

Grimm, Veronika; Oechsle, Leon; Zoettl, Gregor

## Article

# Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten

Wirtschaftsdienst

*Suggested Citation:* Grimm, Veronika; Oechsle, Leon; Zoettl, Gregor (2024) : Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten, Wirtschaftsdienst, ISSN 1613-978X, Sciendo, Warsaw, Vol. 104, Iss. 6, pp. 387-394, <https://doi.org/10.2478/wd-2024-0104>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/301367>

### Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

### Terms of use:

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*



<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Veronika Grimm, Leon Oechsle, Gregor Zöttl

# Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten

Immer wieder werden die sinkenden Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien herangezogen, um zu argumentieren, dass die Stromkosten in Deutschland sinken werden. Die Stromgestehungskosten stellen jedoch keine belastbare Grundlage für die Einschätzung der zukünftigen Stromkosten dar. Vergleicht man die Produktion der Wind- oder Solaranlagen mit der Stromnachfrage, so ergeben sich in vielen Stunden des Jahres Versorgungslücken, die durch komplementäre Technologien wie Batteriespeicher oder Gaskraftwerke, und künftig auch durch wasserstoffbetriebene Kraftwerke, gedeckt werden müssen. Die Investitionskosten dieser Anlagen und ihres Betriebs müssen in die Berechnung der Kosten zur Befriedigung der Nachfrage eingehen. Diese „Levelized Cost of Load Coverage“ deuten nicht darauf hin, dass die Stromkosten im kommenden Jahrzehnt deutlich sinken werden.

Die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) setzen die Kosten für die Errichtung und den Betrieb eines Kraftwerks ins Verhältnis zur Stromerzeugungsmenge über seine gesamte Lebensdauer. So können auf Anlagen- oder Technologiebasis die Kosten ermittelt werden, die durchschnittlich bei der Erzeugung einer Kilowattstunde (kWh) entstehen. In den vergangenen Jahren sind die LCOE der erneuerbaren Energien (EE) deutlich gesunken und die LCOE konventioneller Kraftwerke aufgrund steigender CO<sub>2</sub>-Preise gestiegen (vgl. z. B. Fraunhofer ISE, 2021).

In der wirtschaftspolitischen Debatte wird angesichts dieser Entwicklung immer wieder argumentiert, dass die Stromkosten nicht auf dem aktuellen Niveau verharren, sondern mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien sinken würden (vgl. z. B. Bauermann, 2023; Dullien et al., 2023). Aufbauend auf dieser Erwartung plädieren verschiedene Akteure dafür, durch eine temporäre Subvention des Strompreises die niedrigeren Preise schon jetzt zu etablieren und so die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie in Deutschland zu stärken („Transformationsstrompreis“). Aufgerufen wurden zuletzt 5 ct/kWh (SPD Bundestagsfraktion, 2023) bzw. 6 ct/kWh (BMWK, 2023). In der Debatte wird oft unterstellt, dass

große Unternehmen zukünftig direkt von den niedrigen LCOE profitieren könnten, wenn sie von einem Wind- oder Solarpark versorgt würden. Diese LCOE können für einen Nachfrager aber nur dann erreicht werden, wenn die Stromnachfrage des Abnehmers genau an der Stromerzeugung aus Wind- oder PV-Anlagen ausgerichtet werden würde. Die Argumentation trägt hingegen nicht, wenn man die Kosten der Stromversorgung eines Abnehmers mit einem bestimmten Nachfrageprofil ermitteln möchte.

Das lässt sich einfach illustrieren: Will man die Versorgung eines Unternehmens oder die Befriedigung der Nachfrage einer Region (oder eines Landes) sicherstellen, so gilt es, die entsprechende Nachfrage zu decken. Dabei kann es sich (im Fall von einem durchgängig produzierenden Unter-

**Prof. Dr. Veronika Grimm** ist Professorin an der Technischen Universität Nürnberg (UTN) sowie Mitglied des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR Wirtschaft) und des Sachverständigenrats für Verbraucherfragen (SVRV).

**Leon Oechsle** ist Student an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU).

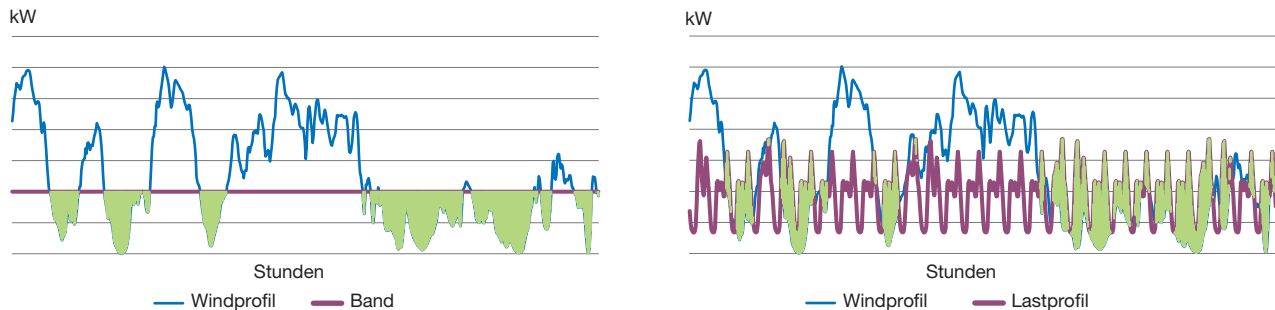
**Prof. Dr. Gregor Zöttl** ist Professor für Industrieökonomik und Energiemärkte an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU).

© Der/die Autor:in 2024. Open Access: Dieser Artikel wird unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz veröffentlicht ([creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de)).

Open Access wird durch die ZBW – Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft gefördert.

Die Autoren danken Dr. Jonas Egerer und Dr. Christian Groß für wertvolle Kommentare und Anregungen. Der Beitrag ist eine gekürzte Fassung von Grimm et al. (2024).

Abbildung 1  
Lücken in der Stromversorgung



Um die Nachfrage zu befriedigen, muss die Versorgungslücke (hier grün dargestellt), also die Differenz zwischen der Nachfrage und der Produktion der erneuerbaren Energien, durch komplementäre Technologien gedeckt werden. Kurzfristig kommen Gaskraftwerke und Speicher infrage, langfristig können auch Wasserstoff-Kraftwerke zum Einsatz kommen.

Quelle: eigene Berechnungen.

nehmen) um eine über die Zeit weitgehend kontinuierliche Stromnachfrage handeln („Band“) oder um ein Lastprofil, das die Nachfrage der entsprechenden Verbraucher widerspiegelt. Vergleicht man die Produktion der Wind- oder Solaranlagen (die Grundlage einer LCOE-Berechnung ist) über die Zeit mit der Stromnachfrage, so ergeben sich Lücken in der Versorgung, die durch die Bereitstellung anderer (komplementärer) Technologien gedeckt werden müssen (vgl. Abbildung 1). Die Investitionskosten dieser Anlagen und ihres Betriebs müssen in die Berechnung der Kosten zur Befriedigung der Nachfrage eingehen. Die Befriedigung der Nachfrage muss also – korrekt berechnet – mit höheren Levelized Costs einhergehen, die wir im Folgenden als Levelized Cost of Load Coverage (LCOLC) ausweisen.

Die mangelnde Eignung der LCOE zur Abschätzung der Stromkosten ist in der Literatur verschiedentlich adressiert worden. Verschiedene Autoren schlagen alternative Ansätze vor, um den bekannten Defiziten Rechnung zu tragen (vgl. etwa Joskow, 2011; Ueckerdt et al., 2013; Hirth et al., 2014; Reichelstein und Sahoo, 2015; Belderbos et al., 2017; Lai und McCulloch, 2017; Simpson et al., 2020; Shen et al., 2020; Loth et al., 2022). Ueckerdt et al. (2013) sowie Hirth et al. (2014) verweisen z.B. auf zusätzliche Kosten von erneuerbaren Energien für das System, darunter Ausgleichsenergie, Back-up-Kapazitäten, zusätzliche Netzkapazitäten sowie eine Reduzierung der Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke. Unter Einbeziehung dieser Größen berechnen sie die „System-LCOE“, also die Kosten der Befriedigung der Nachfrage. Lai und McCulloch (2017) kombinieren LCOE und „Levelized Cost of Delivery“ (LCD) für Systeme aus PV und Batteriespeichern. IEA und NEA (2020) berechnen „Value Adjusted Levelized Cost“ (VALCO), diese korrigieren die LCOE unterschiedlicher Technologien mit deren Flexibilitäts- und Kapazitätswert. Joskow (2011) weist zudem darauf hin,

dass der ökonomische Wert des Stroms durch den Erlös am Markt bestimmt wird, das Konzept der LCOE aber nur die Kostenseite erfasst und somit die Strompreise möglicherweise unterschätzt.

Die Berechnungen in diesem Beitrag sind bewusst einfach gehalten und abstrahieren daher von Kostenkomponenten, die durch Netzgebühren, notwendige zusätzliche Netzkapazitäten, aufgrund von Nachfrageunsicherheit notwendiger Back-up-Kapazitäten oder durch Margen im Stromhandel entstehen. Der Fokus liegt auf den Kosten zur Deckung einer vorhersehbaren Nachfrage, um so den Unterschied zwischen den oft diskutierten LCOE der erneuerbaren Energien und den LCOLC zur Deckung der Nachfrage zu verdeutlichen. Durch den Vergleich verschiedener Szenarien wird die Attraktivität und der Einsatzbereich verschiedener komplementärer Technologien, wie Stromspeicher, Gas- und Wasserstoffkraftwerke, besonders gut deutlich. Die mögliche Flexibilisierung der Nachfrage mit dem Ziel, das Lastprofil der Produktion der erneuerbaren Energien stärker anzupassen, wird hier nicht betrachtet. Allerdings ist aufgrund der substantiellen Flexibilisierungskosten (vgl. z. B. Ambrosius et al., 2018) nicht zu erwarten, dass eine solche Flexibilisierung die hier resultierenden Ergebnisse fundamental beeinträchtigt.

### Berechnung von LCOE und LCOLC

LCOE werden berechnet, indem man den Nettobarwert der Summe der Annuitäten von Kapitalkosten, fixen und variablen Betriebskosten sowie gegebenenfalls Brennstoffkosten und Kosten für Emissionsrechte durch die Stromerzeugung der Anlage im Laufe eines Jahres dividiert.

$$LCOE = \frac{\text{Nettobarwert jährlicher Kosten } (X_{LCOE} \cdot Q_{LCOE})}{\text{jährliche Stromerzeugung } (Q_{LCOE})} \text{ [€ct/kWh]} \quad (1)$$

Es wird hierbei von einer fest vorgegebenen Anlagengröße  $X_{LCOE}$  ausgegangen (bei EE typischerweise 1 kW peak), die resultierende Stromerzeugung  $Q_{LCOE}$  ergibt sich bei der Berechnung von LCOE für EE als die mit der Anlage technisch produzierbare Menge im Jahresverlauf (Fraunhofer ISE, 2021, 14). Bei konventionellen Kraftwerken wird hingegen zumeist eine Zahl an Volllaststunden unterstellt, die für das zu berechnende Szenario als plausibel erachtet werden (Fraunhofer ISE, 2021, 15). LCOE können durch das direkte Aufsummieren entstehender Kosten und resultierender Produktionsmengen im Jahresverlauf bestimmt werden. Die Lösung eines Optimierungsproblems ist nicht notwendig.

Im Gegensatz hierzu geht die Berechnung der LCOLC von einer zu befriedigenden Nachfrage aus, die gedeckt werden muss (vgl. „Band“ bzw. „Profil“ in Abbildung 1). Für verschiedene zur Verfügung stehende Technologieoptionen werden die Kapazitäten der Anlagen,  $X_{LCOLC}$ , und Produktionsmengen der verschiedenen Anlagen,  $Q_{LCOLC}$ , kostenminimal so bestimmt, dass genau die Deckung des vorgegebenen Lastprofils erreicht wird. Die Bestimmung optimaler Kapazitäts- und Produktionsmengen erfolgt somit durch die Lösung eines Optimierungsproblems. Die LCOLC werden dann aus den kostenminimalen Kapazitäten und Produktionsmengen, wie folgt, berechnet:

$$LCOLC = \frac{\text{Nettoarwert jährlicher Kosten} (X_{LCOLC} Q_{LCOLC})}{\text{jährliche Stromerzeugung} (Q_{LCOLC})} [\text{€ct/kWh}] \quad (2)$$

### Szenarien

In einem ersten Schritt werden die LCOE von Windkraftanlagen an Land ( $Wind_{LCOE}$ ) und PV-Freiflächenanlagen ( $PV_{LCOE}$ ) als Vergleichsszenarien berechnet. In einem weiteren Schritt werden die LCOLC für verschiedene verfügbare Technologieoptionen und für jeweils zwei Nachfrageszenarien ermittelt: Eine über die Zeit konstante Stromnachfrage („Band“) sowie ein typisches Nachfrageprofil („Profil“). Die Technologieoptionen zur Befriedigung der Nachfrage bestehen aus erneuerbaren Energien – nur Wind (W), nur Photovoltaik (PV) oder beide Technologien (W&PV) – kombiniert mit entweder nur Batteriespeichern (S) oder Batteriespeichern und Gaskraftwerken (S&G). In den Szenarien für das Jahr 2040 kommt Wasserstoff (H2) als Option für die Deckung der Versorgungslücken hinzu. In allen Szenarien berechnen wir die jeweils kostenminimalen Kapazitäten und Produktionsmengen der im jeweiligen Szenario erlaubten Technologieoptionen. Die Szenarien sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

### Annahmen

Die Berechnungen basieren auf Annahmen zu Kosten und technischen Parametern, die in verschiedenen jüngeren

Tabelle 1  
Betrachtete Szenarien

		Lastanforderung	
		Ohne Nachfraganforderungen	Konstante Nachfrage (Band)
LCOE	Wind	$W_{LCOE}$	Deckung der Nachfrage ausschließlich durch EE unrealistisch
	PV	$PV_{LCOE}$	
Speicher			$W^S_{Band}$
			$PV^S_{Band}$
			$W \& PV^S_{Profil}$
			$W \& PV^S_{Band}$
LCOLC von Wind (W), PV bzw. W&PV mit Flexibilität durch...	Speicher & Gas	Ohne Nachfraganforderungen entspricht das Ergebnis dem Minimum der LCOE-Werte	$W^{S \& G}_{Band}$
			$PV^{S \& G}_{Band}$
			$W \& PV^{S \& G}_{Profil}$
			$W \& PV^{S \& G}_{Band}$
	Speicher & H2		$W \& PV^{S \& H2}_{Profil}$
			$W \& PV^{S \& H2}_{Band}$
	Speicher & Gas & H2		$W \& PV^{S \& G \& H2}_{Profil}$
			$W \& PV^{S \& G \& H2}_{Band}$

Quelle: eigene Darstellung.

Studien gewählt wurden. Insbesondere orientieren wir uns an den Annahmen von Fraunhofer ISE (2021), da in dieser Studie LCOE-Berechnungen durchgeführt wurden, deren Vergleich mit unseren Ergebnissen hilfreich ist. Die im Jahr 2021 zugrunde gelegten Zinssätze dürften vor dem Hintergrund der aktuellen Zinsentwicklungen zwar zu niedrig angesetzt sein. Eine Anpassung würde jedoch lediglich die Levelized Costs erhöhen, aber die Relation der Ergebnisse in den einzelnen Szenarien zueinander nicht entscheidend verändern. Wir übernehmen daher die Annahmen zu den Zinssätzen aus früheren Studien, um die Einsichten aus einem Vergleich der Ergebnisse zu erleichtern.

Wir legen Berechnungen für zwei exemplarische Zeitpunkte vor, 2021 sowie 2040. Um die Komplexität der Berechnungen gering zu halten und die Darstellung der Ergebnisse transparent gestalten zu können, betrachten wir eine begrenzte Zahl an Technologien: Wind an Land (W), PV-Freiflächenanlagen (PV), Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) sowie Batteriespeicher (S). Für das Jahr 2040 beziehen wir auch Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyseanlagen (PEM), Wasserstoffspeicher (H2 Speicher) sowie wasserstofffähige Gaskraftwerke (H2 GuD) in die Analyse ein.

Die den Berechnungen zugrunde liegenden Parameter für 2021 sind in Tabelle 2 dargestellt. Die Parameter für das Jahr 2040 sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Dabei stammen die Werte für Wind-Onshore, PV, Speicher und Gaskraftwerke ebenfalls aus Fraunhofer ISE (2021). Lebensdauern, Zinssätze, OPEX (außer Brennstoffkos-

**Tabelle 2**  
**Parameter für das Jahr 2021**

2021	Wind	PV	Batterie- speicher	Gas GuD
CAPEX (€/kWp, €/kWp, €/kWh, €/kW)	1.700	665	600	950
Lebensdauer der Anlage (Jahre)	25	30	15	30
Zinssatz (%)	2,96	2,5	2,5	5,8
OPEX <sup>fix</sup> (€/kWp, €/kWp, €/kWh, €/kW)	20	13,3	8	20
OPEX <sup>var</sup> (€/kWh)	0,008	0	0	0,003
Effizienz beim Ausspeichern (%)			95	
Effizienz beim Einspeichern (%)			95	

Quelle: Fraunhofer ISE (2021).

ten bei Gaskraftwerken, vgl. Tabelle 4) und Kapazitäten bleiben unverändert relativ zu den Annahmen für das Jahr 2021. CAPEX-Werte für Batterien im Jahr 2040 werden direkt gemittelt übernommen. Nicht direkt angegebene CAPEX-Werte für Wind-Onshore und PV im Jahr 2040 werden so ermittelt, dass diese zu den in Fraunhofer ISE (2021) angegebenen mittleren Werten der entsprechenden LCOE für das Jahr 2040 korrespondieren.

Für das Jahr 2040 berücksichtigen wir, hinausgehend über Fraunhofer ISE (2021), die Verwendung von Stromspeicherung über Wasserstoff. Werte für PEM-Elektrolyseure stammen von Osorio et al. (2023), der Wirkungsgrad der Elektrolyseure wird der am Potsdam Institut für Klimafolgenforschung erstellten Datenbank für Elektrolyseure entnommen (PIK, 2024). Für die Wasserstoffspeicher wird EWI (2024) herangezogen. Hier ergeben sich quasi deckungsgleiche Werte wie bei ENTSOG und ENTSO-E (2022). Für die wasserstofffähigen Turbinenkraftwerke werden wiederum Werte von Osorio et al. (2023) verwendet. Abschließend enthält Tabelle 4 für beide Betrachtungszeitpunkte die Brennstoffkosten (Erdgas) sowie die Kosten für Emissionszertifikate, die für den Betrieb der Gaskraftwerke benötigt werden (Fraunhofer ISE, 2021).

Den Berechnungen liegen stündliche Profile der Produktion von Wind-Onshore und PV-Freiflächenanlagen zugrunde (Pfenninger und Staffell, 2016; Staffell und Pfenninger, 2016, [www.renewables.ninja](http://www.renewables.ninja)). Diese werden skaliert, um die in Fraunhofer ISE (2021) verwendeten durchschnittlichen Volllaststunden zu erhalten: Wind-Onshore jährlich 2.500 Volllaststunden und PV-Freiflächenanlagen jährlich 1.107 Stunden. Wir verwenden alternativ die Wind- und PV-Profile aus ENTSOG und ENTSO-E (2022).

Wir betrachten in unseren Berechnungen eine Nachfrage von insgesamt 8.760 kWh innerhalb eines Jahres. Für die

**Tabelle 3**  
**Parameter für das Jahr 2040**

2040	Wind	PV	Batterie- speicher	Gas GuD	PEM	H2 Spei- cher	H2 GuD
CAPEX (€/kWp, €/kWp, €/kWh, €/kW)	1.349	322	285	950	596	0.320	945
Lebensdauer (Jahre)	25	30	15	30	20	30	40
Zinssatz (%)	2,96	2,5	2,5	5,8	2,5	2,5	5,8
OPEX <sup>fix</sup> (€/kWp, €/kWp, €/kWh, €/kW)	20	13,3	8	20	11,92	0	28,35
OPEX <sup>var</sup> (€/kWh)	0,008	0	0	0,003	0,003	0	0,004
Effizienz beim Ausspeichern (%)			95				57
Effizienz beim Einspeichern (%)			95		65,5		

Quelle: Parameter für Wind, PV, Batteriespeicher und Gas GuD angelehnt an Szenarien aus Fraunhofer ISE (2021), PEM, H2 Speicher, H2 GuD (Turbinen): Osorio et al. (2023), <https://h2.pik-potsdam.de/H2Dash/> und EWI (2024).

kontinuierliche Nachfrage (Band) bedeutet das eine stündliche Nachfrage von 1 kWh. Bei dem betrachteten Lastprofil verteilt sich dieselbe jährliche Nachfrage unterschiedlich auf vier Jahreszeiten (Winter, Sommer, zwei identische Übergangszeiten) mit jeweils drei verschiedenen Typtagen (Werktage, Samstag, Sonntag). Der resultierende Lastgang entspricht den Annahmen in BDEW (2017). Zur Kalibrierung wird die in BDEW (2017) zur Verfügung gestellte typische Lastkurve für Haushalte auf Stundenwerte gemittelt und auf einen Gesamtverbrauch von 8.760 kWh skaliert. Um die Ergebnisse auf die Größe eines bestimmten Stromsystems zu skalieren, beispielsweise eines Landes oder eines Großverbrauchers, können die Kapazitäten mit einem entsprechenden Faktor multipliziert werden, sodass die betrachtete gesamte Energiemenge berechnet wird.

## Ergebnisse

Im Folgenden werden die LCOE für Wind und PV sowie die LCOLC für die verschiedenen Technologieszenarien präsentiert. Die Szenarien  $W_{LCOE}$  und  $PV_{LCOE}$ , bei denen kein bestimmtes Verbrauchsprofil gefordert wird, erlauben es, als Benchmark die Ergebnisse einer traditionellen LCOE-Berechnung für die Technologien Wind an Land und PV-Freiflächenanlagen zu bestimmen. In den übrigen Szenarien werden die minimalen durchschnittlichen Kosten pro kWh ermittelt, die bei der Deckung der jeweiligen Nachfrage mit unterschiedlichen Technologie-Kombinati-



Tabelle 4  
Kosten für Erdgas und CO<sub>2</sub>-Emissionen

Gas	2021	2040
Brennstoffkosten (€/kWh)	0,025	0,017
Effizienz (%)	60	62
Preis EU-ETS Zertifikate (€/tCO <sub>2</sub> )	34	225
Emissionsfaktor (tCO <sub>2</sub> /kWh)	0,00024	0,00024

Quelle: Fraunhofer ISE (2021).

onen entstehen. Dabei wird auch ermittelt, welche Kapazitäten der jeweils zugelassenen Technologien im Kostenminimum installiert werden müssen. Zu beachten ist, dass die tatsächlichen Kosten zur Deckung der Nachfrage höher sein können als die LCOLC, falls aufgrund bestimmter Vorgaben (z. B. Mindestkapazitäten der EE) die installierten Kapazitäten von der kostenminimalen Lösung abweichen.

Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse für das Jahr 2021. Für Wind und PV ergeben sich LCOE von 5,49 ct/kWh beziehungsweise 4,07 ct/kWh ( $W_{LCOE}^S$ ,  $PV_{LCOE}^S$ ). Dies deckt sich aufgrund der ähnlichen Parametrisierung mit den Ergebnissen aus Fraunhofer ISE (2021) für große PV-Anlagen und Wind an Land. Die Kosten, um eine gegebene Nachfrage zu decken (LCOLC), fallen (teils deutlich) höher aus und sind je nach den zur Verfügung stehenden Technologieoptionen zudem sehr unterschiedlich.

Aufgrund der heute noch hohen Kosten von Batteriespeichern und der Notwendigkeit der Installation großer Kapazitäten ergeben sich LCOLC von über 32,76 ct/kWh, sofern nur Batteriespeicher für die Abdeckung der Versorgungslücken zur Verfügung stehen ( $W_{Band}^S$ ,  $PV_{Band}^S$ ,  $W \& PV_{Band}^S$ ,  $W \& PV_{Profil}^S$ ). Auffällig ist, dass im Vergleich mit den anderen Szenarien enorme EE- wie auch Speicher-Kapazitäten benötigt werden, um die Nachfrage zu befriedigen. Diese Szenarien sind natürlich nicht geeignet, um über das Energiesystem eines ganzen Landes nachzudenken. Sie zeigen aber eindrücklich, dass Inselösungen, die nur auf EE und Batteriespeichern basieren, enorm von einem Netzanschluss und dem Zugriff auf andere Optionen profitieren können. Der Vergleich unserer Ergebnisse mit Fraunhofer ISE (2021) zeigt auch, dass eine Berücksichtigung des Flexibilisierungsbedarfs von EE durch das Hinzurechnen der Investitionskosten von Stromspeichern fest vorgegebener Größe in einer ansonsten klassischen Berechnung der LCOE zu Missverständnissen führen kann. Derartige Berechnungen suggerieren möglicherweise eine Bereitstellung ausreichend flexibler Lastdeckung durch Batteriespeicher zu geringen zusätzlichen Kosten. Diese ist im Endeffekt aber so nicht gegeben, wie unser detaillierter Berechnungsansatz der LCOLC zeigt.

Tabelle 5  
Ergebnisse für das Jahr 2021

Szenario	Kapazitäten				Kosten (LCOE bzw. LCOLC)
	Wind (kWp)	PV (kWp)	Batteriespeicher (kWh)	Gas GuD (kW)	Ø-Kosten (€/ct/kWh)
$W_{LCOE}$	3,5	-	-	-	5,49
$W_{Profil}^{S\&G}$	0,81	-	0,04	1,8	7,59
$W_{Band}^{S\&G}$	1,22	-	0	1	6,72
$W_{Band}^S$	13,14	-	30,04	-	37,75
$PV_{LCOE}^S$	-	7,91	-	-	4,07
$PV_{Profil}^{S\&G}$	-	2,16	0,01	1,83	7,25
$PV_{Band}^{S\&G}$	-	1,68	0	1	6,5
$PV_{Band}^S$	-	111,52	65,37	-	99,51
$W \& PV_{Profil}^{S\&G}$	0,49	1,98	0,02	1,81	7,23
$W \& PV_{Band}^{S\&G}$	0,33	1,55	0	1	6,49
$W \& PV_{Profil}^S$	10,92	9,84	20,03	-	32,76
$W \& PV_{Band}^S$	10,33	11,19	25,62	-	36,28

Investierte Kapazitäten sowie LCOE bzw. LCOLC bei unterschiedlichen Verbrauchsanforderungen und verschiedenen Technologiekombinationen.

Quelle: eigene Berechnungen.

Wenn GuD als Technologieoption zur Verfügung stehen, dann werden diese genutzt, um die Versorgungslücke zu schließen ( $W_{Band}^{S\&G}$ ,  $W_{Profil}^{S\&G}$ ,  $PV_{Profil}^{S\&G}$ ,  $PV_{Band}^{S\&G}$ ,  $W \& PV_{Profil}^{S\&G}$ ,  $W \& PV_{Band}^{S\&G}$ ). Batteriespeicher spielen bei Verfügbarkeit von GuD-Kraftwerken keine oder lediglich eine sehr geringe Rolle. Die installierte Leistung der Gaskraftwerke wird in der zur Deckung der Nachfrage kostenminimalen Lösung so gewählt, dass die Spitzenlast vollständig oder fast vollständig gedeckt werden kann. Letztere beträgt bei einer jährlichen Gesamtnachfrage von 8.760 kWh in den „Band“-Szenarien 1 kW und in den „Profil“-Szenarien 1,83 kW.

Tabelle 6 enthält die Berechnungen mit Parametrisierung für 2040. Die LCOE für Wind und PV sind niedriger, wobei die LCOE für PV zwischen 2021 und 2040 besonders deutlich absinken, auf 2,59 ct/kWh ( $PV_{LCOE}^S$ ). Dies hängt damit zusammen, dass die erwartete Kostendegression bei Solarmodulen technologiebedingt deutlich stärker ist (vgl. z.B. Tsiropoulos et al., 2018; Wirth, 2024). Die Kosten, um eine gegebene Nachfrage zu decken (LCOLC) fallen auch 2040 (teils deutlich) höher aus als die LCOE von EE und sind je nach den zur Verfügung stehenden Technologieoptionen sehr unterschiedlich. Obwohl die für 2040 angenommenen CAPEX von Batteriespeichern deutlich niedriger sind als für das Jahr 2021, ergeben sich

Tabelle 6  
Ergebnisse für das Jahr 2040

Szenario	Kapazitäten							Kosten (LCOE bzw. LCOLC)
	Wind (kWp)	PV (kWp)	Batteriespeicher (kWh)	Gas GuD (kW)	PEM (kW)	H2 Speicher (kWh)	H2 GuD (kW)	
$W_{LCOE}$	3,50	-	-	-	-	-	-	4,69
$W^{S\&G}_{Profil}$	3,24	-	1,69	1,30	-	-	-	9,61
$W^{S\&G}_{Band}$	3,19	-	0,05	0,99	-	-	-	8,74
$W^S_{Band}$	10,70	-	37,43	-	-	-	-	25,93
$PV_{LCOE}$	-	7,91	-	-	-	-	-	2,59
$PV^{S\&G}_{Profil}$	-	4,71	2,34	1,26	-	-	-	10,35
$PV^{S\&G}_{Band}$	-	3,62	0,11	0,99	-	-	-	10,44
$PV^S_{Band}$	-	77,01	97,06	-	-	-	-	59,59
$W\&PV^{S\&G}_{Profil}$	2,33	3,07	2,54	1,01	-	-	-	8,11
$W\&PV^{S\&G}_{Band}$	2,74	2,04	0,41	0,94	-	-	-	7,97
$W\&PV^S_{Profil}$	4,95	17,89	28,94	-	-	-	-	21,70
$W\&PV^S_{Band}$	5,52	22,26	28,08	-	-	-	-	23,45
$W\&PV^{S\&G\&H2}_{Profil}$	2,61	3,77	2,26	0,34	0,73	206,91	0,69	7,80
$W\&PV^{S\&G\&H2}_{Band}$	3,07	3,08	0,39	0,33	0,99	191,21	0,61	7,63
$W\&PV^{S\&H2}_{Profil}$	2,84	4,23	2,51	-	0,99	637,29	1,00	7,85
$W\&PV^{S\&H2}_{Band}$	3,35	3,52	0,41	-	1,28	573,16	0,94	7,68

Investierte Kapazitäten sowie LCOE bzw. LCOLC bei unterschiedlichen Verbrauchsanforderungen und verschiedenen Technologiekombinationen.

Quelle: eigene Berechnungen.

weiterhin hohe Kosten von über 21,70 ct/kWh, sofern die Versorgungslücken ausschließlich mit Batteriespeichern gedeckt werden können ( $W^S_{Band}$ ,  $PV^S_{Band}$ ,  $W\&PV^S_{Band}$ ,  $W\&PV^S_{Profil}$  in Tabelle 6). Die Kosten sinken gegenüber den LCOLC-Werten für das Jahr 2021 nicht stärker, da zur Abdeckung einer gegebenen Nachfrage (Band oder Profil) unverändert enorme Kapazitäten sowohl an EE als auch an Speichern notwendig wären.

Eine Deckung der Versorgungslücke mit Gas- und Dampfturbinenkraftwerken würde trotz niedrigerer Gaspreise aufgrund der hohen CO<sub>2</sub>-Preise zu relativ hohen LCOLC führen ( $W^{S\&G}_{Profil}$ ,  $W^{S\&G}_{Band}$ ,  $PV^{S\&G}_{Profil}$ ,  $PV^{S\&G}_{Band}$ ,  $W\&PV^{S\&G}_{Profil}$ ,  $W\&PV^{S\&G}_{Band}$  in Tabelle 6). Die für das Jahr 2040 berechneten LCOLC liegen dabei aufgrund der hohen CO<sub>2</sub>-Preise sogar (teils deutlich) über den Werten für das Jahr 2021. Mit Erdgas betriebene Kraftwerke wären aufgrund der Klimaziele im Jahr 2040 ohnehin keine realistische Technologieoption mehr. Wir betrachten daher zusätzlich Wasserstoffherzeugung, -speicherung und -verstromung als Technologieoption zur Deckung der Versorgungslücken. Die Parametrisierung basiert dabei auf mittleren Werten für das 2040 erwartete Kostenspektrum. Auch eine un-

günstigere Parametrisierung (Multiplikation der OPEX-Werte mit 1,5) ergibt nur 0,2 bis 0,6 ct/kWh höhere Werte.

Die niedrigsten Kosten zur Deckung einer gegebenen Nachfrage im Jahr 2040 ergeben sich, wenn die Erzeugung von Wasserstoff, seine Speicherung und Verstromung als Technologieoption zur Deckung der Versorgungslücke zur Verfügung steht ( $W\&PV^{S\&G\&H2}_{Profil}$ ,  $W\&PV^{S\&G\&H2}_{Band}$ ,  $W\&PV^{S\&H2}_{Profil}$ ,  $W\&PV^{S\&H2}_{Band}$  in Tabelle 6). In den Szenarien kommen – anders als im Jahr 2021 – in signifikantem Umfang auch Batteriespeicher zum Einsatz. Dies dürfte an den im Jahr 2040 deutlich gesunkenen Kosten der Batteriespeicher liegen. Sofern konventionelle Gaskraftwerke als Technologieoption zur Verfügung stehen, werden diese in gewissem Umfang eingesetzt. Allerdings sind die LCOLC nur sehr geringfügig höher, wenn mit Erdgas betriebene Kraftwerke nicht zur Verfügung stehen. Anzumerken ist in diesem Zusammenhang, dass erhebliche Anstrengungen notwendig sind, um die für die Wasserstoff-Technologieoption notwendigen Komponenten verfügbar zu machen. Dabei geht es zum einen um wasserstofffähige Gaskraftwerke, zum anderen aber auch um die Elektrolyse- und Speicherkapazitäten. Denkt man an das gesamte Energie-

system, so ist davon auszugehen, dass nicht nur – wie hier stark vereinfachend unterstellt – Wasserstoff produziert, gespeichert und wieder verstromt wird. Es ist vielmehr zu erwarten, dass der größere Teil des Wasserstoffs importiert, teilweise zwischengespeichert und verstromt wird (Runge et al., 2023; NWR, 2024). Die Kosten der hierfür notwendigen Netzkapazitäten sind – ebenso wie die Netzkapazitäten (und Netzgebühren) für Strom und Gas, hier nicht berücksichtigt. Der Grund dafür ist, dass wir uns auf die unmittelbaren Kosten zur Befriedigung einer Stromnachfrage analog zu dem Konzept der LCOE fokussieren, womit diese Kosten definitiv stark unterschätzt werden. Bei Berücksichtigung weiterer Kostenkomponenten würde in diesem Sinne noch deutlicher, dass die herkömmlichen LCOE ungeeignet sind zur Abschätzung der Kosten der Stromversorgung.

In den Szenarien wird in beiden betrachteten Jahren, 2021 und 2040, ein Teil der Produktion der EE abgeregelt und somit nicht verwendet. In den Szenarien mit allen komplementären Technologieoptionen (Speicher und Gas) ist die Abregelung mit 2,67 % ( $W$  &  $PV_{Band}^{SkG}$ ) zum Teil niedrig, meist aber nahe bei aber unter 10 % der EE-Erzeugung. Stehen nur Speicher zur Deckung der Versorgungslücken zur Verfügung, so werden 2021 über 72 % des EE-Stroms abgeregelt (2040: über 66 %). Dies zeigt erneut, dass ein nur auf EE und Batteriespeichern basierendes System nicht zielführend wäre, auch im Jahr 2040 nicht.

## Fazit

Es zeigt sich, dass die LCOLC in allen hier dargestellten Szenarien deutlich oberhalb der typischerweise diskutierten LCOE einzelner Technologien liegen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die üblichen LCOE-Berechnungen die Kosten nicht berücksichtigen, die komplementär zu den erneuerbaren Energien aufgebracht werden müssen, um eine gegebene Stromnachfrage zu befriedigen. Die Berechnungen spiegeln wider, dass die Stromkosten (hier: ohne Netze) auch in Zukunft nicht so deutlich absinken werden, wie es eine Betrachtung der LCOE auf den ersten Blick suggeriert. Statt 4,07 ct/kWh, die sich bei einer reinen Berechnung der LCOE etwa für PV ergeben, fallen in den Berechnungen für das Jahr 2021 durchschnittliche Kosten von über 6,49 ct/kWh zur Befriedigung der Stromnachfrage an. In Berechnungen für das Jahr 2040 ergeben sich zwar LCOE für PV von nur 2,59 ct/kWh. Berücksichtigt man aber wiederum, dass eine Nachfrage befriedigt werden muss, so entstehen in einem klimaneutralen Stromerzeugungssystem Kosten von mindestens 7,68 ct/kWh. Dabei sind Margen am Strommarkt, Netz- und Konzessionsabgaben sowie Steuern noch nicht berücksichtigt.

Die Stromkosten dürften also nicht – wie erhofft – mit dem Ausbau der EE deutlich sinken. Die substanziellen

Kosten, die durch die Deckung der Versorgungslücken entstehen, können zwar durch politische Entscheidungen verschleiert werden – z. B., wenn man einen großen Teil der notwendigen Gas- und Wasserstoffkraftwerke staatlich fördert, sie außerhalb des Marktes betreibt oder Netzgebühren erlässt. Die Kosten verschwinden dadurch aber nicht, sondern müssen von den Bürgerinnen und Bürgern entweder als Stromkunden oder (wenn sie nicht auf den Strompreis umgelegt werden) über heutige oder zukünftige Steuern getragen werden.

Gegen unsere vereinfachte Betrachtung kann eingewendet werden, dass Flexibilisierung der Nachfrage weitere Möglichkeiten eröffnet, die LCOLC zu reduzieren. Die Flexibilisierung der Nachfrage geht jedoch ebenfalls mit Kosten einher, da etwa Speicher für Zwischenprodukte in der industriellen Produktion installiert werden müssten und auch höhere Produktionskosten aufgrund von längeren Stillstandzeiten und flexiblen Laufzeiten der Anlagen entstehen. Die Flexibilisierung der Nachfrage dürfte daher nur in begrenztem Ausmaß stattfinden und wird die Lastkurve nicht vollumfänglich an die Erzeugungsmuster anpassen können (siehe z. B. Ambrosius et al., 2018).

Unsere Analyse zeigt somit, dass eine Abschätzung zukünftiger Stromkosten auf der Basis von LCOE ein falsches Bild ergibt. Berechnet man die LCOLC, die sich bei der Befriedigung einer Nachfrage tatsächlich ergeben, so resultieren deutlich höhere Werte als die LCOE von EE. Wir haben in diesem kurzen Papier bewusst kein komplexes Energiesystemmodell verwendet, um die Gefahr einer Fehlinterpretation der herkömmlich berechneten LCOE besonders anschaulich und nachvollziehbar zu illustrieren. Die Erkenntnis aus unseren Berechnungen zusammen mit der Einsicht, dass es weitere Optimierungspotenziale (etwa durch die Flexibilisierung der Nachfrage, Sektorenkopplung oder europäische Integration) aber auch weitere Kostenfaktoren (etwa durch Abweichen von dem kostenminimalen Kraftwerksmix, zusätzliche Netzausbaukosten und Back-up-Kraftwerke) gibt, zeigt, dass die LCOE von EE die für die Stromversorgung tatsächlich entstehenden Kosten nicht vollständig abbilden und daher nicht geeignet sind, um Schlussfolgerungen über zukünftige Stromkosten zu ziehen.

Zuletzt sei angemerkt, dass selbst bei Berücksichtigung aller Kosten der Stromerzeugung nicht unmittelbar von den LCOLC auf die resultierenden Strompreise geschlossen werden kann. Durchschnittliche Strompreise, die sich am Markt ergeben, können niedriger als die LCOLC sein, z. B. wenn der Staat einen Teil der Stromerzeugung subventioniert und so einen Teil der Stromkosten über heutige oder zukünftige Steuereinnahmen finanziert. Sie



können aber auch höher als die LCOLC ausfallen, etwa bei einem ineffizienten Erzeugungsmix oder aufgrund von Margen, die Unternehmen am Strommarkt realisieren. In jedem Fall ist es aber so, dass die zur Befriedigung der Nachfrage entstehenden Kosten (LCOLC) letztendlich von Unternehmen sowie Verbraucherinnen und Verbrauchern getragen werden müssen, entweder über den Strompreis, oder über Abgaben, Umlagen bzw. heutige oder zukünftige Steuern. Von daher eignet sich die Berechnung der LCOLC, um über die (zukünftigen) Belastungen und ihre Verteilung auf die verschiedenen Akteure nachzudenken.

## Literatur

- Ambrosius, M., V. Grimm, C. Sölch und G. Zöttl (2018), Market incentives for flexible demand options under different market designs, *Energy Policy*, 118, 372-389, DOI: 10.1016/j.enpol.2018.01.059.
- Bauermann, T. (2023), Abschätzung der Gestehungskosten und ihrer Entwicklung für die grüne Stromproduktion in Deutschland, Europa und den USA, *IMK Policy Brief*, <https://www.imk-boeckler.de/de/faust-detail.htm?produkt=HBS-008687> (22. März 2024).
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2017), Standardlastprofile Strom, <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>, zuletzt aktualisiert am 1.1.2017 (21. März 2024).
- Belderbos, A., E. Delarue, K. Kessels und W. D'haeseleer, (2017), Levelized cost of storage – Introducing novel metrics, *Energy Economics*, 67, 287-299, DOI: 10.1016/j.eneco.2017.08.022.
- BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023), Wettbewerbsfähige Strompreise für die energieintensiven Unternehmen in Deutschland und Europa sicherstellen, [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wettbewerbsfaehige-strompreise-fuer-die-energieintensiven-unternehmen-in-deutschland-und-europa-sicherstellen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wettbewerbsfaehige-strompreise-fuer-die-energieintensiven-unternehmen-in-deutschland-und-europa-sicherstellen.pdf?__blob=publicationFile&v=6) (22. März 2024).
- Dullien, S., M. Hüther und J. Südekum (2023), Warum der Brückenstrompreis vertretbar ist, *Handelsblatt*, 5. September, <https://www.handelsblatt.com/meinung/gastbeitraege/gastkommentar-warum-der-brueckenstrompreis-vertretbar-ist/29371290.html> (22. März 2024).
- ENTSOG und ENTSO-E (2022), TYNDP 2022 Scenario Report – Version April 2022, [https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022\\_Joint\\_Scenario\\_Full-Report-April-2022.pdf](https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf) (22. März 2024).
- EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2024), Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern. Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten, [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI\\_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf) (21. März 2024).
- Fraunhofer ISE (2021), Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (21. März 2024).
- Grimm, V., L. Oechsle und G. Zöttl (2024), Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten, *Policy Brief*, <https://www.utn.de/files/2024/04/Grimm-Policy-Brief-CD-FINAL.pdf> (29. Mai 2024).
- Hirth, L., F. Ueckerdt und O. Edenhofer (2014), Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability, *Renewable Energy*, 74, 925-939, DOI: 10.1016/j.renene.2014.08.065.
- IEA – International Energy Agency und NEA – Nuclear Energy Agency (2020), Projected Costs of Generating Electricity, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf> (4. April 2024).
- Joskow, P. L. (2011), Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies, *American Economic Review*, 101(3), 238-241. DOI: 10.1257/aer.101.3.238.
- Lai, C. S. und M. D. McCulloch (2017), Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage, *Applied Energy*, 190, 191-203, DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.153.
- Loth, E., C. Qin, J. G. Simpson und K. Dykes (2022), Why we must move beyond LCOE for renewable energy design, *Advances in Applied Energy*, 8, 100112, DOI: 10.1016/j.adapen.2022.100112.
- NWR – Nationaler Wasserstoffrat (2024), Stellungnahme zur Erarbeitung der Wasserstoff-Importstrategie der Bundesregierung, [https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-01-19\\_NWR-Stellungnahme\\_Importstrategie.pdf](https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-01-19_NWR-Stellungnahme_Importstrategie.pdf) (22. März 2024).
- Osorio, S., R. Pietzcker, A. Levesque und J. Sitarz (2023), Documentation of LIMES-EU – A long-term electricity system model for Europe. Potsdam Institute for Climate Impact Research, <https://www.pik-potsdam.de/en/institute/departments/transformation-pathways/models/limes/limes-documentation-v2-38-march-2023> (21. März 2024).
- Pfenninger, S. und I. Staffell (2016), Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data, *Energy*, 114, 1251-1265, DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- PIK – Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (2024), Price of Hydrogen: CAPEX Data, <https://h2.pik-potsdam.de/H2Dash/> (21. März 2024).
- Reichelstein, S. und A. Sahoo (2015), Time of day pricing and the levelized cost of intermittent power generation, *Energy Economics*, 48, 97-108, DOI: 10.1016/j.eneco.2014.12.005.
- Runge, P., C. Sölch, J. Albert, P. Wasserscheid, G. Zöttl und V. Grimm (2023), Economic comparison of electric fuels for heavy duty mobility produced at excellent global sites – a 2035 scenario, *Applied Energy*, 347, 121379, DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121379.
- Shen, W., X. Chen, J. Qiu, J. A. Hayward, S. Sayeef, P. Osman et al. (2020), A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133, 110301, DOI: 10.1016/j.rser.2020.110301.
- Simpson, J., E. Loth und K. Dykes (2020), Cost of Valued Energy for design of renewable energy systems, *Renewable Energy*, 153, 290-300, DOI: 10.1016/j.renene.2020.01.131.
- SPD Bundestagsfraktion (2023), Drei Weichenstellungen für wettbewerbsfähige Strompreise jetzt und in Zukunft. Positionspapier der SPD-Bundestagsfraktion vom 28. August, <https://www.spdfraktion.de/system/files/documents/position-weichenstellungen-wettbewerbsfaehige-strompreise.pdf> (4. April 2024).
- Staffell, I. und S. Pfenninger (2016), Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output, *Energy*, 114, 1224-1239, DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.068.
- Tsiropoulos, I., D. Tarvydas und A. Zucker (2018), Cost development of low carbon energy technologies – Scenario-based cost trajectories to 2050, 2017 Edition, EUR 29034 EN.
- Ueckerdt, F., L. Hirth, G. Luderer und O. Edenhofer (2013), System LCOE: What are the costs of variable renewables?, *Energy*, 63, 61-75, DOI: 10.1016/j.energy.2013.10.072.
- Wirth, H. (2024), Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html> (21. März 2024).

**Title:** *Levelised Costs of Electricity of Renewables are not Good Indicators of Future Electricity Costs*

**Abstract:** *The falling levelised cost of electricity (LCOE) of renewables is often used to argue that electricity costs in Germany will decline. However, the LCOE is not a reliable basis for estimating future electricity costs because gaps between demand and supply of insufficient renewable production will have to be covered by complementary technologies such as battery storage or gas-fired power plants and, in the future, hydrogen-fueled power plants. The investment costs of these plants and their operation must be included in the calculation of the costs of meeting demand. The “Levelised Cost of Load Coverage” (LCOLC) calculated in this way does not indicate that electricity costs will fall significantly in the coming decade.*