

# Technologisches Lernen im Bereich Windenergie an Land

Jurek Häner\*

Münster University of Applied Sciences, Stegerwaldstraße 39, 48565 Steinfurt, Germany

## Abstract

Diese Arbeit befasst sich mit Kostentrends in Zusammenhang mit technologischem Lernen von Windenergie an Land in den USA, in Deutschland und weltweit. Ziel dieser Arbeit ist es, eine Lernkurve für Windenergie an Land zu bestimmen. Dafür wurden Daten zu Stromgestehungskosten (LCOE) und Kosten für die Installation (COP) von Windenergieanlagen (WEA) im Zeitraum von 1983 bis einschließlich 2020 gesammelt, grafisch dargestellt und weitergehend ausgewertet. Die grafische Darstellung der Datenlage verdeutlicht die zeitliche Entwicklung der Technologie. Zur Beschreibung dieser Lernkurven wurden die Progress Ratio (PR) und Learning Rate (LR) in fünf unterschiedlichen Modellen bestimmt. Anhand derer sich in Kombination mit der zukünftig installierten Leistung von WEA eine Prognose über zukünftige Kosten ableiten lässt. Die ermittelten LR bewegen sich zwischen 13 % und 28 %, woraus sich LCOE im Jahr 2030 zwischen 44,03 US\$/MWh und 61 US\$/MWh ergeben.

**Keywords:** Wind energy, Technological Learning, renewable energy, Levelized cost of energy

## 1 Einleitung

Mit dem erwarteten Anstieg des weltweiten Energiebedarfs durch die fortschreitende wirtschaftliche Entwicklung und das Bevölkerungswachstum in Entwicklungsländern könnten sich negative Umweltauswirkungen verstärken. [1] Zur Verringerung der Treibhausgasemissionen, die größtenteils durch die Nutzung von Energie erzeugt werden, sollte die Entwicklung emissionsarmer Energietechnologien priorisiert werden. [2] Der Einsatz von Windenergieanlagen (WEA) zur Bereitstellung erneuerbarer Energie gilt als wichtiger Bestandteil zukünftiger Energiesysteme [3–5]. Gleichzeitig wurden technologische Fortschritte bei der Konstruktion von WEA erzielt [6]. Angefangen bei Konstruktionen mit einer Vertikalachse um ca. 200 v. Chr., welche nahe der Persisch-Afghanischen Grenze gefunden wurden, über niederländische Windmühlen bis hin zu großtechnischen

Anlagen zur Energieerzeugung, wie sie heute verfügbar sind [7]. Diese Entwicklungen lassen sich ebenfalls in Zusammenhang mit technologischem Lernen darstellen. Technologisches Lernen bzw. Lernkurven sind eine Methode, die besonders in der dynamischen Umwelt- und Klimamodellierung Anwendung findet. Außerdem werden sie unterstützend in politischen Entscheidungsprozessen verwendet [8]. „Das Konzept der Lernkurven beschreibt die empirische Feststellung, dass die Kosten eines industriell gefertigten Gutes bei jeder kumulierten Verdopplung seines produzierten Volumens um einen mehr oder weniger konstanten Prozentsatz sinken.“ [9] Als mögliche Einflussfaktoren werden: Effekte durch die Skalierung, den technischen Fortschritt, das Lernen von ausführenden Stellen und die Rationalisierung der Prozesse benannt. [9] In der Vergangenheit wurden diverse Kostenanalysen für Windenergie an Land durchgeführt und in weiteren Studien zu Lernkurven zusammengefasst. Die Betrachtungen umfassen unterschiedliche Zeiträume oder beziehen sich auf verschiedene Regionen [10]. Daher besteht das Ziel der vorliegenden Arbeit darin, diese Studien zu sammeln, auszuwerten und eine Lernkurve für diese Technologie zu ermitteln.

## 2 Material und Methoden

Im nachfolgenden Kapitel werden die in dieser Arbeit verwendeten Daten und Methoden dargestellt.

### 2.1 Datengrundlage

Die verwendeten Daten zur Ermittlung einer Lernkurve werden in Fig. 1 in Anlehnung an Yao, Xu und Sun (2020) dargestellt [11]. Zur Ermittlung der Kosten für die Stromerzeugung durch WEA wurden Publikationen ausgewertet, die ebenfalls das Thema technologisches Lernen im Bereich Windenergie haben, oder die Kosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen betrachten.

In den Veröffentlichungen wird eine Aussage über die Stromgestehungskosten (engl. Levelized cost of energy, kurz LCOE) getroffen und/oder die mit der Installation von WEA auftretenden Kosten, im Verhältnis zur installierten Leistung (COP) in US\$/kW dargestellt. [11–24] Darüber hinaus werden die hier verwendeten

\*Corresponding author: [haener@fh-muenster.de](mailto:haener@fh-muenster.de).

Publikation	Region	Parameter	1983	-	1993	-	2003	-	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
YAO, XU, SUN 2020	Weltweit	LCOE	■		■		■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
NREL 2010-2018	USA	LCOE								■	■	■	■	■	■	■	■	■		
IEA 2020	Weltweit	LCOE														■	■	■	■	■
Fraunhofer ISE 2010/12,13,18	Deutschland	LCOE								■		■	■					■		
YAO, XU, SUN 2020	Weltweit	COP								■	■	■	■	■	■	■	■	■		
NREL 2010-2018	USA	COP									■	■	■	■	■	■	■	■		
IEA 2020	Weltweit	COP									■	■	■	■	■	■	■	■		
YAO, XU, SUN 2020	Weltweit	P	■		■		■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
Statista 2020	USA	P									■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Statista 2020	Deutschland	P <sub>onshore</sub>								■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	

Fig. 1: Verwendete Datengrundlage

Daten zur installierten Erzeugungsleistung von Windenergie in unterschiedlichen Jahren, in den USA, in Deutschland und weltweit in Fig. 1 dargestellt [11, 25, 26].

## 2.2 Berechnung der Progress Ratio und Learning Rate

Neben der grafischen Darstellung der Relation zwischen Kostenreduktion und produzierter Menge eines Produkts lassen sich die eintretenden Kostenreduktionen ebenfalls durch die Faktoren Progress Ratio (PR) und Learning Rate (LR) darstellen. Diese Parameter dienen dem Vergleich unterschiedlicher Lernkurven bzw. Technologien [27]. Das bei technologischem Lernen zu beobachtende "Korrelationsphänomen", wie es von Neij (1999) beschrieben wird, von sinkenden Kosten bei steigenden kumulierten produzierten Einheiten lässt sich durch folgende Formel 1 vereinfacht beschreiben [28]:

$$C = C_0 \cdot ACC^{-E} \tag{1}$$

Eingang in (1) finden mit C die Kosten für ein Produkt zum Zeitpunkt X, mit C<sub>0</sub> die Kosten für ein Produkt zum Anfangszeitpunkt, mit ACC die kumulierte Menge hergestellter Produkte zum Zeitpunkt X und mit E, der sogenannte Lernparameter. Daraus leiten sich die in Formel 2 und 3 dargestellten Parameter ab. [9]

$$PR = 2^{-E} \tag{2}$$

Die Progress Ratio (PR) trifft eine Aussage über die Höhe der Kosten eines Produkts bei Verdopplung der kumulierten Produktion eintreten. [9, 29]

$$LR = 1 - (2^{-E}) \tag{3}$$

Ähnliches gilt für die Learning Rate (LR), mit dem Unterschied, dass die LR die Höhe der Kostenreduktion quantifiziert. [9, 29] Die Berechnung des Lernparameters E erfolgt durch die umgeformte Formel 1. Sie ergibt sich nach Junginger, Faaij und Turkenburg (2005) sowie nach van Sark und Alsema (2010) wie in Formel 4 dargestellt [29, 30].

$$\log(C) = \log(C_0) + E \cdot \log(ACC) \tag{4}$$

Entsprechend der Struktur der Formel 4 lässt sich, wie auch durch Pieper (2001) empfohlen, bei doppelt-logarithmischer Auftragung der Kostenparameter gegenüber ACC eine Ausgleichskurve ermitteln, dessen Steigung dem Lernparameter E entspricht. Im darauffolgenden Schritt lassen sich dann die PR und LR mit Hilfe der Formeln 2 und 3 bestimmen. [9]

Für die Anwendung dieser Systematik auf den Bereich Windenergie werden für die Parameter C und C<sub>0</sub> die LCOE bzw. die COP verwendet und ACC entspricht hier der installierten Leistung (P). Gleichzeitig ergibt sich dadurch die Möglichkeit, verschiedene Kostenarten auf unterschiedliche Parameter (Installierte Leistung weltweit (P<sub>ww</sub>) oder auf installierte Leistung in einem Land) zu beziehen. Es wird erwartet, dass sich hier verschiedene PR und LR ergeben. Die Darstellung der LCOE und COP erfolgte in der Vergangenheit in Form unterschiedlicher Währungen. Die Umrechnung von Euro (€) in US-Dollar (US\$) erfolgte mit dem durchschnittlichen Umrechnungsfaktor (2010-2018) von 1,228 US\$/€ [31]. Tabelle 1 zeigt die ausgewählten Kombinationen anhand der Modelle 1-5.

Tab. 1: Ausgewählte Modelle zur Beschreibung des Technologischen Lernens im Bereich Windenergie

Nr.	Kostenart	Bezug	Zeitraum
1	LCOE (Mittelwert)	$P_{ww}$	1983-2018
2	LCOE (Mittelwert)	$P_{ww}$	2010-2018
3	COP (Mittelwert)	$P_{ww}$	2010-2018
4	$LCOE_{DE}$	$P_{DE}$	2010-2018
5	$LCOE_{US}$	$P_{US}$	2010-2018

### 2.3 Prognose

Die ermittelten LR und die PR treffen eine Aussage über die Kosten von Windenergie in der Zukunft. Sie beziehen sich jedoch auf die kumulierte installierte Leistung. Trifft man eine Annahme zum Ausbau der Windenergie zu unterschiedlichen Zeiten, lassen sich die dann erreichten Kostenreduktionen einzelnen Jahren zuordnen.

In einem moderaten Szenario gehen Sawyer et al. (2016) von einer weltweit installierten Leistung für Windenergieanlagen im Jahr 2030 von ca. 1.675 GW (PW1) aus. Ein weiteres Szenario ("advanced scenario") derselben Publikation gibt eine installierte Leistung 2.110 GW (PW2) an. [32] Bezogen auf Deutschland ist im Jahr 2030 von einer installierten Leistung zwischen 69,6 GW (PDE1) und 80 GW (PDE2) auszugehen [33, 34]. Anhand dieser Daten und der ermittelten Lernkurven werden die Kosten für Windenergie in Deutschland und weltweit im Jahr 2030 berechnet.

## 3 Ergebnisse

Fig. 2 zeigt die LCOE in US\$ pro erzeugter Megawattstunde (MWh) in den Jahren 1983 bis 2020. Außerdem gibt IEA (2020) einen Ausblick über zukünftige Kosten für Windenergie in den Jahren 2021 - 2025. Die unterschiedlichen Markierungstypen der Datenpunkte sind den verschiedenen Publikationen zugeordnet. Zu Beginn der Kurve liegen die LCOE im Jahr 1983 bei 303 US\$/MWh und sinken in den fortlaufenden 20 Jahren auf 104 US\$/MWh (2003). Seit dem Jahr 2010 treffen auch die Publikationen neben Yao, Xu, Sun (2020) eine Aussage über die Kosten für Windenergie. ISE (2020) stellt die LCOE für Windenergie an Land für einen küstennahen, einen durchschnittlichen Standort und einen windschwachen Standort in Deutschland dar.

In Fig. 3 werden die LCOE in US\$/MWh in den Jahren 2000 bis 2018 dargestellt. Im Jahr 2010 liegen die LCOE zwischen 71 US\$/MWh (NREL) und 91,75 US\$/MWh (ISE, windschwach). Ähnlich wie im Jahr 2010 werden durch NREL (2018) für das Jahr 2018 die geringsten LCOE in Höhe von 42 US\$/MWh und durch ISE (2018) für windschwache Standorte die

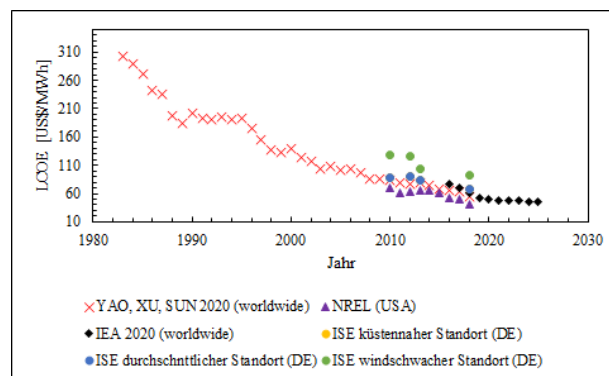


Fig. 2: LCOE von Windenergie in den Jahren 1983 bis 2020 und Ausblick bis 2025

höchsten LCOE von 127,72 US\$/MWh. Die Mittelwerte der betreffenden Jahre liegen bei 88,47 US\$/MWh (2010) und 62 US\$/MWh (2018). Die höchsten LCOE (139 US\$/kWh) in den Jahren von 2000 bis 2018 lassen sich entsprechend der aus dem Lernkurvenmodell abgeleiteten Erwartung dem Jahr 2000 zuordnen. Außerdem fällt auf, dass eine Wertereihe deutlich über den anderen liegt. Dies lässt sich dadurch begründen, dass hier von einem windschwachen Standort in Deutschland ausgegangen wird und damit bei vergleichbaren Installationskosten weniger Energie produziert wird. Gleichwohl ist zu diskutieren, ob diese hoch signifikante Abweichung der LCOE darauf beruht. Außerdem fällt auf, dass die letzten vier von der NREL publizierten LCOE für Windenergie an Land im Vergleich zu denen der anderen Publikationen stärker fallen.

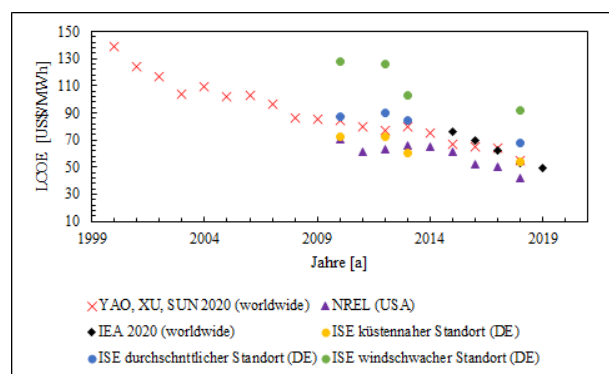


Fig. 3: LCOE von Windenergie in den Jahren 2010 bis 2018 in Abhängigkeit zur weltweit installierten Leistung

Die in Fig. 4 dargestellten Kosten für die Installation von Windenergieanlagen in den Jahren 2010-2018 unterschiedlicher Quellen bilden einen ähnlichen Verlauf ab. Beginnend mit COP von 1.730,5 US\$/kW bis 2.155 US\$/kW im Jahr 2010 fallen die Kosten auf durchschnittlich 1.444 US\$/kW in 2018. Gleichzeitig verkleinert sich die Spannbreite der genannten COP, sodass im Jahr 2018 die geringsten Investitionskosten bei 1.363,5 US\$/kW und die höchsten bei 1.498,5 US\$/kW liegen.

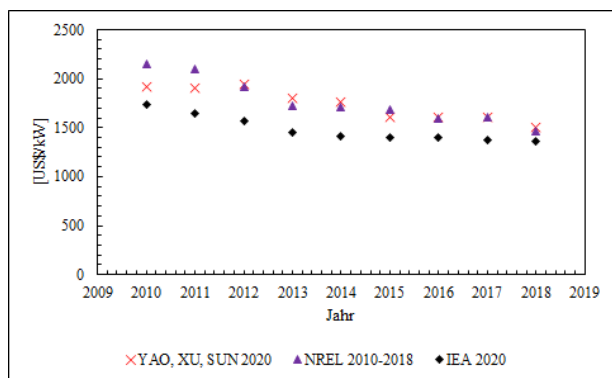


Fig. 4: Kosten für die Installation von Windenergieanlagen in den Jahren 2010-2018

Wie in Kapitel 2.2 hergeleitet und beschrieben, lassen sich durch die doppelt-logarithmische Darstellung der in diesem Kapitel präsentierten Daten die zugehörigen linearen Ausgleichskurven bestimmen, wodurch wiederum E, PR und LR berechnet werden können. Tab. 2 stellt diese Ergebnisse zusammenfassend dar und trifft außerdem eine Aussage über das Bestimmtheitsmaß  $R^2$  der ermittelten Ausgleichskurven.

Tab. 2: Anwendung der vorgestellten Systematik auf die gesammelten Daten entsprechend der Modelle 1-5 (Werte auf drei Nachkommastellen gerundet)

	M1	M2	M3	M4	M5
E	0,206	0,272	0,225	0,411	0,478
$R^2$	0,982	0,828	0,963	0,919	0,694
PR	87 %	83 %	86 %	75 %	72 %
LR	13 %	17 %	14 %	25 %	28 %

Die Modelle 1-5 liefern wie erwartet unterschiedliche Ergebnisse. Die Lernraten bewegen sich zwischen 13 % und 28 %. Damit treffen sie die Aussage, dass die LCOE für Windenergie bei Verdopplung der Erzeugungsleistung auf maximal 72 % bzw. minimal 87 % der bisherigen Kosten fallen. Das Bestimmtheitsmaß von M5 liegt lediglich bei 0,694, sodass hier von einer unzureichenden Korrelation ausgegangen wird und dieser Ansatz nicht zur Ermittlung zukünftiger LCOE für Windenergie verwendet wird. Anhand der Modelle 2 und 3 wurde eine LR von 17 % und 14 % berechnet. Das Bestimmtheitsmaß von M2 wurde zu  $R^2 = 0,828$  berechnet und ist damit geringer als  $R^2$  von M3. Das Modell mit dem längsten Bilanzzeitraum (M1) liefert eine LR von 13 % und weist die höchste Bestimmtheit mit  $R^2=0,982$  auf.

Anhand der Szenarien PW1-2 und PDE1-2 werden die LCOE und COP für Windenergie im Jahr 2030 ermittelt. Die Ergebnisse werden in Tab. 3 und Tab. 4 dargestellt.

Die in Tab. 3 dargestellten Ergebnisse beruhen auf Daten, die als weltweit gültige Kosten für Windenergie veröffentlicht wurden. Daher wurde wie auch

Tab. 3:  $LCOE_{weltweit}$  und  $COP_{weltweit}$  für Windenergie an Land im Jahr 2030

	M1	M2	M3
Parameter	LCOE	LCOE	COP
Einheit	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/kW
PW1	51,92	46,88	1114,39
PW2	49,51	44,03	1058,03

Tab. 4:  $LCOE_{DE}$  für Windenergie an Land im Jahr 2030 (durchschnittlicher Standort)

	M4
Parameter	LCOE
Einheit	US\$/MWh
PDE1	61,49
PDE2	58,07

schon bei der Ermittlung der LR und PR den Modellen M1 bis M3 die Szenarien PW1 und PW2 zugeordnet. Die ermittelten LCOE belaufen sich anhand der getroffenen Annahmen im Jahr 2030 auf 46,88 US\$/MWh bis 51 US\$/MWh. Die Kosten für die Installation von WEA sinken bei einer Lernrate von 17 % von 1.443,99 US\$/kW auf 1.114,39 US\$/kW bzw. 1.058,03 US\$/kW im Jahr 2030.

Die Szenarien PDE1 und PDE2 liefern, anhand der in M4 ermittelten LR, LCOE in Deutschland für durchschnittliche Standorte von 58,07 US\$/kWh bis 61 US\$/kWh.

## 4 Diskussion

Primäres Ziel dieser Arbeit ist es, eine Lernkurve für Windenergie an Land zu bestimmen. Die dafür gesammelten Daten beziehen sich größtenteils auf den Zeitraum 2010-2018. Die Datenlage zu den Kosten für Windenergie an Land vor 2010 basiert lediglich auf einer Veröffentlichung und ist damit weniger aussagekräftig. Gleichwohl finden sich auch innerhalb der Datenreihen mit Bezug auf den Zeitraum 2010-2018 Unregelmäßigkeiten. Darunter fallen beispielsweise die von der NREL aufgerufenen LCOE. Hier war eine vergleichsweise starke Minderung der Kosten zu beobachten. Diese Beobachtung ist möglicherweise damit zu erklären, dass die Ermittlung der LCOE anhand eines jährlich variierenden und durch die Autoren ausgewählten Referenzprojekts durchgeführt wurde [16–23]. Dementsprechend ändern sich bei diesen Referenzprojekten auch die äußeren Umstände. Darüber hinaus ist zweifelhaft, ob die anhand eines Projekts ermittelten Kosten für Windenergie an Land in den USA für die gesamte Region repräsentativ sind. Im Vergleich dazu stehen die Veröffentlichungen des Fraunhofer ISE für Windenergie in Deutschland. Hier wurde einerseits eine weitere Kategorisierung in windstarke,

windschwache und durchschnittliche Regionen vorgegeben und andererseits die Rahmenbedingungen der Kostenermittlung weitgehend konstant gehalten [12–15]. Außerdem fiel bei der Darstellung und Beschreibung der Lernkurven auf, dass die LCOE für windschwache Standorte in Deutschland deutlich über den übrigen LCOE liegen. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass diese Daten plausibel sind, da die Datenpunkte dieser Reihe dem Trend der anderen Publikationen folgen und damit in sich schlüssig sind. Darüber hinaus wurden die LCOE für durchschnittliche Standorte in Deutschland mit der selben Systematik ermittelt und die LCOE für durchschnittliche Standorte entsprechen denen der anderen Publikationen.

Die bereits bei der grafischen Darstellung beobachteten Abweichungen bezüglich der NREL-Daten schlagen sich auch in der Ermittlung der PR und LR nieder. Die Daten wurden im Modell 5 verwendet und auf die in den USA installierte Leistung von WEA bezogen. In Modell 5 wurde die höchste LR (28 %) und gleichzeitig das geringste Bestimmtheitsmaß (0,694) ermittelt. Es ist anzunehmen, dass auch dies durch die oben beschriebenen Zusammenhänge zu begründen ist. Im Gegensatz dazu steht die hohe Bestimmtheit im Modell 1, was durch den Umfang der verwendeten Daten zu erklären ist. Fig. 5 stellt die Ergebnisse dieser Arbeit mit Bezug auf die LCOE als Kostenparameter im Vergleich zu den von Yao, Xu und Sun (2020) ermittelten Werten in Anlehnung an Rubin et al. (2015) dar [10]. Wie Fig. 5 zeigt, konnte

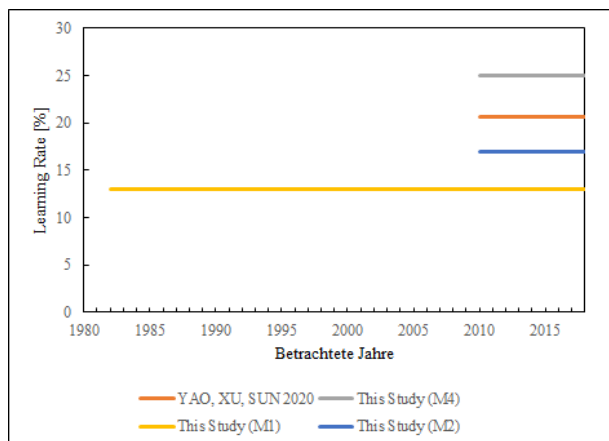


Fig. 5: Vergleich der Ergebnisse mit LCOE als Kostenparameter [11]

lediglich eine Studie im Zeitraum 2010–2018 gefunden werden, die ebenfalls  $LCOE_{global}$  als Kostenparameter verwendet. Gleichzeitig ist diese Veröffentlichung auch Teil der Datengrundlage in dieser Arbeit. Die Abweichung zwischen der ermittelten LR von Yao, Xu und Sun (2020) und M2 dieser Arbeit ergibt entspricht ca. 3%. Dies ist damit zu erklären, dass in M2 ebenfalls Daten der IEA (2020) eingeflossen sind. Außerdem erscheint die LR von M4 bei Betrachtung der anderen Ergebnisse und vor dem Hintergrund,

dass in Deutschland bereits seit vielen Jahren der Bau von WEA gefördert wird, vergleichsweise hoch. Hier wurden die von ISE (2010,12,13,18) LCOE für Windenergie in Deutschland an durchschnittlichen Standorten der Jahre 2010, 2012, 2013 und 2018 verwendet und die PR und LR in Abhängigkeit zur in Deutschland installierten Leistung der betreffenden Jahre gesetzt. Verwendet man anstelle der in Deutschland installierten Leistung die weltweit installierte Leistung ergibt sich eine Lernrate von 15,7 % bei  $R^2=0,8$ . Damit läge die LR in Deutschland unterhalb der ermittelten weltweiten LR in M2, was als plausibler bewertet wird.

Fig. 6 stellt LR der Gesamtkosten für die Installation von WEA unterschiedlicher Veröffentlichungen im Vergleich zu den Ergebnissen des M3 in Anlehnung an Rubin et al. (2015) dar [10].

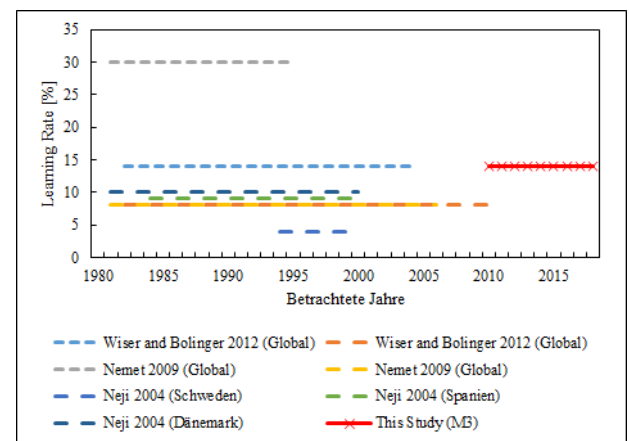


Fig. 6: Vergleich der Ergebnisse mit COP als Kostenparameter [10, 35]

Ausgehend von Rubin et al. (2015) und Neji (2004) wurden sieben weitere LR für die Gesamtkosten der Installation von WEA identifiziert [10, 35]. Ein Vergleich mit den Ergebnissen ist auch hier vage, da die Betrachtungszeiträume der betreffenden Studien nicht dem dieser Arbeit entsprechen. Die Mehrzahl der genannten LR liegt im Bereich zwischen 8 % und 14 %, worunter auch die Ergebnisse von M3 fallen. Es wird daher gemutmaßt, dass die durch M3 ermittelte LR plausibel ist, obwohl sich die Zeiträume der Studien unterscheiden.

Die Prognose für LCOE und COP von WEA im Jahr 2030 wurde anhand der ermittelten LR und zwei möglichen Szenarien für den Ausbau der Windenergie weltweit und in Deutschland getroffen. Demnach werden die genannten Werte auch nur eintreten sofern die Kostenreduktion in den folgenden Jahren der bisherigen entspricht und die Ausbauziele tatsächlich erreicht werden. Trotz der hohen LR in M4 werden im Zeitraum von 2018 bis 2030 geringere Kostenreduktionen als in M2 erreicht. Die Ursache liegt darin, dass die Annahme für die weltweit installierte Leistung in 2030 dem 3,1/3,9-fachen

der installierten Leistung in 2018 entspricht. In Deutschland entspricht die Annahme der installierten Leistung in 2030 dem 1,3/1,5-fachen der in 2018 installierten Leistung, sodass trotz einer höheren LR geringere Kostenreduktionen erzielt werden. Daraus wird gefolgert, dass die genannten Werte für die LCOE und COP im Jahr keine absoluten Werte darstellen, sondern als richtungweisend zu betrachten sind.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Das primäre Ziel dieser Arbeit war es, eine Lernkurve für Windenergie an Land zu bestimmen. Dafür wurden Daten zu LCOE und COP von WEA in unterschiedlichen Zeiträumen für die Regionen USA, Deutschland und Weltweit gesammelt und grafisch dargestellt. Die grafische Darstellung der Datenlage verdeutlicht die zeitliche Entwicklung der Technologie. Zur Beschreibung dieser Lernkurven wurden die PR und LR in fünf unterschiedlichen Modellen bestimmt, anhand derer sich in Kombination mit der zukünftig installierten Leistung von WEA eine Prognose über zukünftige Kosten ableiten lässt. Die ermittelten LR im Betrachtungszeitraum 2010-2018 bewegen sich zwischen 14 und 28 %, woraus sich LCOE im Jahr 2030 zwischen 44,03 US\$/kWh und 61 US\$/kWh ergeben. Für die Zeitspanne zwischen 1983-2018 und unter Inbezugnahme der weltweiten LCOE wurde eine LR von 13 % ermittelt. Die erzielten Ergebnisse zeigen auf, dass in vergangenen Jahren nachweisbare Kostenreduktionen erreicht wurden. Daraus lässt sich folgern, dass sich eine weitere Kostenreduktion in der Zukunft über kurz- bis mittelfristige Zeiträume ergeben wird. In dieser Arbeit nicht betrachtet sind die Ursachen für die zu beobachtenden Kostenreduktionen. Sie könnte auf unterschiedliche Faktoren, wie technologischer Fortschritt, gezielte Forschung oder das wachsende Know-how der ausführenden und planenden Stellen in unterschiedlichem Umfang zurückzuführen sein. Eine differenziertere Darstellung als das in dieser Arbeit verwendete Modell (One-Factor-Learning) gibt beispielsweise das Multi-Factor-Learning, in welches neben der installierten Erzeugungsleistung auch Parameter, wie angemeldete Patente in einem Land, die Größe der Anlagen oder die Ausgaben für Forschung und Entwicklung im Bereich Windenergie in einer Region einfließen können [10, 11, 36].

Die in dieser Arbeit erzielten Ergebnisse zeigen auf, dass in den vergangenen Jahren nachweisbare Kostenreduktionen erreicht wurden und in Abhängigkeit der installierten Leistung quantifizierbar sind. Daraus lässt sich folgern, dass sich eine weitere Kostenreduktion in der Zukunft über kurz- bis mittelfristige Zeiträume ergeben wird.

## References

- [1] S. A. A. Suganthi L. “Energy models for demand forecasting — A review”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012), pp. 1223–1240. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.014>.
- [2] N. Stern. *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. Ed. by Cambridge University Press. New York, 2007.
- [3] K. Fung, R. Scheffler, and J. Stolpe. “Wind Energy - A Utility Perspective”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-100.3 (1981), pp. 1176–1182. ISSN: 0018-9510. DOI: [10.1109/TPAS.1981.316586](https://doi.org/10.1109/TPAS.1981.316586).
- [4] E. Sesto and C. Casale. “Exploitation of wind as an energy source to meet the world’s electricity demand”. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 74-76 (1998), pp. 375–387. ISSN: 01676105. DOI: [10.1016/S0167-6105\(98\)00034-8](https://doi.org/10.1016/S0167-6105(98)00034-8).
- [5] A. Palzer and H.-M. Henning. “A Future German Energy System with a Dominating Contribution from Renewable Energies: A Holistic Model Based on Hourly Simulation”. *Energy Technology* 2.1 (2014), pp. 13–28. ISSN: 21944288. DOI: [10.1002/ente.201300083](https://doi.org/10.1002/ente.201300083).
- [6] G. M. Joselin Herbert, S. Iniyar, E. Sreevalsan, and S. Rajapandian. “A review of wind energy technologies”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11.6 (2007), pp. 1117–1145. ISSN: 13640321. DOI: [10.1016/j.rser.2005.08.004](https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.08.004).
- [7] J. K. Kaldellis and D. Zafirakis. “The wind energy (r)evolution: A short review of a long history”. *Renewable Energy* 36.7 (2011), pp. 1887–1901. ISSN: 09601481. DOI: [10.1016/j.renene.2011.01.002](https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.01.002).
- [8] G. F. Nemet. “Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported energy technologies”. *Energy Policy* 37.3 (2009), pp. 825–835. ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.10.031>.
- [9] F. Pieper. “Das Konzept von Lernkurven im Energiesektor — Beschreibung, Modellierung und Aggregation”. Diplomarbeit. Potsdam: Technische Universität Berlin, 2003. URL: <https://www.pik-potsdam.de/members/edenh/theses/masterpieper.pdf>.
- [10] E. S. Rubin, I. M. Azevedo, P. Jaramillo, and S. Yeh. “A review of learning rates for electricity supply technologies”. *Energy Policy* 86 (2015), pp. 198–218. ISSN: 03014215. DOI: [10.1016/j.enpol.2015.06.011](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011).

- [11] Y. Yao, J.-H. Xu, and D.-Q. Sun. “Untangling global levelised cost of electricity based on multi-factor learning curve for renewable energy: Wind, solar, geothermal, hydropower and bioenergy”. *Journal of Cleaner Production* (2020), p. 124827. ISSN: 09596526. DOI: [10.1016/j.jclepro.2020.124827](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124827).
- [12] Kost, Christoph, Schlegl Thomas. *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Ed. by Prof. Dr. Eicke R Weber. Freiburg, 2010.
- [13] C. Kost, T. Schlegl, J. Thomsen, S. Nold, and J. Mayer. *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Ed. by Prof. Dr. Eicke R Weber. Freiburg, 2012.
- [14] C. Kost, J. N. Mayer, J. Thomsen, N. Hartmann, C. Senkpiel, S. Phillips, S. Nold, Lude Simon, and T. Schlegl. *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Ed. by Prof. Dr. Eicke R Weber. Freiburg, 2013.
- [15] Kost, Christoph, Shammugam, Shivenes, V. Jülch, H.-T. Nguyen, and Schlegl Thomas. *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Ed. by Prof. Dr. Hans-Martin Henning and Dr. Andreas Bett. Freiburg, 2018.
- [16] S. Tegen, M. Hand, B. Maples, E. Lantz, P. Schwabe, and A. Smith. *2010 Cost of Wind Energy Review*. Golden, Colorado, 2011.
- [17] S. Tegen, E. Lantz, M. Hand, B. Maples, A. Smith, and P. Schwabe. *2011 Cost of Wind Energy Review*. Golden, Colorado, 2013.
- [18] C. Moné, A. Smith, B. Maples, and M. Hand. *2013 Cost of Wind Energy Review*. Golden, Colorado, 2015.
- [19] C. Moné, T. Stehly, B. Maples, and E. Settle. *2014 Cost of Wind Energy Review*. Golden, Colorado, 2015.
- [20] T. Stehly, D. Heimiller, and G. Scott. *2016 Cost of Wind Energy Review*. Golden, Colorado, 2017.
- [21] C. Moné, M. Hand, M. Bolinger, J. Rand, D. Heimiller, and J. Ho. *2015 Cost of Wind Energy Review*. Golden, Colorado, 2017.
- [22] D. H. Tyler Stehly and G. Scott. *2018 Cost of Wind Energy Review*. Golden, Colorado, 2019.
- [23] T. Stehly, P. Breiter, D. Heimiller, and G. Scott. *2017 Cost of Wind Energy Review*. Golden, Colorado, 2018.
- [24] IEA. *Renewables 2020*. 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/renewables-2020>.
- [25] Statista. 2020. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/180543/umfrage/installierte-windenergie-in-den-usa-seit-2000/>.
- [26] Statista. 2020. URL: <https://de-statista-com.ezproxy.fh-muenster.de/statistik/daten/studie/20113/umfrage/installierte-leistung-der-anlagen-fuer-windenergie-in-deutschland-seit-1993/>.
- [27] T. Wiesenthal, P. Dowling, J. Morbee, C. Thiel, B. Schade, P. Russ, S. Simões, E. Peteves, K. Schoots, and M. Londo. *Technology Learning Curves for Energy Policy Support*. 2012. DOI: [10.2790/59345](https://doi.org/10.2790/59345).
- [28] L. Neij. “Cost dynamics of wind power”. *Energy* 24.5 (1999), pp. 375–389. ISSN: 03605442. DOI: [10.1016/S0360-5442\(99\)00010-9](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(99)00010-9).
- [29] M. Junginger, A. Faaij, and W. Turkenburg. “Global experience curves for wind farms”. *Energy Policy* 33.2 (2005), pp. 133–150. ISSN: 03014215. DOI: [10.1016/s0301-4215\(03\)00205-2](https://doi.org/10.1016/s0301-4215(03)00205-2).
- [30] W. van Sark and E. A. Alsema. “Potential errors when fitting experience curves by means of spreadsheet software”. *Energy Policy* 38.11 (2010), pp. 7508–7511. ISSN: 03014215. DOI: [10.1016/j.enpol.2010.06.053](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.053).
- [31] Statista. 2020. URL: <https://de-statista-com.ezproxy.fh-muenster.de/statistik/daten/studie/200194/umfrage/wechselkurs-des-euro-gegenueber-dem-us-dollar-seit-2001/>.
- [32] S. Sawyer, S. Teske, L. Fried, and S. Shukla. *Global Wind Energy Outlook 2016*. Oct. 2016.
- [33] International Renewable Energy Agency. *GLOBAL RENEWABLES OUTLOOK: Energy Transformation 2050*. 2020. URL: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications).
- [34] G. Corbetta and European Wind Energy Association. *Wind energy scenarios for 2030: A report by the European Wind Energy Association - August 2015*. 2015. URL: <https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/scenarios/EWEA-Wind-energy-scenarios-2020.pdf>.
- [35] L. Neij. *Experience curves: A tool for energy policy assessment*. Vol. 40. IMES/EESS report. Lund: Environmental and Energy Systems Studies, Univ, 2003. ISBN: 91-88360-56-3.
- [36] N. Odam and F. P. de Vries. “Innovation modelling and multi-factor learning in wind energy technology”. *Energy Economics* 85 (2020), p. 104594. ISSN: 01409883. DOI: [10.1016/j.eneco.2019.104594](https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104594).