bağlamda değerlendirmek gerekir. Tesis kalitesinin öğrenci memnuniyetinin anlamlı bir belirleyicisi olduğunu Norveç ve Finlandiya üniversitelerinde görmekteyiz (Hanssen & Solvoll, 2015; Kärnä & Julin, 2015). Derslik iç mekan kalitesinin öğrenme performansını doğrudan etkilediği ile ilgili deneysel olarak ortaya konmuş çalışmalar mevcuttur (Sarbu & Pacurar, 2015). Tüm bunlar tesis yönetiminin üniversitenin ana faaliyeti olan eğitim öğretim hizmetlerinin dışında değil, tam merkezinde ana faaliyetin altyapısı olduğunu göstermektedir.

Beşinci kazanım kurumsal belleğin korunmasını sağlamasıdır. Standardın 7.5.4 ve 7.6 maddeleri tesis bilgisinin ve kurumsal bilginin sistemde tutulmasını beklemektedir.

Altıncı kazanım ise kurumsal görünürlüktür. KBÜ GreenMetric sıralamasında ve başka metriklerde yükselmektedir. Temiz enerji alanında ihtisaslaşan üniversite statüsünü elinde tutmakta ve sürdürülebilir, iklim dostu kampüs pilot uygulamasına dâhildir. Türkiye'de henüz hiçbir üniversitenin sahip olmadığı bir belge (ISO 41001) bu profili tamamlayacaktır. RMIT Üniversitesi, tesis yönetimi ve varlık yönetimi standartlarını birlikte uygulayarak kampüs stratejisini belgelendirmiş bir üniversitedir (RMIT University, 2024). Belgelendirme, sıralamalardan farklı olarak bağımsız üçüncü taraf doğrulamasına dayanmaktadır.

Tablo 3: KBÜ için beklenen kazanımlar, göstergeleri ve ilgili maddeler

Kazanım	KBÜ'deki dayanak	İzlenecek gösterge	Madde
Yükümlülüklerin tek sistemde bütünleştirilmesi	%30 enerji hedefi; yeşil su belgesi; sıfır atık; İSG	Dört yükümlülük için tek plan ve tek yönetimin gözden geçirmesi	4.3, 6.2, 9.3
Akreditasyon kanıtı	Koşullu akreditasyon 2026–2028; A.3 ve B.3 ölçütleri	2028 değerlendirmesinde süreç kartı ve bütünleşik bilgi sistemi	4.4, 7.5.4
Bütçe taleplerinin veriye dayandırılması	Bakım 9,2 / enerji 66 milyon TL; R22 yüksek risk	Ertelenmiş bakım birikimi (TL/m²); planlı bakım oranı	7.1, 9.1
Hizmet tutarlılığı	Fiziki mekân memnuniyeti %52	Hizmet düzeyi tanımları; arıza giderme süresi; memnuniyet	8.1, 8.2
Kurumsal belleğin korunması	32 boş teknik kadro; kişiye bağlı bilgi	Bina ve ekipman kütüğü; bakım geçmişi	7.5.4, 7.6
Kurumsal görünürlük	GreenMetric 715.; ihtisaslaşan üniversite; pilot kampüs	Türkiye'de ilk ISO 41001 belgeli üniversite	4.1, 10.2

Kaynak: Yazar tarafından derlenmiştir.

Karşı görüşler de dikkate alınmalıdır. Standart ek doküman yükü getirebilmektedir. Endülüs hastanelerinde yöneticiler, sistemin "faydadan çok bürokratik formalite" üretebileceği yönünde kaygı belirtmiştir (Madroñal-Ortiz et al., 2022, s. 26). Yükseköğretimde ISO 9001 deneyimi de benzer bir iş yükü riskine işaret etmektedir (Kamusoko, 2020). KBÜ'de bu riskin daha düşük olduğunu değerlendirebiliriz. Kamu Üniversitesi ve köklü bir geçmişe sahip olması doküman sisteminin hâlihazırda mevcudiyetinin varlığı görülmektedir. Standart yeni belgelerden ziyade mevcut belgeleri bütünleştiren bir çatı olarak değerlendirilmelidir. İkinci karşı görüş maliyetle ilgilidir. ISO 41001 Standartı Bağımsız belgelendirme

kuruluşları tarafından denetlenerek belgelendirilmektedir. Belgelendirme ücreti, danışmanlık ve yazılım giderleri bütçe kalemi olarak ortaya çıkacaktır ancak kazanımlarının avantajları üzerine karar vermek zor olmayacaktır. Üçüncü karşı görüş insan kaynağına ilişkin olandır. Teknik kadro yeterliliği önemli bir konudur ve sistem kurulumu ek iş yükü anlamına gelmektedir. Bu üç karşı görüş üzerine aşamalı bir yol haritası ve çözümler üretilebilir.

Öneriler: KBÜ için Bir Yol Haritası

KBÜ için önerilen yol haritası üç aşamalıdır (Tablo 4). Birinci aşama altı ay sürmektedir ve ek bütçe gerektirmemektedir. Bu aşamada Rektörlük bir tesis yönetimi politikası yayımlamyacaktır. Politika, sürdürülebilirlik politikasıyla aynı biçimde tek sayfalık bir belge olarak hazırlanabilir. Sistemin kapsamı mutlaka belirlenmelidir. İlk olarak merkez yerleşke, sonrasında ise diğer yerleşkeler kapsama dahil edilmelidir. YİTDB ve İMİD'in tesis görevleri tek bir sorumluluk matrisinde birleştirilmelidir. Mevcut göstergelere sırayla yazılı olan performans göstergeleri eklenmektedir. Bunlar; arıza giderme süresi, planlı bakım oranı, asansör ve jeneratör kullanılabilirliği, metrekare başına enerji tüketimi ve metrekare başına bakım harcamasıdır. Bu göstergelerin verisi hâlihazırda üretilmektedir, fakat sistematik olarak toplanmamaktadır. Bu aşamada standardın metni yeterlidir ve dış danışmanlık ihtiyacı görünmez.

İkinci aşama altıncı ile on sekizinci aylar arasını kapsar. Bu aşamada periyodik bakım programı hazırlanmalıdır. Asansör, kazan, jeneratör, yangın sistemleri ve iklimlendirme için yasal kontrol tarihleri tek bir takvimde birleştirilerek takip edilmelidir. Bina ve ekipman envanteri oluşturulmalı ve Arıza Kayıt Sistemi bu envanterle ilişkilendirilmelidir. Yemek, asansör bakımı ve elektrik tedariki sözleşmelerine hizmet düzeyi maddeleri mutlaka eklenmelidir. Enerji Yönetim Birimi, Atık Koordinatörlüğü ve İSG

Koordinatörlüğü ortak bir yıllık gözden geçirme toplantısı düzenlemelidir. ÜNİPUKÖ süreç kartları öncelikle tesis süreçleri için doldurulmalıdır ve bu aşamada bir öz-değerlendirme gerçekleştirilmelidir. Fransız araştırmacılar tarafından geliştirilen 88 ölçütlü araç gibi öz-değerlendirme araçları ücretsiz olarak erişilebilirdir (Laaroussi et al., 2023). Öz-değerlendirme, boşluk analizi sonucu, belgelendirmeye gerek olup olmadığını ortaya çıkacaktır.

Üçüncü aşama on sekizinci ile otuz altıncı aylar arasını kapsamaktadır. Bu aşamada iki seçenek bulunmaktadır. Birinci seçenek üçüncü taraf belgelendirmedir. Türkiye'de ISO 41001 kapsamında TÜRKAK akreditasyonlu belgelendirme kuruluşu bulunmadığından belge yabancı akreditasyonlu bir kuruluştan alınmaktadır. İkinci seçenek tedarikçi uygunluk beyanıdır. ISO/IEC 17050-1 uyarınca kuruluş standarda uygunluğunu kendisi beyan etmektedir. Belgelendirme görünürlük sağlarken uygunluk beyanı maliyet gerektirmemektedir. KBÜ için önerilen sıralama şu şekildedir: önce uygunluk beyanı, ulusal akreditasyon altyapısı oluştuğunda belgelendirme. Bu aşamada Safranbolu yerleşkesi ikinci kapsam olarak sisteme dâhil edilmektedir. Safranbolu'nun tarihi doku içindeki binaları, önceki bölümlerde ele alınan koruma–erişilebilirlik ilişkisi açısından ayrı bir sınama alanı oluşturmaktadır.

Tablo 4: KBÜ için önerilen yol haritası

Aşama	Eylem	Sorumlu	Çıktı
1 (0–6 ay)	Tesis yönetimi politikası; kapsam (merkez yerleşke); sorumluluk matrisi; beş tesis performans göstergesi	Rektörlük; Genel Sekreterlik; YİTDB; İMİD; Strateji Geliştirme DB	Politika belgesi; gösterge tablosu; SP izleme raporuna ek
1 (0–6 ay)	Tesis bağlam ve ilgili taraf analizi; tesis risk envanteri (Risk Strateji Belgesi'ne ek)	YİTDB; İdare Risk Koordinatörü	Risk kaydı güncellemesi
2 (6–18 ay)	Periyodik bakım programı; bina ve ekipman kütüğü; AKS bağlantısı	YİTDB; Bilgi İşlem DB	Bakım takvimi; kütük veri tabanı
2 (6–18 ay)	Sözleşmelere hizmet düzeyi maddeleri (yemek, asansör, elektrik)	SKS DB; İMİD; Hukuk Müşavirliği	Şartname ekleri
2 (6–18 ay)	Enerji, atık, İSG ve tesis için ortak yıllık gözden geçirme; ÜNİPUKÖ tesis süreç kartları	Kalite Koordinatörlüğü; Sürdürülebilirlik Komisyonu	Gözden geçirme tutanağı; süreç kartları
2 (6–18 ay)	Öz-değerlendirme (ISO 41001 madde 4–10)	Kalite Koordinatörlüğü; YİTDB	Boşluk raporu
3 (18–36 ay)	Uygunluk beyanı (ISO/IEC 17050-1) ya da belgelendirme; Safranbolu yerleşkesinin kapsama alınması	Rektörlük; Kalite Koordinatörlüğü	Uygunluk beyanı / belge
3 (18–36 ay)	Bilgisayar destekli tesis yönetimi (CAFM) yazılımı değerlendirmesi; KABİS ile bütünleşme	Bilgi İşlem DB; YİTDB	Bütünleşik tesis verisi

Kaynak: Yazar tarafından derlenmiştir.

Yol haritası temelde üç ilkeye dayanmaktadır. Birinci ilke mevcut yapının yeniden kurulmamasıdır. KBÜ'nün doküman sistemi, risk yönetimi, iç kontrol altyapısı ve enerji birikimi zaten mevcuttur ve standardın üzerine inşa edileceği zemini oluşturmaktadır. İkinci ilke zorunluluk doğmadan başlanmasıdır. Enerji tasarrufu hedefi ve mavi su, yeşil su belgesi mevzuat gereği

zaten karşılanmak durumundadır ve bunların sistemin ilk hedefleri olarak tanımlanması ek iş yükü yaratmayacaktır. Üçüncü ilke belgenin amaç değil sonuç olarak görülmesidir. Standardın değeri belgede değil, kurduğu yönetim döngüsünde yani işlevselliğinde yatmaktadır.

Sonuç

Bu çalışmada ISO 41001'in KBÜ'de uygulanabilirliği erişilebilen açık kaynaklı kurumsal belgeler üzerinden değerlendirilmiştir. KBÜ standardın bileşenlerinin önemli bir bölümüne sahiptir. Roller tanımlanmış, dokümanlar numaralandırılmış, riskler kayıt altına alınmış, enerji ve çevre verileri ölçülmektedir. Eksik olan ise bütünleştirici bir çatıdır. Tesis yönetimi politikası, tesis performans göstergeleri, planlı bakım programı ve hizmetlerin entegrasyonu bu çatıdır. Bu dört eksiklik uluslararası tanı çalışmalarında da gözlenen eksikliklerle örtüşmektedir. Standardın KBÜ'ye sağlayacağı kazanımlar yükümlülüklerin tek sistemde bütünleştirilerek entegre olması, akreditasyon kanıtı olarak destek vermesi, bütçe taleplerinin veriye dayandırılması, hizmet tutarlılığı, kurumsal belleğin korunması ve kurumsal görünürlük olarak sıralanmaktadır. Önerilen üç aşamalı yol haritasında ise ek bütçe gerekmemektedir. KBÜ, temiz enerji alanındaki birikimiyle, Türkiye'de ISO 41001'i kampüs ölçeğinde uygulayan ilk üniversite olma potansiyeline ve fırsatına sahiptir. Bu değerlendirmeler belge analizine dayanmaktadır. Detaylı çalışmalar için teknik personelle yapılacak görüşmeler ve saha doğrulaması değerli olacaktır.

Kaynakça/References

Kamu binalarında enerji tasarrufu (Genelge No. 2023/15). Resmî Gazete, 4 Kasım 2023, Sayı 32359 (2023). Cumhurbaşkanlığı.

Francisco, F. E., Costa, A. C. F., Sampaio, P., Domingues, P., & de Oliveira, O. J. (2024). Implementation and improvement of Integrated Management Systems: Recommendations for their adaptation to the ISO High-Level Structure. *Cleaner Environmental Systems*, *15*, 100227. https://doi.org/10.1016/j.cesys.2024.100227

Gazete Birlik (2026). *Karabük Üniversitesi GreenMetric 2026'da 236 basamak yükseldi [Haber, 28 Eylül 2026]*. https://www.gazetebirlik.com/egitim/karabuk-universitesi-greenmetric-2026da-236-basamak-yukseldi/1104696

Gordian (2026). *The state of facilities in higher education (13th ed.)*. https://www.gordian.com/resources/state-of-facilities-in-higher-education/

Hanssen, T. E. S., & Solvoll, G. (2015). The importance of university facilities for student satisfaction at a Norwegian university. *Facilities*, *33*(13/14), 744-759. https://doi.org/10.1108/F-11-2014-0081

International Organization for Standardization (2024). *ISO 41011:2024 Facility management — Vocabulary*. ISO. https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:41011:ed-2:v1:en

Kamusoko, R. (2020). Critical analysis of the applicability of the ISO 9001 standard in higher education institutions. *International Journal of African Higher Education*, *6*(1), 97-120. https://doi.org/10.6017/ijahe.v6i1.10671

Karabük Üniversitesi (2021). *Karabük Üniversitesi risk yönetimi yönergesi*.

https://strateji.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/1269292021103400.pdf

Karabük Üniversitesi (2023). *İş sağlığı ve güvenliği yönergesi*. https://isg.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/126522202341751.pdf

Karabük Üniversitesi (2024a). *2023 yılı sürdürülebilirlik raporu*. https://atikyonetimi.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/1262603202 6143234.pdf

Karabük Üniversitesi (2024b). *Yapı İşleri ve Teknik Daire Başkanlığı birim görev tanımı ve çalışma talimatları*. https://yapiisleri.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/1262601202410 4212.pdf

Karabük Üniversitesi (2024c). *Kamu İç Kontrol Standartlarına Uyum Eylem Planı 2024–2025*. https://strateji.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/126270220241226 35.xlsx

Karabük Üniversitesi (2024d). *Yapı İşleri ve Teknik Daire Başkanlığı çalışma talimatları [Web sayfası]*. https://yapiisleri.karabuk.edu.tr/icerikGoster.aspx?K=S&id=1050&BA=index.aspx

Karabük Üniversitesi (2025). *2026–2030 stratejik planı*. https://strateji.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/126171020251157 08.pdf

Karabük Üniversitesi (2026a). *2024 yılı idare faaliyet raporu*. https://strateji.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/126110320261003 57.pdf

Karabük Üniversitesi (2026b). *2025 yılı idare faaliyet raporu*. https://strateji.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/126705202618102 6.pdf

Karabük Üniversitesi (2026c). *2025 yılı kurum iç değerlendirme raporu*. https://kalite.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/1262042026093003.pdf

Karabük Üniversitesi (2026d). *Sağlık Kültür ve Spor Daire Başkanlığı 2025 yılı birim faaliyet raporu*. https://sks.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/12620052026141939.docx

Karabük Üniversitesi (2026e). *İdari ve Mali İşler Daire Başkanlığı 2025 yılı birim faaliyet raporu ve görev tanımları*. https://imid.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/1264022026113617.pdf

Karabük Üniversitesi (2026f). *Yapı İşleri ve Teknik Daire Başkanlığı Bakım Onarım Şube Müdürlüğü hassas görev formu ve iş akış süreci* https://yapiisleri.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/12615062026155619.pdf

Karabük Üniversitesi (2026g). *2026–2030 risk strateji belgesi*. https://strateji.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/126402202614184 7.pdf

Karabük Üniversitesi (2026h). *2025 yılı iç kontrol sistemi değerlendirme raporu*. https://strateji.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/126300320261050 23.pdf

Karabük Üniversitesi (2026i). *Kamu İç Kontrol Standartlarına Uyum Eylem Planı 2026–2027*. https://strateji.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/126130120261138 50.xlsx

Karabük Üniversitesi (2026j). *Karabük Üniversitesi 2 yıl süreyle koşullu akreditasyon almaya hak kazandı [Duyuru]*. Karabük

Üniversitesi Kalite Koordinatörlüğü. https://kalite.karabuk.edu.tr/

Kärnä, S., & Julin, P. (2015). A framework for measuring student and staff satisfaction with university campus facilities. *Quality Assurance in Education*, *23*(1), 47-66. https://doi.org/10.1108/QAE-10-2013-0041

Laaroussi, S., Fahir, H., Jaber, K., Bellakhdar, A., & Farges, G. (2023). Le Facility Management: un investissement rentable pour une meilleure qualité de vie au travail. *IRBM News*, *44*(6), 100500. https://doi.org/10.1016/j.irbmnw.2023.100500

Madroñal-Ortiz, M., Cuartas-Ramírez, D., Bustamante-Correa, I. P., & Osorio, M. (2022). Pilot diagnostic study of a Facility Management System according to the ISO 41001 standard in Spanish hospitals. *Espirales. Revista Multidisciplinaria de Investigación Científica*, *6*(42), 21-29. https://doi.org/10.31876/er.v6i43.828

Madroñal-Ortiz, M., Escobar-Mora, N. J., Cuartas-Ramírez, D., Osorio, M., & Bustamante Correa, I. P. (2025). ISO 41001-based diagnosis of a hospital facility management system. *Ingeniería y Competitividad*, *27*(3), e-20214863. https://doi.org/10.25100/iyc.v27i3.14863

RMIT University (2024). *Facilities management and asset management policy statement (PS-4014, v5.0) and ISO 41001:2018 certificate FMMS 747921*. RMIT University Property Services. https://www.rmit.edu.au/content/dam/rmit/au/en/about/locations-and-facilities/safety-and-security/iso-41001-certificate.pdf

Roslizuri, N. I. B., & Abdul Rahman, M. F. (2026). An evaluating facility management maintenance strategies of laboratory building at UTHM, Pagoh in comparison with the ISO 41001:2018 standard. *Progress in Engineering Application and Technology*, *7*(1), 89-94. https://periodical.uthm.edu.my/index.php/peat/article/view/22723

Sarbu, I., & Pacurar, C. (2015). Experimental and numerical research to assess indoor environment quality and schoolwork performance in university classrooms. *Building and Environment*, *93*, 141-154. https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2015.06.022

SGS (2023). *Khalifa University receives ISO 9001, ISO 55001, ISO 41001 and ISO 18788 certifications from SGS [Basın bülteni, 28 Kasım 2023]*. https://www.sgs.com/en-qa/news/2023/11/khalifa-university-receives-iso-9001-iso-55001-iso-41001-and-iso-18788-certifications-from-sgs

Solano Quesada, M. S. (2019). *Estrategia para la implementación del Facility Management para el Tecnológico de Costa Rica, con base en la norma ISO 41001 y el software ARCHIBUS [Lisans bitirme projesi]*. Tecnológico de Costa Rica. https://hdl.handle.net/2238/11494

Su Verimliliği Yönetmeliği (2024). Resmî Gazete, 27 Aralık 2024, Sayı 32765.

Türk Standardları Enstitüsü (2018). *TS EN ISO 41001: Tesis yönetimi — Yönetim sistemleri — Kullanım için rehberlik şartları (ISO 41001:2018)*. TSE.

Yükseköğretim Kalite Kurulu (2026). *Karabük Üniversitesi kurumsal akreditasyon raporu 2025*. YÖKAK. https://kalite.karabuk.edu.tr/yuklenen/dosyalar/1262042026093700.pdf

Yükseköğretim Kalite Kurulu (t.y.). *YÖKAK değerlendirme ölçütleri (Sürüm 3.1)*. YÖKAK. https://www.yokak.gov.tr/

BÖLÜM 4

COMPARATIVE 4E ASSESSMENT OF A MANZANARES-TYPE SOLAR CHIMNEY ACROSS METEOROLOGICAL PROFILES

ATILGAN TEMİR[1*] and İBRAHİM ÜÇGÜL[2]

Introduction

A solar chimney power plant channels air heated beneath a transparent collector toward a chimney through buoyancy and converts the resulting flow energy into electricity by means of a turbine-generator. Although its fuel and cooling-water requirements are low, its low conversion efficiency and need for a large collector and tall chimney make decisions regarding its use highly dependent on location and scale (Zhou et al., 2010). The principal experimental basis for this technology is the 50 kW-class Manzanares pilot plant, which operated for an extended period in Spain; its temperature,

[1] Dr., Burdur Mehmet Akif Ersoy University, Faculty of Science and Letters, Department of Nanoscience and Nanotechnology, Burdur 15030, Türkiye; ORCID: 0000-0002-0129-5053; Email: atemir@mehmetakif.edu.tr. Corresponding author.

[2] Prof. Dr., Süleyman Demirel University, Faculty of Engineering and Natural Sciences, Department of Textile Engineering; and SDU-YEKARUM (SDU-RACRER), Research and Application Centre for Renewable Energy Resources, Isparta 32260, Türkiye; ORCID: 0000-0001-9794-0653; Email: ibrahimucgul@sdu.edu.tr.

velocity, pressure, and power measurements provided benchmark data for subsequent models (Haaf, 1984; Haaf et al., 1983). This experience demonstrated technical feasibility but did not establish commercial viability.

Modeling studies have progressed from simple energy balances to coupled transient solutions. Pasumarthi and Sherif (1998) developed a model for a small-scale setup, while Gannon and von Backström (2000) formulated a collector solution incorporating system losses. The importance of heat transfer, friction, the turbine operating point, and geometry has been demonstrated by Pastohr et al. (2004), Pretorius and Kröger (2006), and Li et al. (2012). This chapter adopts the one-dimensional transient approach of Bernardes et al. (2003) as its basis. In Bernardes's (2004) validation for 7–8 June 1987, the calculated daily outputs were 274.5 and 360.9 kWh, respectively, compared with measured outputs of 268.0 and 366.8 kWh; the corresponding deviations were +2.4% and −1.6%. The annual implementation is not a complete reproduction of the distributed solution, but rather a "Bernardes-based reduced-order hourly comparison model"; the original validation does not provide an annual-error guarantee for the present implementation.

Applying the same geometry to different climatic inputs separates location effects from design effects. Several cities in Türkiye have previously been examined at different scales (Ikhlef, Üçgül, et al., 2022), and the influence of climate has also been demonstrated experimentally (Kasaeian et al., 2011). Tekirdağ, Aydın, Mersin, Konya, Rize, Erzurum, and Diyarbakır were selected from Türkiye's seven geographical regions. In this chapter, the 4E framework comprises energy, exergy, economic, and environmental assessments. The Manzanares geometry, the 2005–2023 typical meteorological year (TMY) product, the model constants, and the 4E system boundary were held constant at all locations.

The objective is to compare annual gross electricity generation and capacity factor, Petela-based system exergy efficiency, LCOE under common cost assumptions, and avoided grid operational CO_2 emissions. The outputs do not constitute a project design or a bankable feasibility assessment; rather, they show the relative performance of the fixed reference system across the selected meteorological profiles.

Physical Basis of the Solar Chimney Power System

The system comprises a collector, a chimney, and a turbine-generator. Irradiance transmitted through the transparent cover is absorbed by the dark ground surface, and the density of the heated air decreases as it moves toward the center. The hydrostatic difference between the warm air column inside the chimney and the external atmosphere drives the flow; the turbine converts part of the pressure drop into mechanical power, which the generator subsequently converts into electrical power (Gannon & von Backström, 2000; Haaf et al., 1983).

The collector also acts as a radial-flow duct. As the flow cross-section narrows toward the center, the velocity and heat transfer change; although the temperature rise increases buoyancy, the increasing flow rate may shorten the air residence time. This coupling makes the effects of geometry and materials nonlinear (Li et al., 2012; Maia et al., 2009). The ground stores part of the daytime energy and attenuates fluctuations. Additional water or gravel storage may increase nighttime production but introduces new design and cost requirements; experiments on small prototypes have shown how this effect is reflected in temperature and velocity (Ikhlef, Larbi, & Üçgül, 2022). In the present analysis, only natural ground is represented, using the same time lag for all cities.

A solar chimney turbine is not a free-stream turbine but a pressure stage within the flow path; therefore, the Betz limit does not

apply directly. Increasing the turbine pressure fraction raises the specific work but may reduce the flow rate, so the optimum operating point is determined jointly with the system losses (von Backström & Fluri, 2006). The behavior of the power conversion unit has been investigated by Gannon and von Backström (2003) and Fluri and von Backström (2008). The constant turbine-generator efficiency used in this study is solely a common model parameter.

Compressibility and vertical atmospheric stratification become important in very tall towers (von Backström & Gannon, 2000). In the Manzanares-scale reduced-order model, the vertical profile is not solved separately, and the buoyancy pressure is calculated from a single density difference; this assumption should not be extrapolated to towers in the 750–1000 m class.

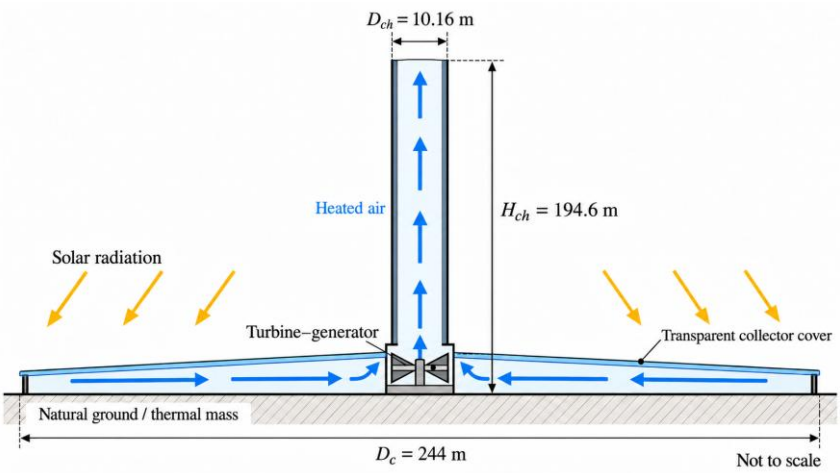
Manzanares Reference Geometry

The Manzanares pilot plant has a collector diameter of 244 m, a chimney height of 194.6 m, a chimney internal diameter of 10.16 m, and an average cover height of 1.85 m. The net collector aperture area is 46,678.4 m², the chimney cross-sectional area is 81.07 m², and the rated generator power is 50 kW (Haaf, 1984; Haaf et al., 1983). The availability of experimental data has established this geometry as a benchmark for numerical studies (Pastohr et al., 2004).

Geometric similarity does not imply that results can be transferred between small and large solar chimneys using a simple scale factor. Because the flow regime, surface-to-volume ratio, friction, and natural convection vary with scale, the conditions for dynamic similarity must also be satisfied (Koonsrisuk & Chitsomboon, 2007). Therefore, the Manzanares geometry was used without modification for all cities in this chapter; no data from a small prototype were scaled directly by area or height ratios.

The system's energy conversion pathway and principal dimensions are shown schematically in Figure 1.

Figure 1. Components and energy-conversion pathway of the Manzanares-type solar chimney



Source: Schematic based on Haaf et al. (1983) and Bernardes et al. (2003).

SDU-YEKARUM Solar Chimney Prototypes

The first prototype documented by Süleyman Demirel University Research and Application Centre for Renewable Energy Resources (SDU-YEKARUM, n.d.) was developed for the climatic conditions of Isparta and constructed on the university's West Campus between 2003 and 2005 under DPT Project No. 2003K121020. The installation comprised a 15 m steel chimney, a 16 m-diameter glazed collector with an area of 200.96 m², a chimney cross-sectional area of 1.19 m², a peripheral inlet area of 31.148 m², and a 400 W wind turbine. The collector was divided into 12 flow-isolated sectors to reduce turbulence caused by non-uniform ground heating and to direct the heated air toward the central turbine. The experimental program monitored incident solar radiation, surface and air temperatures beneath the collector cover, chimney air

velocity, and the kinetic energy of the heated airflow (Üçgül & Koyun, 2010).

SDU-YEKARUM completed fabrication of a second prototype in early 2020. The institutional notice attributes its design to İbrahim Üçgül and reports collaboration with the Faculty of Technology at Isparta University of Applied Sciences and the LGMD Laboratory of École Nationale Polytechnique (SDU-YEKARUM, 2020). The notice provides no dimensions or measured performance for this second installation, so Figure 2 documents prototype development rather than model validation. In a related experiment at SDU-YEKARUM, Ikhlef, Larbi, and Üçgül (2022) investigated how thermal-storage arrangements affected a small solar chimney prototype; those results are not assigned to the photographed installation here.

Figure 2. SDU-YEKARUM prototypes: (a) collector and lower chimney of the first West Campus installation; (b) second prototype completed in 2020



(a) (b)

Source: Panel (a), cropped from SDU-YEKARUM (n.d.); panel (b), adapted from SDU-YEKARUM (2020) by digitally removing identifiable individuals.

These two prototypes document the experimental development of solar chimney technology in Türkiye. Their

geometries and experimental measurements were not used to calibrate or scale the Manzanares-based 4E calculations presented in this chapter.

City Selection and Basis for Comparison

The selected locations are Tekirdağ for the Marmara Region, Aydın for the Aegean Region, Mersin for the Mediterranean Region, Konya for the Central Anatolia Region, Rize for the Black Sea Region, Erzurum for the Eastern Anatolia Region, and Diyarbakır for the Southeastern Anatolia Region. The selection criteria were: one city per region; representation of coastal-inland, humid-arid, low-high elevation, and temperate-cold contrasts; availability of a complete 8760-hour series from the same PVGIS version; and inclusion of the local horizon for a fixed coordinate near each city center. These choices yielded, respectively, coastal-windy, high-irradiance-temperate, hot-humid, plateau-continental, highly humid-low-irradiance, high-elevation-cold, and hot-arid profiles.

The cities are not statistical averages of their respective regions, and a single coordinate cannot represent microclimates in coastal, valley, plateau, and mountainous environments. Accordingly, the findings are neither “regional results” nor a ranking for energy-policy purposes; they are results for selected meteorological profiles evaluated using the same plant configuration.

Meteorological Data

Hourly inputs were obtained from the PVGIS 5.3 TMY generator. The method combines representative months into a synthetic 8760-hour year; it does not produce a chronological average, an observed calendar year, or a forecast (Huld et al., 2018). The source period was 2005–2023. Irradiance came from SARAH-3, and the other weather variables came from PVGIS 5.3's ERA5-Land/ERA5 stream, which supplements land data with ERA5 near

coasts (Gounari et al., 2024). SARAH-3 is a Meteosat-based radiation record evaluated against surface measurements (Pfeifroth et al., 2024). ERA5 assimilates observations into an atmospheric model (Hersbach et al., 2020); ERA5-Land is an offline land reanalysis driven by ERA5 meteorology (Muñoz-Sabater et al., 2021). These gridded products provide consistent comparison inputs but do not replace site measurements.

The variables G(h), Gb(n), Gd(h), IR(h), T2m, RH, WS10m, and SP were retained from the output; G(h), T2m, and SP were used in the power calculation. No independent performance effect was attributed to wind or humidity. The UTC timestamp, irradiance time offset, and local horizon were obtained from the metadata (European Commission, Joint Research Centre, n.d.). Each series was checked for 8760 records, within-month hourly completeness, TMY month ordering, aggregate values, and physical ranges using the same period and surface definition.

The data represent grid-cell profiles. Although the PVGIS point elevation for Rize is 15 m, its mean SP is 94.17 kPa; grid-cell orography is a possible explanation for this mismatch. Multiplying the hourly pressure series by a common factor to set its annual mean to 101.325 kPa increased annual generation by 0.094% without changing the ranking. Table 1 summarizes the inputs. Overbars denote arithmetic means over all 8760 TMY hours; GHI is the annual global horizontal irradiation total.

Table 1. TMY meteorological summary of the selected city locations

City	Region	Lat. (°N) Lon. (°E)	GHI (kWh m⁻² year⁻¹)	$\bar{T}_2m$ (°C)	$R\bar{H}$ (%)	$W\bar{S}_{10}$ (m/s)	$S\bar{P}$ (kPa)
Tekirdağ	Marmara	40.978 27.511	1,574.4	15.8	72.0	4.18	101.45
Aydın	Aegean	37.845 27.840	1,874.9	18.6	56.7	1.39	100.26
Mersin	Mediterranean	36.812 34.642	1,793.7	20.6	64.8	2.82	101.18
Konya	Central Anatolia	37.875 32.493	1,769.9	12.3	54.5	2.42	88.94
Rize	Black Sea	41.026 40.518	1,265.1	12.5	80.4	1.87	94.17
Erzurum	Eastern Anatolia	39.904 41.268	1,563.5	5.7	67.7	1.41	79.15
Diyarbakır	Southeast Anatolia	37.914 40.231	1,775.8	16.9	51.4	1.54	92.98

Source: PVGIS 5.3 TMY (2005–2023) data; values compiled for the selected locations.

Bernardes-Based Reduced-Order Performance Model

Bernardes et al. (2003) divided the collector into radial volumes and the chimney into vertical volumes, solving the temperatures and flow rate in a coupled manner; the complete relationships are provided by Bernardes et al. (2003) and Bernardes (2004). The distributed solution was not reproduced in full here. Instead, useful heat, the air energy balance, buoyancy, equivalent losses, and power conversion were retained, while the cover–absorber–ground network and spatially distributed losses were reduced to explicit lumped terms.

The net horizontal collector aperture area was calculated from the collector and chimney diameters:

$$A_c = \frac{\pi}{4}\left(D_c^2 - D_{ch}^2\right) \quad (1)$$

Here, D_c and D_{ch} denote the collector and chimney diameters. A fixed reference coefficient of 0.289 was inspired by the instantaneous value reported for 10:00 on 7 June 1987 by Bernardes (2004, pp. 81–82). The source defines that efficiency using incident radiation plus heat released from the ground. Applying the same numerical value to lagged irradiance here is an explicit reduction assumption, not an exact transfer of the source definition or a measured annual efficiency. The air energy balance is:

$$\dot{Q}_u = \eta_{c,ref} A_c G_{lag} = \dot{m} c_p \left(T_{f,o} - T_{f,i}\right) \quad (2)$$

Here, ṁ is the mass flow rate, c_p = 1006 J/(kg·K), and the temperature difference is that between the collector outlet and inlet air. The thermal and buoyancy-flow closures were solved simultaneously at each hourly step. Because the detailed heat-transfer coefficients dependent on wind and temperature were not updated, the effect of the selected correlation on annual energy (Pretorius & Kröger, 2006) constitutes a principal model uncertainty.

In the reduced-order implementation, the hourly lag imposed by the natural ground on the irradiance input was represented using the following energy-conserving periodic filter:

$$G_{lag,n} = aG_{lag,n-1} + (1-a)G_n, a = \exp\left(\frac{-\Delta t}{\tau}\right), \tau = \frac{d_{act}^2}{\alpha_g} \quad (3)$$

The effective ground depth of 0.060 m is a common researcher-defined assumption, the ground thermal diffusivity of 2.91×10^{-7} m²/s is an input from the Bernardes validation, and τ = 3.436 h. Multilayer conduction was not solved; to remove the initialization effect, the cycle recorded for analysis followed five preliminary TMY cycles. The filter conserves energy while

smoothing short-term variability, but it does not provide a detailed representation of nighttime generation.

For the reduced-order chimney model, continuity and the closure between available pressure and flow losses were implemented as follows:

$$\dot{m} = \rho_h A_{ch} v \tag{4}$$

$$(1-x)\Delta p_{tot} = \frac{1}{2}\rho_m K_{flow} v^2, K_{flow} = K_{out} + K_{in} + f\frac{H_{ch}}{D_{ch}} \tag{5}$$

Buoyancy was calculated from $\Delta p_{tot} = g H_{ch}(\rho_a - \rho_h)$. The mean density was $\rho_m = (\rho_a + \rho_h)/2$. Densities followed $\rho = p/(RT)$ at the common hourly pressure. Collector inlet temperature was ambient and outlet temperature was higher by ΔT. Constants were R = 287.05 J/(kg·K) and g = 9.80665 m/s². The assumed outlet and inlet loss coefficients were 1 and 0.14, and the Darcy friction factor was 0.020, giving a total flow-loss coefficient of 1.523. Bisection coupled the heat balance and flow closure at each hour.

When x denotes the fraction of the total pressure potential extracted by the turbine, the electrical power is related to the pressure difference and volumetric flow rate as follows:

$$P_{el} = min\left[P_r, C_{cal}\eta_{tg} x \Delta p_{tot}\frac{\dot{m}}{\rho_m}\right] \tag{6}$$

Because the turbine pressure fraction also changes the flow rate in the coupled model, the simple power term alone does not identify the true optimum (von Backström & Fluri, 2006). Equation 6 is evaluated in watts with P_r = 50,000 W; power is then divided by 1000 for the kW-based energy sum in Equation 7. The pressure fraction and turbine-generator efficiency were both assumed to be 0.80. This efficiency is consistent with the literature on the power-conversion unit (Fluri & von Backström, 2008) but does not represent the historical equipment. Power was normalized to 50 kW at 1000 W/m², 20 °C, and 101325 Pa using a factor of 0.931229.

Because the same turbine-generator efficiency appears in both the raw power and the normalization, it cancels algebraically during normalization and therefore does not affect the ranking; this operation is not an experimental calibration.

Bernardes (2004) used a 250 m collector, a 200 m chimney with a 10 m diameter, a 600 s time step, and 200 radial volumes for the published validation. Here, the corresponding Manzanares dimensions were 244 m, 194.6 m, and 10.16 m, with a 1 h step. Table 2 lists the parameters.

Table 2. Main model parameters used in the annual comparison

Parameter	Value	Implementation note
Model formulation	Reduced-order hourly	Bernardes-based screening
Reference collector coefficient	0.289	Fixed across cities
Turbine-generator efficiency	0.80	Cancels in the 50 kW normalization
Turbine pressure fraction, x	0.80	Share of total available pressure
Chimney friction factor	0.020	Model assumption
Inlet local-loss coefficient	0.14	Model assumption
Outlet loss coefficient	1.00	Model assumption
Soil thermal diffusivity	2.91×10^{-7} m²/s	Bernardes (2004)
Effective soil depth	0.06 m	Model assumption
Time step	1 hour	8,760 steps per city
Periodic initialization	5 TMY spin-up cycles	Subsequent cycle retained
Design-point normalization	0.9312	50 kW reference point

Source: Bernardes et al. (2003), Bernardes (2004), and the stated model configuration.

The original two-day comparison constitutes supporting evidence from the source; it is not a new validation of the reduced-

order chain. For each city, the 8760-hour record, energy total, power limit, units, thermal closure, and reconciliation between hourly and annual results were checked. The output is not a production guarantee but a relative ranking under a common design.

4E Assessment Method

The 4E system boundary extends from the irradiance incident on the horizontal collector aperture to the gross electricity generated. Net generation was not calculated because data on auxiliary consumption, switchgear losses, and availability were unavailable.

Annual generation and capacity factor were calculated from hourly electrical power:

$$E_{el,y} = \sum_{t=1}^{8760} P_{el,t}\,\Delta t \tag{7}$$

$$CF = \frac{E_{el,y}}{P_r(8760h)} \times 100 \tag{8}$$

Here, the time step is 1 h, the rated power is 50 kW, and annual electrical energy is expressed in kWh; the factor of 1/1000 in the CO_2 calculation converts the value to MWh. Energy efficiency is the ratio of annual electricity to the annual solar energy incident on the collector aperture and encompasses the complete conversion chain.

The Petela (1964) irradiance exergy factor, evaluated using the hourly ambient temperature and T_s = 5772 K (Williams, 2024), is:

$$\psi_t = 1 - \frac{4}{3}\frac{T_{0,t}}{T_s} + \frac{1}{3}\left(\frac{T_{0,t}}{T_s}\right)^4 \tag{9}$$

Annual irradiance exergy was calculated using the hourly factors, and exergy efficiency was defined as the ratio of electricity to this input; the energy and exergy values of electricity are identical. Petela (2009) applied energy and exergy balances to a simplified

solar chimney power plant. Here, the ideal blackbody expression was applied to global horizontal irradiance without spectral or directional decomposition; therefore, the result is a comparative indicator under common assumptions rather than a component-level exergy-destruction analysis.

The economic dimension is a screening analysis under common assumptions, not an investment quotation; a prototype cost cannot be treated as a commercial cost (Fluri et al., 2009). The primary output is an LCOE index that is inversely proportional to generation under the same annualized cost, while the absolute values constitute only a historical EUR/kWh screening range.

The capital recovery factor and simplified LCOE were calculated using the following relationships (Short et al., 1995):

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \tag{10}$$

$$LCOE = \frac{C_0\left[CRF(i,n) + f_{OM}\right]}{E_{el,y}} \tag{11}$$

The relationships use the initial investment, real discount rate, economic lifetime, and fixed maintenance rate. The cost anchor is the ratio of the rounded EUR 668.4 million and 66 MW values in Fluri et al. (2006, Section 2 and Table 4), giving EUR 10,127.27/kW and an assumed 50 kW investment of EUR 506,363.64. This ratio is calculated here, not quoted as the paper's specific cost. Its linear application to 50 kW is only a common screening benchmark. The price-base year is unverified; it is neither a current quotation nor a cost estimate for the historical Manzanares plant. The assumed values for the cost multiplier, real discount rate, lifetime, and annual fixed maintenance as a share of initial investment were 0.60, 5%, 40 years, and 1% for the optimistic scenario; 1.00, 8%, 30 years, and 2% for the reference scenario; and 1.40, 12%, 20 years, and 3% for the conservative scenario. Fuel and variable maintenance costs were

set to zero, and annual generation was assumed to remain constant and degradation-free throughout the plant lifetime. These are researcher-defined screening assumptions; Hernández-Moro and Martínez-Duart (2013) provide the methodological basis for the sensitivity analysis of these variables. NPV, IRR, and payback period were not calculated because no sales price or financing structure was specified.

The environmental indicator is the avoided operational emissions obtained by assuming that the generated electricity displaces marginal grid generation. The combined-margin emission factor published for new solar and wind generation for the 2023 calculation period is 0.6242 tCO_2/MWh (T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2025):

$$m_{CO_2,avoided} = \frac{E_{el,y}}{1000} EF_{grid} \quad (12)$$

This gross-output estimate exceeds the corresponding net-output estimate under the same emission factor; it is not a statistical uncertainty bound. Auxiliary consumption, switchgear losses, availability, and life-cycle effects are excluded.

Results and Discussion

The PVGIS TMY profiles span a pronounced climatic range. Annual global horizontal irradiation was highest in Aydın at 1874.9 kWh/m^2 and lowest in Rize at 1265.1 kWh/m^2; the difference between these extremes was 609.8 kWh/m^2, equivalent to 48.2% of the Rize value. Mersin, Diyarbakır, and Konya formed a high-irradiation group at 1793.7, 1775.8, and 1769.9 kWh/m^2, respectively. The irradiation totals for Tekirdağ and Erzurum were similar, at 1574.4 and 1563.5 kWh/m^2, respectively.

The temperature and humidity rankings did not follow the irradiation ranking. Mersin was the warmest profile at 20.6 °C, while Erzurum was the coldest at 5.7 °C. Annual mean relative humidity

reached 80.4% in Rize, compared with 51.4% in Diyarbakır. The mean wind speed at 10 m was highest in Tekirdağ at 4.18 m/s and lowest in Aydın at 1.39 m/s. Because wind and humidity do not enter the principal reduced-order power equation directly, these two variables were reported to characterize the city profiles and provide inputs for future studies employing more detailed heat-loss models.

Under the same Manzanares geometry, annual gross electricity generation ranged from 65.34 to 93.91 MWh. Aydın ranked first, with 93.91 MWh/year and a capacity factor of 21.44%. Mersin and Konya produced 90.27 and 90.20 MWh/year, respectively; because these values differed by only 0.08%, they were considered practically equivalent within this reduced-order comparison. The study did not produce a quantitative uncertainty interval. The remaining order was Diyarbakır, Erzurum, Tekirdağ, and Rize. Generation in Aydın was 43.7% higher than in Rize. Annual energy and flow results are presented in Table 3.

Generation generally increased with GHI, but the ranking was not strictly linear. Although irradiation in Erzurum was 0.7% lower than in Tekirdağ, Erzurum generated approximately 2.0% more energy; within the reduced-order model, this difference is consistent with the contribution of cold air to density and buoyancy. The highest hourly power, 42.14 kW, occurred in Erzurum, whereas the highest annual energy was obtained in Aydın because of its greater irradiation total. No hourly value reached 50 kW; therefore, clipping did not affect the ranking.

The monthly distribution was summer-dominant in all cities. Peak monthly generation was 12.2 MWh in July for Aydın and 12.6 MWh in July for Konya; Tekirdağ reached its maximum of 11.9 MWh in June. Monthly generation in Rize remained within the range of 2.5–8.5 MWh. The energy-conserving 3.436 h lag representing the natural ground smooths irradiance fluctuations, but because it does not solve the multilayer ground temperature, it should not be

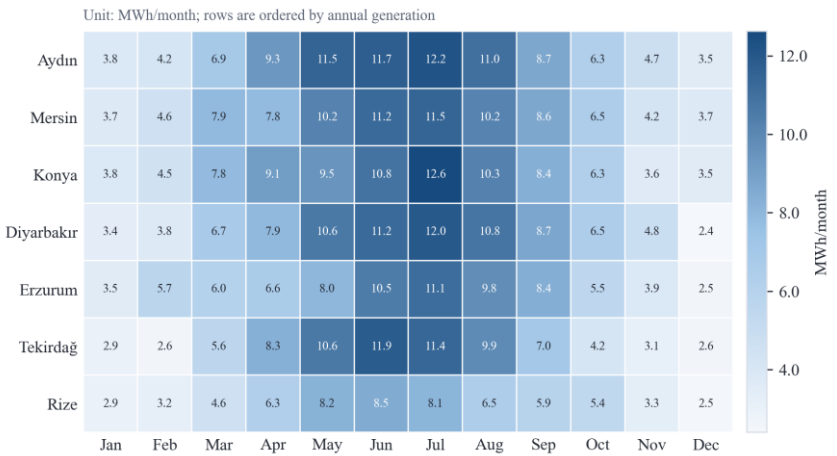
interpreted as a detailed estimate of nighttime generation. The monthly generation matrix is presented in Figure 3.

Table 3. Annual energy performance by city

City	E_γ (MWh/yr)	CF (%)	P_{max} (kW)	$\Delta\bar{T}$ (K)	Mean $\dot{m}$ (kg/s)
Aydın	93.9	21.44	40.61	7.35	297.6
Mersin	90.3	20.61	40.00	7.07	294.4
Konya	90.2	20.59	41.50	7.50	273.7
Diyarbakır	88.8	20.28	41.90	7.38	274.5
Erzurum	81.6	18.63	42.14	7.22	246.3
Tekirdağ	80.0	18.26	40.11	6.28	281.0
Rize	65.3	14.92	40.28	5.59	251.6

Source: Calculations based on PVGIS 5.3 TMY inputs and the Bernardes-based reduced-order model. E_γ denotes annual gross electricity; ΔT and mass flow are means over all 8760 TMY hours.

Figure 3. Gross electricity generation by city and month



Source: Calculations based on PVGIS 5.3 TMY inputs and the Bernardes-based reduced-order model.

System energy efficiency ranged from 0.107% to 0.112%, and Petela-based exergy efficiency ranged from 0.115% to 0.120%.

The energy and exergy efficiencies were 0.1073% and 0.1152%, respectively, for Aydın; Erzurum produced the highest corresponding values, 0.1118% and 0.1197%, consistent with the contribution of cold air. The slightly higher exergy efficiency arises because the Petela factor is less than unity, so the same electricity output is divided by a smaller denominator.

When the same plant cost was assumed for all cities, the LCOE index followed the inverse order of generation: Aydın, 100; Mersin, 104.0; Konya, 104.1; Diyarbakır, 105.7; Erzurum, 115.1; Tekirdağ, 117.4; and Rize, 143.7. Expressed on a historical EUR/kWh basis, the reference screening value ranged from 0.587 in Aydın to 0.843 in Rize; the optimistic scenario ranged from 0.221 to 0.317, and the conservative scenario ranged from 1.237 to 1.778. These values are not current quotations. In the one-at-a-time sensitivity analysis for Aydın, the investment-cost multiplier produced the widest range, varying the LCOE between 0.352 and 0.822 historical EUR/kWh.

Avoided operational emissions were directly proportional to generation and ranged from 40.79 to 58.62 tCO_2/year. This indicator represents the operational emissions assumed to be displaced by gross TMY generation, not life-cycle emissions. Because a common cost and grid factor are imposed, the LCOE and avoided-emission rankings follow algebraically from the energy ranking; they are not independent evidence of site suitability. City-level indicators are summarized in Table 4.

Table 4. 4E indicators by city

City	η_{en} (%)	η_{ex} (%)	LCOE index	Reference LCOE (EUR/kWh)	Avoided CO_2 (tCO_2/yr)
Aydın	0.107	0.115	100.0	0.587	58.62
Mersin	0.108	0.116	104.0	0.610	56.35
Konya	0.109	0.117	104.1	0.611	56.30
Diyarbakır	0.107	0.115	105.7	0.620	55.46
Erzurum	0.112	0.120	115.1	0.675	50.94
Tekirdağ	0.109	0.117	117.4	0.689	49.92
Rize	0.111	0.119	143.7	0.843	40.79

Source: Calculations based on the stated assumptions. LCOE values use a historical cost proxy with an unverified price-base year, not current EUR prices.

Sensitivity, Model Limitations, and Uncertainty

Uncertainties arise from the data, model, and 4E assumptions. A PVGIS TMY is a synthetic year and does not represent exceptional events or interannual variability. SARAH-3 and ERA5-Land/ERA5 gridded products are not field sensors; a city-center coordinate may not represent an actual plant site or, in particular, coastal and mountainous microclimates.

Partial shading, three-dimensional wind and flow separation, turbine-blade aerodynamics, and multilayer ground conduction are unresolved. CFD can address more of this detail at greater computational cost (Pastohr et al., 2004). Heat-transfer correlations, materials, and geometry remain sources of uncertainty (Li et al., 2012; Maia et al., 2009; Pretorius & Kröger, 2006). The ±10% annual-energy variation is an LCOE-response scenario, not a model error band.

Absolute LCOE remains uncertain because large-scale historical costs do not capture the fixed costs of a 50 kW plant. Avoided emissions exclude future grid changes and embodied

impacts of construction, transport, and end of life. Commercial decisions require site measurements, current cost quotations, and life-cycle assessment.

Conclusions

Annual gross generation ranged from 65.34 MWh in Rize (14.92% capacity factor) to 93.91 MWh in Aydın (21.44%). Mersin, Konya, and Diyarbakır produced 88.85–90.27 MWh/year. Erzurum had the highest energy and exergy efficiencies, consistent with the model's cold-air contribution. Under common costs and grid factors, Aydın had the lowest LCOE index (100) and highest avoided operational emissions (58.62 tCO_2/year); Rize had an index of 143.7 and avoided emissions of 40.79 tCO_2/year. These metrics describe different aspects of the same screening calculation.

The comparison holds geometry, TMY product, model assumptions, and system boundary constant. The fixed 0.289 collector coefficient, 3.436 h ground lag, and 50 kW normalization remain screening assumptions, not independent annual validation. Further work should test the rankings with field measurements, resolved ground and turbine models, and site-specific cost and life-cycle data.

References

Bernardes, M. A. dos S. (2004). *Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken* [Doctoral dissertation, Universität Stuttgart] (Forschungsbericht / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 95). https://doi.org/10.18419/opus-1630

Bernardes, M. A. dos S., Voß, A., & Weinrebe, G. (2003). Thermal and technical analyses of solar chimneys. *Solar Energy, 75*(6), 511–524. https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.09.012

European Commission, Joint Research Centre. (n.d.). *PVGIS typical meteorological year (TMY) generator*. Retrieved October 18, 2026, from https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/using-pvgis-5/pvgis-5-tools/pvgis-typical-meteorological-year-tmy-generator_en

Fluri, T. P., Pretorius, J. P., van Dyk, C., von Backström, T. W., Kröger, D. G., & van Zijl, G. P. A. G. (2006, June 27–30). *Cost analysis of solar chimney power plants* [Conference paper]. EuroSun 2006, Glasgow, United Kingdom. https://www.researchgate.net/profile/Gideon-Van-Zijl/publication/318210372_Cost_Analysis_of_Solar_Chimney_Power_Plants/links/5e149bd9a6fdcc28375f4d7e/Cost-Analysis-of-Solar-Chimney-Power-Plants.pdf

Fluri, T. P., Pretorius, J. P., van Dyk, C., von Backström, T. W., Kröger, D. G., & van Zijl, G. P. A. G. (2009). Cost analysis of solar chimney power plants. *Solar Energy, 83*(2), 246–256. https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.07.020

Fluri, T. P., & von Backström, T. W. (2008). Performance analysis of the power conversion unit of a solar chimney power plant. *Solar Energy, 82*(11), 999–1008. https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.05.001

Gannon, A. J., & von Backström, T. W. (2000). Solar chimney cycle analysis with system loss and solar collector performance. *Journal of Solar Energy Engineering, 122*(3), 133–137. https://doi.org/10.1115/1.1314379

Gannon, A. J., & von Backström, T. W. (2003). Solar chimney turbine performance. *Journal of Solar Energy Engineering, 125*(1), 101–106. https://doi.org/10.1115/1.1530195

Gounari, O., Martinez, A., Taylor, N., & Alexandris, N. (2024). *PVGIS 5.3 dataset update* (JRC139355). European Commission, Joint Research Centre. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/document/download/aa763480-b092-48af-a7f8-42913b43d305_en?filename=Report_2024_PVGIS_5.3_Datasets_Update.pdf

Haaf, W. (1984). Solar chimneys: Part II: Preliminary test results from the Manzanares pilot plant. *International Journal of Solar Energy, 2*(2), 141–161. https://doi.org/10.1080/01425918408909921

Haaf, W., Friedrich, K., Mayr, G., & Schlaich, J. (1983). Solar chimneys part I: Principle and construction of the pilot plant in Manzanares. *International Journal of Solar Energy, 2*(1), 3–20. https://doi.org/10.1080/01425918308909911

Hernández-Moro, J., & Martínez-Duart, J. M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 20*, 119–132. https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082

Hersbach, H., Bell, B., Berrisford, P., Hirahara, S., Horányi, A., Muñoz-Sabater, J., Nicolas, J., Peubey, C., Radu, R., Schepers, D., Simmons, A., Soci, C., Abdalla, S., Abellan, X., Balsamo, G., Bechtold, P., Biavati, G., Bidlot, J., Bonavita, M., … Thépaut, J.-N. (2020). The ERA5 global reanalysis. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, 146*(730), 1999–2049. https://doi.org/10.1002/qj.3803

Huld, T., Paietta, E., Zangheri, P., & Pinedo Pascua, I. (2018). Assembling typical meteorological year data sets for building energy performance using reanalysis and satellite-based data. *Atmosphere, 9*(2), Article 53. https://doi.org/10.3390/atmos9020053

Ikhlef, K., Larbi, S., & Üçgül, İ. (2022). Experimental study of different thermal storage system effects on the performance of a small prototype solar chimney power plant. *Renewable Energy, 200*, 516–526. https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.087

Ikhlef, K., Üçgül, İ., Larbi, S., & Ouchene, S. (2022). Performance estimation of a solar chimney power plant (SCPP) in several regions of Turkey. *Journal of Thermal Engineering, 8*(2), 202–220. https://doi.org/10.18186/thermal.1078957 https://jten.yildiz.edu.tr/article/553

Kasaeian, A. B., Heidari, E., & Nasiri Vatan, S. (2011). Experimental investigation of climatic effects on the efficiency of a solar chimney pilot power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15*(9), 5202–5206. https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.04.019

Koonsrisuk, A., & Chitsomboon, T. (2007). Dynamic similarity in solar chimney modeling. *Solar Energy, 81*(12), 1439–1446. https://doi.org/10.1016/j.solener.2007.03.003

Li, J.-Y., Guo, P.-H., & Wang, Y. (2012). Effects of collector radius and chimney height on power output of a solar chimney power plant with turbines. *Renewable Energy, 47*, 21–28. https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.03.018

Maia, C. B., Ferreira, A. G., Valle, R. M., & Cortez, M. F. B. (2009). Theoretical evaluation of the influence of geometric parameters and materials on the behavior of the airflow in a solar chimney. *Computers & Fluids, 38*(3), 625–636. https://doi.org/10.1016/j.compfluid.2008.06.005

Muñoz-Sabater, J., Dutra, E., Agustí-Panareda, A., Albergel, C., Arduini, G., Balsamo, G., Boussetta, S., Choulga, M., Harrigan, S., Hersbach, H., Martens, B., Miralles, D. G., Piles, M., Rodríguez-Fernández, N. J., Zsoter, E., Buontempo, C., & Thépaut, J.-N. (2021). ERA5-Land: A state-of-the-art global reanalysis dataset for land applications. *Earth System Science Data, 13*(9), 4349–4383. https://doi.org/10.5194/essd-13-4349-2021

Pastohr, H., Kornadt, O., & Gürlebeck, K. (2004). Numerical and analytical calculations of the temperature and flow field in the upwind power plant. *International Journal of Energy Research, 28*(6), 495–510. https://doi.org/10.1002/er.978

Pasumarthi, N., & Sherif, S. A. (1998). Experimental and theoretical performance of a demonstration solar chimney model—Part I: Mathematical model development. *International Journal of Energy Research, 22*(3), 277–288. https://doi.org/10.1002/%28SICI%291099-114X%2819980310%2922%3A3%3C277%3A%3AAID-ER380%3E3.0.CO%3B2-R

Petela, R. (1964). Exergy of heat radiation. *Journal of Heat Transfer, 86*(2), 187–192. https://doi.org/10.1115/1.3687092

Petela, R. (2009). Thermodynamic study of a simplified model of the solar chimney power plant. *Solar Energy, 83*(1), 94–107. https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.07.001

Pfeifroth, U., Drücke, J., Kothe, S., Trentmann, J., Schröder, M., & Hollmann, R. (2024). SARAH-3—Satellite-based climate data records of surface solar radiation. *Earth System Science Data, 16*(11), 5243–5265. https://doi.org/10.5194/essd-16-5243-2024

Pretorius, J. P., & Kröger, D. G. (2006). Critical evaluation of solar chimney power plant performance. *Solar Energy, 80*(5), 535–544. https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.04.001

Short, W., Packey, D. J., & Holt, T. (1995). *A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies* (NREL/TP-462-5173). National Renewable Energy Laboratory. https://doi.org/10.2172/35391

Süleyman Demirel University Research and Application Centre for Renewable Energy Resources. (n.d.). *Güneş bacası* [Solar chimney]. Retrieved October 18, 2026, from https://yekarum.sdu.edu.tr/tr/projeler/gunes-bacasi-12693s.html

Süleyman Demirel University Research and Application Centre for Renewable Energy Resources. (2020, June 26). *İkinci güneş bacası prototipi* [Second solar chimney prototype]. https://yekarum.sdu.edu.tr/tr/haber/ikinci-gunes-bacasi-prototipi-30447h.html

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2025, December 31). *Türkiye Ulusal Elektrik Şebekesi Emisyon Faktörü*. https://www.enerji.gov.tr/evced-cevre-ve-iklim-turkiye-ulusal-elektrik-sebekesi-emisyon-faktoru

Üçgül, İ., & Koyun, A. (2010). Güneş bacası tasarım parametreleri ve performansının deneysel olarak incelenmesi [Experimental investigations on performance and design parameters of solar chimney]. *Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 16*(3), 255–264. https://dergipark.org.tr/en/pub/pajes/article/218330

von Backström, T. W., & Fluri, T. P. (2006). Maximum fluid power condition in solar chimney power plants—An analytical approach. *Solar Energy, 80*(11), 1417–1423. https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.04.001

von Backström, T. W., & Gannon, A. J. (2000). Compressible flow through solar power plant chimneys. *Journal of Solar Energy Engineering, 122*(3), 138–145. https://doi.org/10.1115/1.1313528

Williams, D. R. (2024, May 9). *Sun fact sheet*. NASA Space Science Data Coordinated Archive. https://nssdc.gsfc.nasa.gov/planetary/factsheet/sunfact.html

Zhou, X., Wang, F., & Ochieng, R. M. (2010). A review of solar chimney power technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14*(8), 2315–2338. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.04.018

BÖLÜM 5

AI-Based Forecasting of Solar Energy Production and Electricity Demand in Turkiye: A 2027–2030 Battery Energy Storage Scenario Analysis

Ekim KÜLÜM[1]

Introduction

The number of devices causing energy demand in the world is increasing every hour. With the advancement of technology, the variety of devices requiring electricity is expanding. Many operations that were previously performed manually can now be accomplished through electrical devices. Numerous necessities that people require in daily life can be met with tools and equipment that consume electricity. Equipment such as electric vehicles, household appliances, digital measurement systems, and information technology devices are creating an increasing momentum in humanity's electricity demand day by day. According to a study conducted using electricity consumption data from 1980-2019, global electricity consumption will increase by 18.46% between 2020-2029 (Abu Al-Haija, 2021). On the other hand, air conditioning consumption resulting from global warming is also increasing. It has been determined that air conditioning usage increases household electricity consumption by 36%. With temperature rise, this value can reach 57%. While a household's cooling consumption was 1610 kWh/year in 2020, it is calculated to be 1869-2069 kWh/year in 2050. The electricity that households spend on cooling will increase

by 16-29% (De Cian et al., 2025). Currently, dependence on fossil fuels remains at a high level. Consequently, CO2, SOX, and NOX emissions continue to exert pressure on the environment. How to meet the increasing energy consumption has become a critical question. There is a direct correlation between economic growth and energy demand. The economy, along with population, is among the significant drivers of energy consumption (Thomas & Rosenow, 2020). Studies indicate that solar energy is projected to achieve an average annual growth rate of 9.1% globally through 2040 (Bilgen, 2014).

---

1 Asst. Prof., Kırşehir Ahi Evran University, Kaman Vocational School Department of Electronics and Automation, Orcid: 0000-0002-5411-3161

Artificial intelligence and digitalization have evolved into a fundamental transformation domain to which institutions and society must adapt in line with technological developments worldwide. These two factors are the primary drivers that increase and will continue to increase energy consumption within the existing technology landscape. A study has clearly demonstrated that the energy consumption of enterprises utilizing AI and IT has increased. Based on data from a specific number of companies, AI-driven electricity consumption is projected to reach TWh levels (Słoniec et al., 2025). Although technological developments directly affect consumption, optimization is being achieved. By comparing different models and methods over time, carbon footprint can be reduced on one hand while energy savings can be achieved on the other (Li et al., 2023; Zhang & Wang, 2023). Artificial intelligence generates high energy consumption due to its requirement for

superior performance hardware and the need for continuous operation. Digitalization has also become one of the primary factors directly increasing energy demand. When artificial intelligence and digital transformation converge;

- Data centre and operations
- Deep learning and machine learning supported application areas
- High-speed communication infrastructures
- Integration of objects into communication networks
- Uninterrupted online services and smart city development initiatives
- Information technology and security

factors such as these are among the primary drivers behind the significant surge in energy demand experienced in recent years.

In line with increasing energy demand, ensuring supply/demand balance and meeting the needs by electricity utilities has become a significant and critical issue worldwide. One of the problems that has emerged in the last century, during which the transition to renewable energy sources has gained importance, is the production imbalance in renewable energy sources. Accordingly, the increasing energy demand and the need to address supply/demand balance are creating new areas of study. Another area of study is directly related to ensuring grid security (Boruah & Chandel, 2023). In a study conducted with 90% round-trip efficiency, it has been demonstrated that a one-to-one ratio between the installed capacity and storage capacity at power plants is not mandatory to achieve ideal storage efficiency. Consequently, the study has contributed to the feasibility of the planned scenarios (Beltran et al., 2012). In the

solar energy storage study where load balancing was achieved, the performance ratio was evaluated as 85% in the solar power plant that included battery storage (Maka & Chaudhary, 2024). Load balancing has increased system reliability. A study conducted in Libya examined the performance of a PV + Storage system. The plant capacity factor was calculated as 15.4% and the performance ratio as 85%. With battery contribution, the specific yield is 1353 kWh/kW-year. The contributions of storage systems to generation, balancing, and time-shifting have been demonstrated (Kar et al., 2024). In a study conducted by Li and colleagues, a cost-benefit analysis was performed for a solar power plant with an installed capacity of 1.2 MW and approximately 450 kW storage capacity. The storage ratio corresponds to 37% of the plant capacity. The comprehensive 10-year analysis results show that with the storage effect, there is a benefit of $1,410,514 against an additional cost of $566,400 (Li & Wu, 2020).

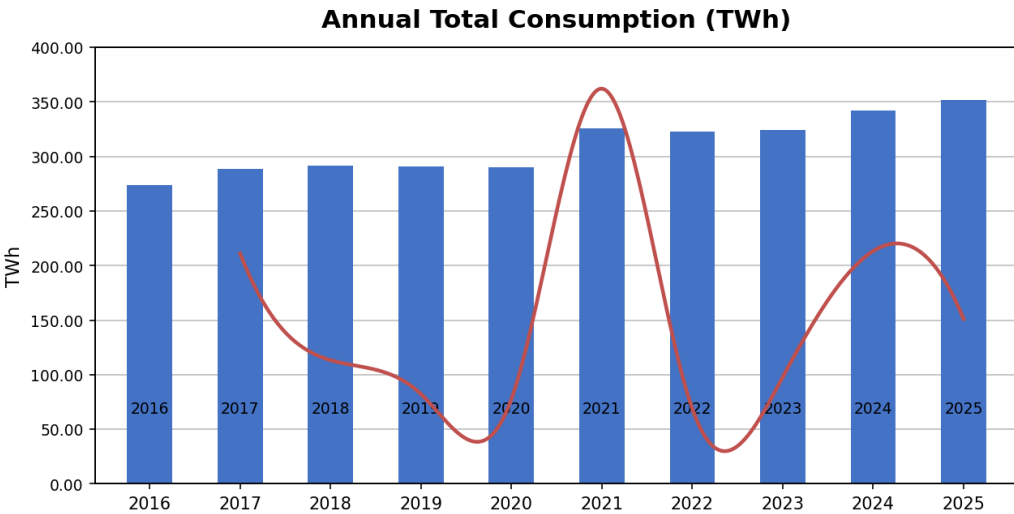
In this book chapter, Turkiye's consumption and grid-connected solar energy production have been analysed to provide forecasts for the coming years. The results have been evaluated from the perspective of solar power plant storage, and the necessity of requirements has been established. Turkiye's energy consumption and solar energy production have been forecasted and compared using deep learning models including GRU, Transformer, and NeuralProphet models. By taking the values of successful models as reference, the distribution of storage needs has been provided, establishing the storage requirements for solar power plants. Hourly electricity consumption data for Turkey between January 1, 2016, and January 1, 2026, has been used. Total consumption and solar power plant production have been evaluated together. Similarly, the production of grid-connected solar power plants between January 1, 2017, and January 1, 2026, has been utilized. Both datasets have been separately forecasted using DL methods up to 2030. All data

have been obtained from official sources of EPIAS (EPİAŞ, 2026). The results were analysed under three different scenarios. Analyses were conducted with 0%, 25%, 50%, and 75% storage capacity by the target date. The necessity of storage in solar power plants has been demonstrated.

Analysis and DL Modelling of Turkiye's Energy Consumption and Production Values

Figure 1 illustrates the 10-year graph of Turkiye’s energy consumption change and growth. It is observed that energy demand has generally shown continuous increase compared to previous years. The reason for this steady increase is attributed to technological developments as well as the rise in exports. The 0.4% and 0.9% decreases in 2019 and 2022 are attributed to exchange rate fluctuations and changes in the natural gas supply ratio from neighboring countries. The 12.3% increase in 2021 is evaluated as a return to normalcy following the pandemic. In the 10-year assessment, it is observed that Turkiye’s total energy demand has increased by 28.3%. This figure is considerably high and exceeds that of many countries worldwide. When evaluating countries that have made technological progress, combined with the effect of population, the consumption increase in China and India during the same period is approximately 60%. When examining developed and developing countries such as Ireland, Singapore, South Korea, the USA, the Netherlands, and Japan, the 10-year increase varies between 5-40% (International Energy Agency, 2025; U. S. Energy Information, 2025). These countries have experienced increased consumption due to breakthroughs in battery technology, artificial intelligence research, expansion of data centres, advanced industrial technology, and semiconductor manufacturing.

Fig1. Turkiye's Annual Total Energy Consumption and Year-over-Year Growth Chart



Another significant factor in the increase of energy consumption is the growing variety of electrical household appliances due to the expansion of residential areas (Duzgun et al., 2022). When examined on a monthly basis, double-digit percentage increases are observed in July, September 2017, June 2024, and April 2025 compared to the same period in the previous year. This assessment excludes the post-pandemic anomaly period. Table 1 shows the double-digit consumption increases on the specified dates. When examining the causes of monthly changes, the record increase in 2024 stands out. The other increases are attributable to

technological developments and digitalization (Yu & van Son, 2023).

Table 1. Monthly Percentage Change in Turkiye's Energy Consumption for the Years 2016 – 2026

Month	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	202
January	0.057	0.032	-0.021	0.031	0.027	0.053	-0.035	0.0
February	0.061	0.017	-0.009	0.070	-0.001	0.051	-0.049	0.0
March	0.065	0.023	-0.014	-0.002	0.162	0.023	-0.073	0.0
April	0.030	0.037	-0.007	-0.153	0.339	0.004	-0.077	0.0
May	0.043	0.014	0.016	-0.167	0.261	0.016	0.033	0.0
Jun	-0.032	0.031	0.001	-0.022	0.173	0.024	-0.082	0.1
July	0.139	0.017	-0.009	-0.027	0.110	-0.053	0.097	0.0
August	0.047	-0.031	-0.009	0.035	0.174	-0.020	0.051	0.0
September	0.121	0.016	-0.003	0.087	0.042	-0.005	0.039	-0.0
October	0.060	-0.020	0.008	0.049	0.086	-0.038	0.025	0.0
November	0.051	-0.022	-0.010	0.057	0.087	-0.067	0.037	0.0
December	0.017	-0.017	0.014	0.031	0.098	-0.078	0.043	0.0

When examining the period between 1960 and 2003, the primary causes of the increase are identified as residential consumption, industry, and transportation. Increases of 2%, 7%, and 5% were observed, respectively. The critical point is that despite significant developments in energy efficiency from these periods to the present day, growth in these sectors has increased energy consumption (Jobert & Karanfil, 2007).

Figure 2 presents the graph of Turkiye’s hourly electricity consumption variation by year. The hourly trends of energy

consumption show similarity throughout the years. The consumption that increases during morning hours continues to rise until evening hours. Maximum consumption hours are observed to be between 17:00-21:00. The majority of these hours fall outside the ideal hours for solar panels. Solar energy in Turkiye's generation capacity has reached a 20.5% share. The installed solar power capacity is 25,109 MW. Solar power plants rank second in installed capacity among total resources (T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2026).

Fig 2. Change in Turkiye's Hourly Energy Consumption by Year

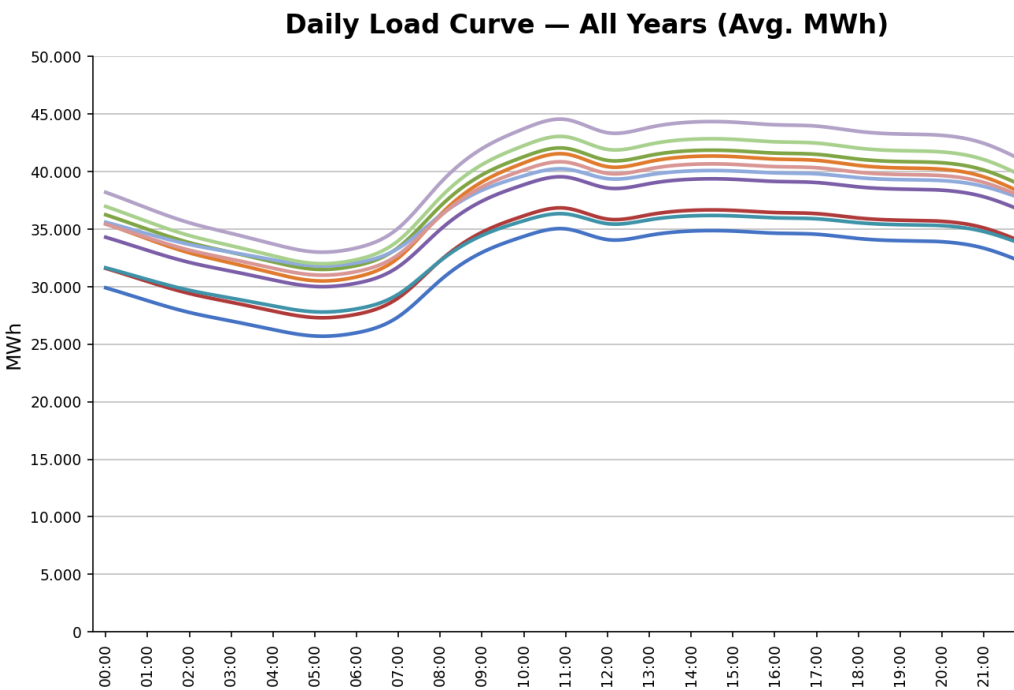
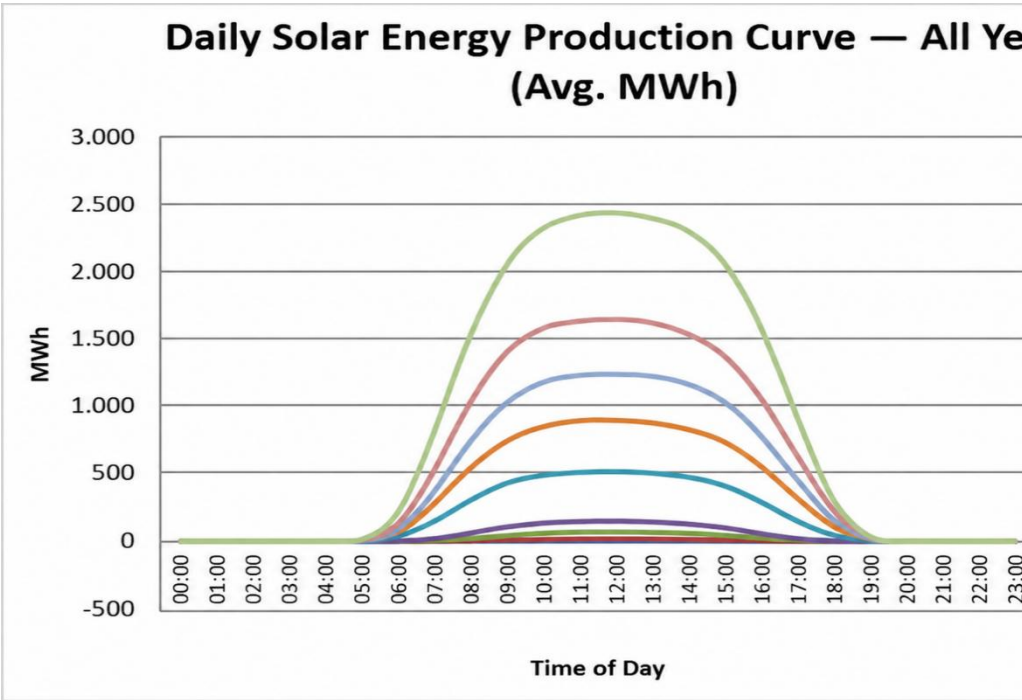


Figure 3 illustrates the variation in hourly generation of grid-connected solar power plants by year. The substantial increase in

solar energy since 2021, resulting from the implemented policies, is clearly evident.

Fig 3. Distribution of Solar Energy Hourly Production by Years



As clearly shown in Table 2, there is an inverse relationship between the hours of intensive production in the heat map and the consumption peak hours indicated in Figure 3. The accelerating investment rate in solar power plants and their current position as the second largest among installed renewable energy sources in Turkiye poses a significant imbalance risk. Additionally, it slows down the reduction of dependence on fossil fuels.

Table 2. Average monthly × hourly Heat Map by Year (2017-2025).

Month/Hour(MWh)	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18
January	0	0	0	0	0	0	1	8	72	265	397	446	463	454	420	351	181	26	0
February	0	0	0	0	0	0	3	24	167	407	536	591	611	595	565	486	342	113	5
March	0	0	0	0	0	1	10	95	341	531	616	662	671	660	622	552	441	222	34
April	0	0	0	0	0	3	51	269	526	645	708	726	722	703	672	602	509	329	92
May	0	0	0	0	1	12	149	449	649	742	793	809	805	785	745	666	567	412	168
June	0	0	0	0	1	21	211	557	737	818	866	878	874	862	834	785	714	578	291
July	0	0	0	0	1	12	158	518	772	880	941	966	966	956	924	867	783	626	310
August	0	0	0	0	0	4	80	412	751	878	946	968	975	961	926	869	771	547	187
September	0	0	0	0	0	2	34	279	679	850	914	939	937	924	891	809	658	313	42
October	0	0	0	0	0	1	13	147	528	779	857	879	870	851	808	713	440	96	3
November	0	0	0	0	0	0	4	44	274	565	684	721	722	707	656	504	198	15	0
December	0	0	0	0	0	0	1	11	112	358	519	580	596	578	520	385	140	9	1

In this study, Turkiye's energy consumption and solar energy production were forecasted in parallel up to the year 2030. Transformer, GRU, and NeuralProphet models were utilized in the forecasting processes. The successful model was selected based on a hybrid score distribution. The percentage success rates were calculated with equal weights for R2, MAE, RMSE, MAPE, and sMAPE scores. NeuralProphet yielded the most successful results. Turkiye's energy demand will increase by 6.4% in 2030. There is an acceleration rate of 1.72 consumption units/hour². For solar energy production, the most successful model was GRU. In the scoring conducted using the same statistical methods, solar energy production reached 32.4% with GRU modelling. The growth potential of solar energy appears to be 5 times greater by 2030.

The battery requirement has been demonstrated through the scenario of supplying the excess load occurring during hours of high solar generation to the system during hours when generation is absent or low. Figure 4 shows the simulation conducted for the years

2027-2030 under scenarios without storage and with storage at 25%, 50%, and 75% of installed capacity. The storage need in solar power plants is clearly evident. In the case of a 75% storage target, 35% of Turkiye's energy demand will be able to be met by solar power plants. An average difference of 10% is observed between the segments.

Fig 4. Production-Consumption Forecast Results for 2027-2030

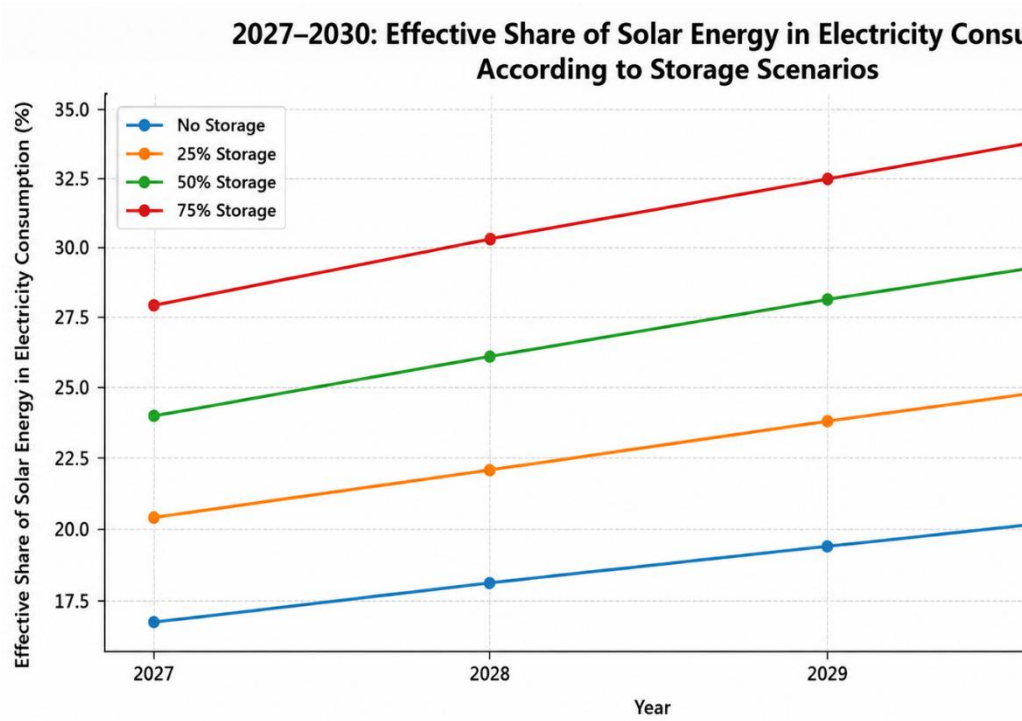


Table 3 presents the equivalent of the 3-year forecast results in Turkiye’s total consumption according to storage scenarios. While the investment to be made without storage systems would meet 20.8% of Turkiye’s consumption in 2030, with a modest investment of 25%, this ratio is 20.48% in 2027. Rather than waiting 3 years for a similar ratio, with 25% storage investments, this ratio can be achieved within 1 year. With 75% storage, more than one-third of the

total consumption demand will be supplied from solar power plants in 2030.

Table 3. Impact of Solar Generation with and without Storage on Total Consumption

Year	No Storage	%25 Storage	%50 Storage	%75 Storage
2027	%16,72	%20,48	%24,24	%28,00
2028	%18,13	%22,21	%26,29	%30,37
2029	%19,50	%23,88	%28,27	%32,66
2030	%20,80	%25,48	%30,16	%34,84

In the absence of storage, due to reasons such as consumption being limited only to the hours when production occurs and excess energy that can be produced during these hours causing grid overload, the maximum consumption ratio may be only 20.80% in 2030. With a 25% storage contribution, solar energy consumption increases by 22.5%. The most striking ratio is observed in solar power plant production with 75% storage, where solar consumption is utilized 67.5% more. These values are shown in Table 4.

Table 4. Effective Contribution of Solar Energy to Consumption in 2030

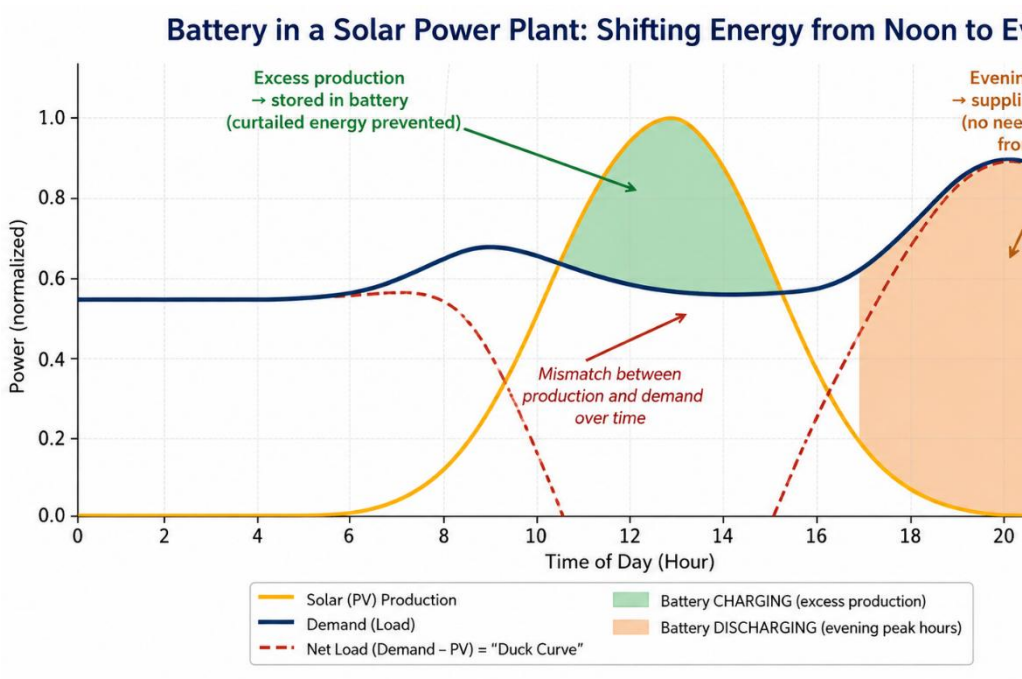
Scenario	Solar contribution to consumption	Additional contribution to no-storage state	Relative increase
No Storage	%20,80	—	—
%25 Storage	%25,48	+4,68	%22,5
%50 Storage	%30,16	+9,36	%45,0
%75 Storage	%34,84	+14,04	%67,5

Demonstrating the Necessity and Importance of Storage in Solar Power Plants

In this section, the necessity for storage has been revealed within the framework of supply-demand mismatch, grid security, and regulatory requirements. Solar power plants under suitable meteorological conditions (Sarmah et al., 2023) achieves energy production with maximum efficiency. However, daylight is essential for solar panels to generate electricity. Energy demand reaches peak levels during evening hours. In addition to solar panels being unable to generate electricity at night, fluctuations experienced during daytime due to cloud cover and different meteorological conditions

place this resource in the unstable category. Energy storage systems not only eliminate fluctuations but also enable the establishment of time-demand balance. Therefore, new regulations in electricity trading for energy production are beginning to necessitate storage systems. Solar power plant generation generally peaks during midday hours. However, energy demand in Turkiye peaks between 18:00 – 22:00 hours. Production that peaks during midday hours presents major problems in solar power plants, such as exceeding committed demand and surpassing transmission capacity. The primary advantage of storage systems is called energy shifting (Figure 5). Cheap and abundant energy during midday hours is transferred to storage and fed back into the grid during evening hours when value and demand are high. Energy exceeding commitment and transmission capacity increases the plant's annual production and capacity factor. Storage system stabilize power fluctuation events at the second/minute level that occur due to instantly changing weather conditions. Contribution is made to system stability by providing ancillary services such as frequency and voltage regulation, fast frequency response, and synthetic inertia. Storage systems belonging to solar power plants that are kept charged without neglecting battery health can be used as backup power plants that maintain the national grid's power quality.

Fig 5. While solar generation peaks during midday hours, demand rises in the evening. The battery charges during midday surplus (green) and discharges during evening peak hours (orange), thereby eliminating the generation-demand mismatch and preventing curtailment.



As energy sources with unstable natural resources such as solar and wind increase, the frequency of the interconnected system becomes fragile. Since many storage methods have response times at the millisecond level, they represent a robust solution for taking

measures against frequency imbalances. This situation will enable the stable integration of renewable energy sources at high rates into the national grid (Hu et al., 2022; Xu et al., 2017). In Turkey, Law No. 5346 on Renewable Energy Sources (YEK Law) enacted in 2005 provided direct purchase guarantees for wind and hydroelectric power plants. At the end of 2010, the law was revised to include solar energy within the incentive scope. In 2013, Law No. 6446 on the Electricity Market paved the way for unlicensed electricity generation. Within the same year, applications for 600 MW of licensed solar energy projects were received (Cebeci, 2017). Regulations made in 2019, 2023, and 2026 established provisions on many aspects regarding the use and sale of solar energy. Two solar energy incentive mechanisms stand out in Turkey. These are the Renewable Energy Resources Support Mechanism (YEKDEM) and Renewable Energy Resource Zones (YEKA). YEKDEM is an incentive mechanism that provides investors with a guaranteed purchase at a fixed price for a certain period and offers domestic equipment support. YEKA enables the rapid commissioning of large-scale renewable energy projects through the tender method. Within the scope of YEKA, there are domestic production, technology transfer, and R&D obligations. EPİAŞ and Turkish Electricity Transmission Inc. (TEIAŞ) play a major role in ensuring sector balance and security. TEIAŞ is responsible for the supply-demand, security, and operation of the national system. EPİAŞ is the organization that ensures the execution of market transactions. In energy trading, apart from YEKDEM and YEKA, there are two types of transactions. The first is the Day-Ahead Market (GÖP), which is an organization where electricity is bought and sold for each hour one day in advance. The second is the Intraday Market (GİP), which consists of trading positions executed close to the delivery hour. Deviations occurring in GÖP planning are balanced in the GİP market. Through storage systems, investors can free themselves

from the hourly dependency of solar energy and integrate into the GİP market during evening hours.

Conclusion

As a result of the studies conducted in this section, the necessity of storage incentives and regulations has been established, alongside steps to increase solar energy installed capacity. The study clearly demonstrates that with storage scenarios, it is possible to meet up to 35% of the total energy consumption projected for 2030 from solar sources. Solar energy investment, which will increase with storage, has the potential to significantly reduce energy imports. For this action to be effective, solar contribution needs to be increased during peak energy consumption hours.

Considering the growing battery market in electric vehicles, raw material and equipment exports will be of critical importance in the coming years. Given the increasing supply for electric vehicles and energy storage, early policies must be developed and measures must be taken. Policies regarding battery and cell raw material procurement should be developed. The domestic pricing incentive currently available for panels and other components in solar power plants should be established in detail for storage components. Turkiye's installed solar and wind power capacity is 42GW. Its share in total consumption is around 33%. This ratio poses a significant imbalance risk. At the same time, it complicates the determination of supply/demand balance. When current policies are evaluated, it is evident that installed capacity will increase rapidly. The primary way to eliminate this imbalance is to accelerate storage processes in renewable energy sources.

References

Abu Al-Haija, Q. (2021). A stochastic estimation framework for yearly evolution of worldwide electricity consumption. *Forecasting*, *3*(2), 256–266.

Beltran, H., Bilbao, E., Belenguer, E., Etxeberria-Otadui, I., & Rodriguez, P. (2012). Evaluation of storage energy requirements for constant production in PV power plants. *IEEE transactions on industrial electronics*, *60*(3), 1225–1234.

Bilgen, S. (2014). Structure and environmental impact of global energy consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *38*, 890–902.

Boruah, D., & Chandel, S. S. (2023). A comprehensive analysis of eight rooftop grid-connected solar photovoltaic power plants with battery energy storage for enhanced energy security and grid resiliency. *Solar Energy*, *266*, 112154.

Cebeci, S. (2017). *Türkiye'de Güneş Enerjisinden Elektrik Üretim Potansiyelinin Değerlendirilmesi* T.C. Kalkınma Bakanlığı]. Ankara.

De Cian, E., Falchetta, G., Pavanello, F., Romitti, Y., & Wing, I. S. (2025). The impact of air conditioning on residential electricity consumption across world countries. *Journal of Environmental Economics and Management*, *131*, 103122.

Duzgun, B., Koksal, M. A., & Bayindir, R. (2022). Assessing drivers of residential energy consumption in Turkey: 2000–2018. *Energy for Sustainable Development*, *70*, 371–386.

EPİAŞ. (2026, 2026/08/02). *Şeffaflık Platformu: Elektrik Üretim ve Tüketim Verileri*. Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. https://seffaflik.epias.com.tr/

Hu, Y., Armada, M., & Sánchez, M. J. (2022). Potential utilization of battery energy storage systems (BESS) in the major European electricity markets. *Applied Energy*, *322*, 119512.

International Energy Agency. (2025). *Electricity 2025*.

Jobert, T., & Karanfil, F. (2007). Sectoral energy consumption by source and economic growth in Turkey. *Energy policy*, *35*(11), 5447–5456.

Kar, M. K., Kanungo, S., Dash, S., & Parida, R. R. (2024). Grid connected solar panel with battery energy storage system. *International Journal of Applied Power Engineering (IJAPE)*, *13*(1), 223–233.

Li, X., Lepour, D., Heymann, F., & Maréchal, F. (2023). Electrification and digitalization effects on sectoral energy demand and consumption: A prospective study towards 2050. *Energy*, *279*, 127992.

Li, Y., & Wu, J. (2020). Optimum integration of solar energy with battery energy storage systems. *IEEE Transactions on Engineering Management*, *69*(3), 697–707.

Maka, A. O., & Chaudhary, T. N. (2024). Performance investigation of solar photovoltaic systems integrated with battery energy storage. *Journal of Energy Storage*, *84*, 110784.

Sarmah, P., Das, D., Saikia, M., Kumar, V., Yadav, S. K., Paramasivam, P., & Dhanasekaran, S. (2023). Comprehensive analysis of solar panel performance and correlations with meteorological parameters. *ACS omega*, *8*(50), 47897.

Słoniec, J., Kulisz, M., Małecka-Dobrogowska, M., Konurbayeva, Z., & Sobaszek, Ł. (2025). Awareness of the Impact of IT/AI on Energy Consumption in Enterprises: A Machine Learning-Based Modelling Towards a Sustainable Digital Transformation. *Energies*, *18*(21), 5573.

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2026). *Elektrik Üretim ve Tüketiminde Rekor*. Retrieved Ağustos from https://enerji.gov.tr/haber-detay?id=31716

Thomas, S., & Rosenow, J. (2020). Drivers of increasing energy consumption in Europe and policy implications. *Energy policy*, *137*, 111108.

U. S. Energy Information, A. (2025). *International Energy Outlook 2025*.

Xu, B., Zhao, J., Zheng, T., Litvinov, E., & Kirschen, D. S. (2017). Factoring the cycle aging cost of batteries participating in electricity markets. *IEEE transactions on power systems*, *33*(2), 2248–2259.

Yu, K., & van Son, P. (2023). Review of trans-Mediterranean power grid interconnection: A regional roadmap towards energy sector decarbonization. *Global Energy Interconnection*, *6*(1), 115–126.

Zhang, Q., & Wang, Q. (2023). Digitalization, electricity consumption and carbon emissions—evidence from manufacturing industries in China. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, *20*(5), 3938.


BİDGE