

Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten

Veronika Grimm¹, Leon Oechsle², Gregor Zöttl³

¹ Technische Universität Nürnberg (UTN), Energy Systems and Market Design Lab, veronika.grimm@utn.de

² Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), leon.oechsle@fau.de

³ Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Professur für Volkswirtschaftslehre,
insb. Industrieökonomik und Energiemärkte, gregor.zoetl@fau.de

Zusammenfassung

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

Einleitung

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 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 CO₂-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 EE-Ausbau 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 stärken („Transformations-strompreis“, BMWK (2023), SPD Bundestagsfraktion (2023)). 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.

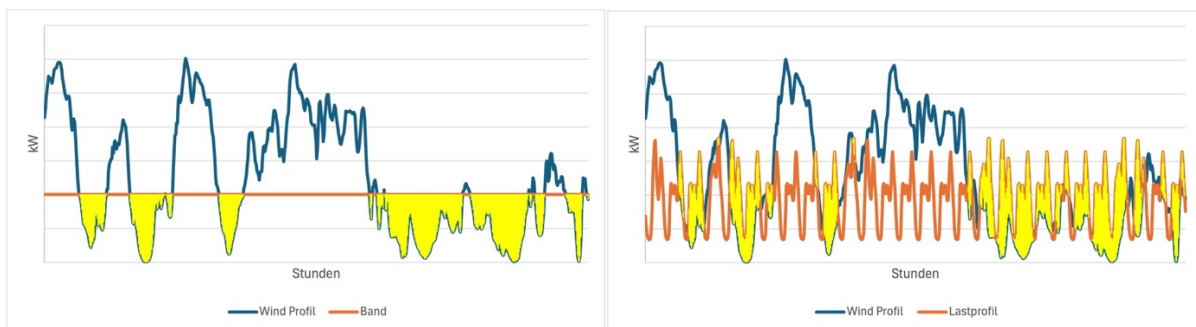


Abbildung 1: Um die Nachfrage zu befriedigen muss die Versorgungslücke (hier gelb dargestellt), also die Differenz zwischen der Nachfrage und der Produktion der erneuerbaren Energien, durch komplementäre Technologien gedeckt werden. Kurzfristig kommen Gaskraftwerke und Speicher in Frage, langfristig können auch Wasserstoff-Kraftwerke zum Einsatz kommen.

Das lässt sich einfach illustrieren: Will man die Versorgung eines Unternehmens oder 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 Unternehmen) 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. Abb. 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.

In diesem Beitrag zeigen wir in verschiedenen Beispielrechnungen, welche LCOLC sich ergeben, wenn man die tatsächlichen Kosten der Versorgung eines industriellen Großabnehmers oder Befriedigung der Nachfrage einer Region (oder eines Landes) abschätzt. Es zeigt sich, dass die LCOE kein guter Indikator für die Kosten zur Befriedigung einer Nachfrage (LCOLC) sind. Die LCOE eignen sich daher nicht für eine Abschätzung zukünftiger Stromkosten. Wie bei der üblichen Betrachtung der LCOE berechnen wir die LCOLC ohne die Berücksichtigung von weiteren Systemkosten.

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 beispielsweise auf zusätzliche Kosten von erneuerbaren Energien für das System, darunter Ausgleichsenergie, Backupkapazitäten, zusätzliche Netzkapazitäten sowie eine Reduktion 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“ (LCOD) für Systeme aus PV und Batteriespeichern. IEA und NEA (2020) berechnen „Value Adjusted Levelized Cost“ (VALCO), diese korrigieren LCOE unterschiedlicher Technologien mit deren Flexibilitäts- und Kapazitäts-Wert. 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 Papier sind bewusst einfach gehalten und abstrahieren daher von Kostenkomponenten, die durch Netzgebühren, notwendige zusätzliche Netzkapazitäten, aufgrund von Nachfrageunsicherheit notwendigen Backupkapazitäten 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 substanziellen 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.

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

Es wird hierbei von einer fest vorgegebenen Anlagengröße X_{LCOE} ausgegangen (bei EE typischerweise 1kWp), die resultierende Stromerzeugung Q_{LCOE} ergibt sich bei der Berechnung von LCOE für EE als die mit der Anlage technisch produzierbare Menge im Jahresverlauf (vgl. Fraunhofer ISE (2021), S.14). Bei konventionellen Kraftwerken wird hingegen zumeist eine Anzahl an Volllaststunden unterstellt, die für das zu berechnende Szenario als plausibel erachtet werden (vgl. Fraunhofer ISE (2021), S.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 Abb. 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:

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

Szenarien

Wir stellen alle Berechnungen der LCOLC für zwei Nachfrageszenarien an: Eine durchgehend konstante Stromnachfrage (zum Beispiel eines großen Unternehmens) sowie ein Lastprofil, das die über die Zeit schwankende Stromnachfrage der Verbraucher (zum Beispiel in einer Region oder einem Land) widerspiegelt.

Wir gehen bei der Analyse verschiedener Szenarien bewusst einfach vor. Als Vergleichsszenarien berechnen wir die LCOE von Wind an Land und PV-Freiflächenanlagen, $Wind_{LCOE}$ und PV_{LCOE} . In einem weiteren Schritt berechnen wir dann für verschiedene zur Verfügung stehende Technologieoptionen die LCOLC für zwei Nachfrageszenarien, 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. Weicht man von der kostenminimalen Lösung ab (etwa aufgrund von spezifischen Ausbauzielen für einzelne Technologien), so würden sich höhere Kosten ergeben. Die Szenarien sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

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

Tabelle 1: betrachtete Szenarien.

Annahmen

Die Berechnungen basieren auf Annahmen zu Kosten und technischen Parametern, die in verschiedenen jüngeren 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 Zeiträume vor, das Jahr 2021 sowie das Jahr 2040. Um die Komplexität der Berechnungen gering zu halten und die Darstellung der Ergebnisse transparent gestalten zu können, betrachten wir eine begrenzte Anzahl an Technologien: Wind an Land (W), PV-Freiflächenanlagen (PV), Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) sowie Batteriespeicher (S). Für das Jahr 2040 beziehen wir auch PEM-Elektrolyseanlagen (PEM), Wasserstoffspeicher (Speicher H2) sowie wasserstofffähige Gaskraftwerke (H2 GuD) in die Analyse ein.

Die den Berechnungen zugrunde liegenden Parameter für das Jahr 2021 sind in Tabelle 2 dargestellt. Diese basieren auf Fraunhofer ISE (2021) um die Vergleichbarkeit mit deren Ergebnissen zu erleichtern. 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 Brennstoffkosten bei Gaskraftwerken, siehe 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.

2021	Wind	PV	Batterie Speicher	Gas GuD
CAPEX [€/kWp, €/kWp, €/kWh, €/kW]	1700	665	600	950
Lebensdauer der Anlage [Jahre]	25	30	15	30
Zinssatz [%]	2,96	2,50	2,50	5,80
OPEX^{fix} [€/kWp, €/kWp, €/kWh, €/kW]	20	13.3	8	20
OPEX^{var} [€/kWh]	0,008	0	0	0,003
Effizienz beim Ausspeichern [%]			95	
Effizienz beim Einspeichern [%]			95	

Tabelle 2: Parameter für das Jahr 2021. Quelle: Fraunhofer ISE (2021).

2040	Wind	PV	Batterie Speicher	Gas GuD	PEM	H2 Speicher	H2 GuD
CAPEX [€/kWp, €/kWp, €/kWh, €/kW]	1349	322	285	950	596	0.320	945
Lebensdauer [Jahre]	25	30	15	30	20	30	40
Zinssatz [%]	2,96	2,50	2,50	5,80	2,50	2,50	5,80
OPEX^{fix} [€/kWp, €/kWp, €/kWh, €/kW]	20	13,3	8	20	11,92	0	28,35
OPEX^{var} [€/kWh]	0,008	0	0	0,003	0,003	0	0,004
Effizienz beim Ausspeichern [%]			95				57
Effizienz beim Einspeichern [%]			95		65,5		

Tabelle 3: Parameter für das Jahr 2040. Parameter für Wind, PV, Batteriespeicher und Gas GuD angelehnt an Szenarien aus Fraunhofer ISE (2021), PEM, H2-Speicher, H2-Turbine: Osorio et al. (2023), <https://h2.pik-potsdam.de/H2Dash/> und EWI (2024).

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 (PIK) erstellten Datenbank für Elektrolyseure (PIK, <https://h2.pik-potsdam.de/H2Dash/>) entnommen. 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 Betrachtungszeiträume die Brennstoffkosten (Erdgas) sowie die Kosten für Emissionszertifikate, die für den Betrieb der Gaskraftwerke benötigt werden (Fraunhofer ISE 2021).

Gas	2021	2040
Brennstoffkosten [€/kWh]	0.025	0.017
Effizienz [%]	60	62
Preis EU-ETS Zertifikate [€/tCO₂]	34	225
Emissionsfaktor [tCO₂/kWh]	0.00024	0.00024

Tabelle 4: Kosten für Erdgas und CO₂-Emissionen. Quelle: Fraunhofer ISE (2021).

Den Berechnungen liegen stündliche Profile der Produktion von Wind-Onshore und PV-Freiflächenanlagen zugrunde (von Pfenninger und Staffell (2016), Staffell und Pfenninger (2016), <https://www.renewables.ninja/>), die skaliert werden, um die in Fraunhofer ISE (2021) verwendeten durchschnittlichen Vollaststunden zu erhalten: Wind-Onshore jährlich 2500 Vollaststunden und PV-Freiflächenanlagen jährlich 1107 Stunden. Wir verwenden alternativ die Wind- und PV-Profile aus ENTSOG und ENTSO-E (2022) (<https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>) und berichten die Ergebnisse im Anhang.

Wir betrachten in unseren Berechnungen eine Nachfrage von insgesamt 8760 kWh innerhalb eines Jahres. Für die 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 3 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 (Tabellenblatt „Statischer Jahresverlauf“ im Dokument „Haushalt-Lastprofil.xls“) auf Stundenwerte gemittelt und auf einen Gesamtverbrauch von 8760kWh skaliert.

Um die Ergebnisse auf die Größe eines bestimmten Stromsystems, zum Beispiel eines Landes oder eines Großverbrauchers, zu skalieren, können die resultierenden Kapazitäten mit einem entsprechenden Faktor multipliziert werden, so dass die betrachtete gesamte Energiemenge resultiert.

Ergebnisse

Wir präsentieren im Folgenden die LCOE für Wind und PV sowie die LCOLC für die verschiedenen Technologieszenarien. 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-Kombinationen 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 (zum Beispiel Mindest-Kapazitäten 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} , PV_{LCOE}).** 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.

Szenario	Kapazitäten				Kosten (LCOE bzw. LCOLC)
	Wind [kWp]	PV [kWp]	Batterie Speicher [kWh]	Gas GuD [kW]	Ø-Kosten [€ct/kWh]
W_{LCOE}	3,50	-	-	-	5,49
$W_{Profil}^{S\&G}$	0,81	-	0,04	1,80	7,59
$W_{Band}^{S\&G}$	1,22	-	0,00	1,00	6,72
W_{Band}^S	13,14	-	30,04	-	37,75
PV_{LCOE}	-	7,91	-	-	4,07
$PV_{Profil}^{S\&G}$	-	2,16	0,01	1,83	7,25
$PV_{Band}^{S\&G}$	-	1,68	0,00	1,00	6,50
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	0,00	1,00	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

Tabelle 5: Ergebnisse für das Jahr 2021. Investierte Kapazitäten sowie LCOE bzw. LCOLC bei unterschiedlichen Verbrauchsanforderungen und verschiedenen Technologiekombinationen.

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.

Wenn Gas- und Dampfturbinen (GuD) Kraftwerke 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 8760 kWh in den „Band“-Szenarien 1kW und in den „Profil“-Szenarien 1,83 kW.

Tabelle 6 enthält die Berechnungen mit Parametrisierung für das Jahr 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} in Tabelle 6).** Dies hängt damit zusammen, dass die erwartete Kostendegression bei Solarmodulen technologiebedingt deutlich stärker ist (vergleiche z.B. Tsiropoulos et al. (2018) und Wirth (2024)). Die Kosten, um eine gegebene Nachfrage zu decken (LCOLC) fallen auch im Jahr 2040 (teils deutlich) höher aus als die LCOE von EE und sind je nach den zur Verfügung stehenden Technologieoptionen sehr unterschiedlich.

Obwohl die für das Jahr 2040 angenommenen CAPEX von Batteriespeichern deutlich niedriger sind als für das Jahr 2021, ergeben sich weiterhin hohe Kosten von über 21,70 ct/kWh, sofern die Versorgungslücken ausschließlich mit Batteriespeichern gedeckt werden können

(W_{Band}^S , PV_{Band}^S , $W\&PV_{Band}^S$, $W\&PV_{Profil}^S$ 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 CO₂-Preise zu relativ hohen LCOLC führen ($W_{Profil}^{S\&G}$,

$W_{Band}^{S\&G}$, $PV_{Profil}^{S\&G}$, $PV_{Band}^{S\&G}$, $W\&PV_{Profil}^{S\&G}$, $W\&PV_{Band}^{S\&G}$ in Tabelle 6). Die für das Jahr 2040 berechneten LCOLC liegen dabei aufgrund der hohen CO₂-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. Die Berechnungen zeigen in diesem Kontext aber eindrücklich, dass die Durchsetzung der Ziele über CO₂-Preise den Einsatz von mit Erdgas betriebenen Kraftwerken in der Tat auch aus wirtschaftlicher Perspektive unattraktiv macht.

Zum Vergleich betrachten wir zusätzlich Wasserstoffherzeugung, -speicherung und -verstromung als Technologieoption zur Deckung der Versorgungslücken. Die Parametrisierung basiert dabei auf mittleren Werten für das im Jahr 2040 erwartete Kostenspektrum. Auch eine ungünstigere Parametrisierung (Multiplikation der OPEX-Werte mit 1,5) ergibt nur 0,2 bis 0,6 ct/kWh höhere Werte. Trotz der vorsichtigen Kalibrierung bleibt natürlich anzumerken, dass die Verfügbarkeit dieser Technologieoption voraussetzungsreich ist.

Szenario	Kapazitäten							Kosten (LCOE / LCOLC)
	Wind [kWp]	PV [kWp]	Batterie Speicher [kWh]	Gas GuD [kW]	PEM [kW]	H2 Speicher [kWh]	H2 GuD [kW]	Ø-Kosten [ct/kWh]
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

Tabelle 6: Ergebnisse für das Jahr 2040. Investierte Kapazitäten sowie LCOE bzw. LCOLC bei unterschiedlichen Verbrauchsanforderungen und verschiedenen Technologiekombinationen.

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 Energiesystem, 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 (vgl. Runge et al. (2023) oder 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 % ($W\&PV_{B\ddot{a}nd}^{S\&G}$) 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. Prinzipiell ist natürlich denkbar, dass überschüssiger erneuerbarer Strom Verwendung findet, indem in nachfrageseitige Flexibilitäten investiert wird. Allerdings geht die Flexibilisierung der Nachfrage ebenfalls mit teilweise hohen Kosten einher (für die Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage und die entsprechenden Investitionsbedarfe siehe z. B. Ambrosius et al. (2018)). Auf der Ebene des Gesamtsystems müssen zudem trotz regionaler Flexibilitäten auf Nachfrageseite die Versorgungslücken zur Bedienung der Nachfrage durch komplementäre Technologieoptionen geschlossen werden.

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 – zum Beispiel, 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 hierzu 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 Backup-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 Levelized Cost of Load Coverage (LCOLC) auf die resultierenden Strompreise geschlossen werden kann. Durchschnittliche Strompreise, die sich am Markt ergeben, können niedriger als die LCOLC sein, zum Beispiel 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, Mirjam; Grimm, Veronika; Sölch, Christian; Zöttl, Gregor (2018): Investment incentives for flexible demand options under different market designs. In: Energy Policy 118, S. 372–389. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.01.059.

Bauermann, Tom (2023): Abschätzung der Gestehungskosten und ihrer Entwicklung für die grüne Stromproduktion in Deutschland, Europa und den USA. IMK Policy Brief. Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://www.imk-boeckler.de/de/faust-detail.htm?produkt=HBS-008687>, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

BDEW (2017): Standardlastprofile Strom. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>, zuletzt aktualisiert am 01.01.2017, zuletzt geprüft am 21.03.2024.

Belderbos, Andreas; Delarue, Erik; Kessels, Kris; D'haeseleer, William (2017): Levelized cost of storage — Introducing novel metrics. In: Energy Economics 67, S. 287–299. DOI: 10.1016/j.eneco.2017.08.022.

BMWK (2023): Wettbewerbsfähige Strompreise für die energieintensiven Unternehmen in Deutschland und Europa sicherstellen. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wettbewerbsfaehige-strompreise-fuer-die-energieintensiven-unternehmen-in-deutschland-und-europa-sicherstellen.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

Dullien, Sebastian; Hüther, Michael; Südekum, Jens (2023): Warum der Brückenstrompreis vertretbar ist. In: Handelsblatt, 05.09.2023. Online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/meinung/gastbeitraege/gastkommentar-warum-der-brueckenstrompreis-vertretbar-ist/29371290.html>, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

ENTSOG; ENTSO-E (2022): TYNDP 2022 Scenario Report –Version April 2022. Online verfügbar unter https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

EWI (2024): Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern. Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Online verfügbar unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf, zuletzt geprüft am 21.03.2024.

Fraunhofer ISE (2021): Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE). Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>, zuletzt geprüft am 21.03.2024.

Hirth, Lion; Ueckerdt, Falko; Edenhofer, Ottmar (2014): Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability. In: *Renewable Energy* 74, S. 925–939. DOI: 10.1016/j.renene.2014.08.065.

IEA, (International Energy Agency); NEA, (Nuclear Energy Agency) (2020): Projected Costs of Generating Electricity. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>, zuletzt geprüft am 04.04.2024.

Joskow, Paul L. (2011): Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. In: *American Economic Review* 101 (3), S. 238–241. DOI: 10.1257/aer.101.3.238.

Lai, Chun Sing; McCulloch, Malcolm D. (2017): Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. In: *Applied Energy* 190, S. 191–203. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.153.

Loth, Eric; Qin, Chris; Simpson, Juliet G.; Dykes, Katherine (2022): Why we must move beyond LCOE for renewable energy design. In: *Advances in Applied Energy* 8, S. 100112. DOI: 10.1016/j.adapen.2022.100112.

NWR (19.01.2024): Stellungnahme zur Erarbeitung der Wasserstoff-Importstrategie der Bundesregierung. Nationaler Wasserstoffrat. Online verfügbar unter https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-01-19_NWR-Stellungnahme_Importstrategie.pdf, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

Osorio, Sebastian; Pietzcker, Robert; Levesque, Antoine; Sitarz, Joanna (2023): Documentation of LIMES-EU - A long-term electricity system model for Europe. Potsdam Institute for Climate Impact Research. Online verfügbar unter <https://www.pik-potsdam.de/en/institute/departments/transformation-pathways/models/limes/limes-documentation-v2-38-march-2023>, zuletzt geprüft am 21.03.2024.

Pfenninger, Stefan; Staffell, Iain (2016): Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. In: *Energy* 114, S. 1251–1265. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.060.

PIK: Price of Hydrogen: CAPEX Data. Potsdam Institute for Climate Impact Research. Online verfügbar unter <https://h2.pik-potsdam.de/H2Dash/>, zuletzt geprüft am 21.03.2024.

Reichelstein, Stefan; Sahoo, Anshuman (2015): Time of day pricing and the levelized cost of intermittent power generation. In: *Energy Economics* 48, S. 97–108. DOI: 10.1016/j.eneco.2014.12.005.

Runge, Philipp; Sölch, Christian; Albert, Jakob; Wasserscheid, Peter; Zöttl, Gregor; Grimm, Veronika (2023): Economic comparison of electric fuels for heavy duty mobility produced at excellent global sites - a 2035 scenario. In: *Applied Energy* 347, S. 121379. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121379.

Shen, Wei; Chen, Xi; Qiu, Jing; Hayward, Jennifer A.; Sayeef, Saad; Osman, Peter et al. (2020): A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 133, S. 110301. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110301.

Simpson, Juliet; Loth, Eric; Dykes, Katherine (2020): Cost of Valued Energy for design of renewable energy systems. In: *Renewable Energy* 153, S. 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 28.08.2023. Online verfügbar unter <https://www.spdfraktion.de/system/files/documents/position-weichenstellungen-wettbewerbsfaehige-strompreise.pdf>, zuletzt geprüft am 04.04.2024.

Staffell, Iain; Pfenninger, Stefan (2016): Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. In: *Energy* 114, S. 1224–1239. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.068.

Tsiropoulos, I; Tarvydas, D; Zucker, A (2018): Cost development of low carbon energy technologies - Scenario-based cost trajectories to 2050, 2017 Edition. EUR 29034 EN. Publications Office of the European Union. Luxembourg.

Ueckerdt, Falko; Hirth, Lion; Luderer, Gunnar; Edenhofer, Ottmar (2013): System LCOE: What are the costs of variable renewables? In: *Energy* 63, S. 61–75. DOI: 10.1016/j.energy.2013.10.072.

Wirth, Harry (2024): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>, zuletzt geprüft am 21.03.2024.

Anhang

Tabelle 7 zeigt die Ergebnisse der Berechnungen für das Jahr 2040, wenn alternativ die Wind- und PV-Profile aus ENTSOG und ENTSO-E (2022) (<https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>) verwendet werden.

Szenario	Kapazitäten							Kosten Ø-Kosten [ct/kWh]
	Wind [kWp]	PV [kWp]	Strom Speicher [kWh]	Gas GuD [kW]	PEM [kW]	H2 Speicher [kWh]	H2 GuD [kW]	
W_{LCOE}	3,73	-	-	-	-	-	-	4,94
$W_{Profil}^{S\&G}$	3,22	-	1,26	1,37	-	-	-	10,25
$W_{Band}^{S\&G}$	3,18	-	0,04	0,97	-	-	-	9,19
W_{Band}^S	17,88	-	23,70	-	-	-	-	29,02
PV_{LCOE}	-	8,68	-	-	-	-	-	2,84
$PV_{Profil}^{S\&G}$	-	5,98	2,53	1,19	-	-	-	10,16
$PV_{Band}^{S\&G}$	-	4,60	0,59	0,97	-	-	-	10,34
PV_{Band}^S	-	65,58	43,19	-	-	-	-	36,77
$W\&PV_{Profil}^{S\&G}$	1,97	4,36	3,31	0,87	-	-	-	8,16
$W\&PV_{Band}^{S\&G}$	2,48	2,65	0,33	0,95	-	-	-	8,10
$W\&PV_{Profil}^S$	3,55	23,87	17,65	-	-	-	-	18,07
$W\&PV_{Band}^S$	6,34	11,38	23,02	-	-	-	-	19,08
$W\&PV_{Profil}^{S\&G\&H2}$	2,36	5,28	2,60	0,40	0,77	209,26	0,56	7,91
$W\&PV_{Band}^{S\&G\&H2}$	2,95	3,89	0,29	0,40	0,91	203,48	0,55	7,80
$W\&PV_{Profil}^{S\&H2}$	2,58	5,68	2,83	-	0,94	518,99	0,92	7,96
$W\&PV_{Band}^{S\&H2}$	3,28	4,58	0,35	-	1,25	584,94	0,94	7,88

Tabelle 7: Ergebnisse für das Jahr 2040. Investierte Kapazitäten sowie LCOE bzw. LCOLC bei unterschiedlichen Verbrauchsanforderungen und verschiedenen Technologiekombinationen. Vollaststunden für PV Freiflächenanlagen und Wind Onshore gemäß TYNDP (niedrigere Vollaststunden).

Acknowledgments / Danksagung:

Die Autoren danken Dr. Jonas Egerer und Dr. Christian Groß für wertvolle Kommentare und Anregungen.

Beteiligte Wissenschaftler*innen:

Prof. Dr. Veronika Grimm – Technische Universität Nürnberg (UTN)

Leon Oechsle - Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg

Prof. Dr. Gregor Zöttl – Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg

Kontakt UTN

Prof. Dr. Veronika Grimm

Energy Systems and Market Design Lab

Ulmenstraße 52i

90443 Nürnberg

E-Mail: veronika.grimm@utn.de

<https://www.utn.de/departments/departments-liberal-arts-and-sciences/energy-systems-and-market-design-lab/>

Kontakt FAU

Prof. Dr. Gregor Zöttl

Professur für Industrieökonomik und Energiemärkte

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Lange Gasse 20

90403 Nürnberg

E-Mail: gregor.zoettl@fau.de

<https://www.energiewirtschaft.rw.fau.de>