

Analyse der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Erneuerbare Energien in Klimaschutzszenarien[#]

Diana Böttger, Franziska Kesper, Norman Gerhardt, Irina Ganal

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Königstor 59, 34119 Kassel, 0561/ 7294 1738, diana.boettger@iee.fraunhofer.de, <http://www.iee.fraunhofer.de>

Kurzfassung:

Zur Erreichung der Klimaschutzziele der EU ist ein weiterer Ausbau von erneuerbaren Energien und hierbei insbesondere von den wetterabhängigen Technologien Windkraft und Photovoltaik notwendig. Für den zukünftigen Ausbau stellt sich die Frage, ob sich bestimmte Anlagen bei ausreichend hohen Preisen für Emissionszertifikate zukünftig alleine über Erlöse aus dem Strommarkt refinanzieren könnten. Im vorliegenden Beitrag wird eine Untersuchung für Investitionsentscheidungen im Jahr 2025 durchgeführt. Beispielhaft sollen für die Betrachtung Onshore Windenergieanlagen herangezogen werden. Dafür wird das sektorübergreifende Energiesystemmodell „SCOPE“ des Fraunhofer IEE eingesetzt. Unter der Vorgabe von Emissionsbudgets erfolgt ein aus volkswirtschaftlicher Perspektive kostenoptimaler Ausbau von erneuerbaren Energien in Europa. Anhand der sich daraus ergebenden grenzkostenbasierten Strommarktpreise kann eine Bewertung der betriebswirtschaftlichen Rentabilität der Investition in erneuerbare Energien erfolgen. Zusätzlich werden die Szenarien durch Sensitivitätsanalysen ergänzt, bei denen die Höhe des Klimazieles variiert wurde. Es zeigt sich, dass eine Refinanzierung der Windenergieanlagen allein über den Strommarkt nur im Fall von Schwachwindanlagen an den besten Standorten in Norddeutschland bei vergleichsweise geringen Kapitalkosten möglich ist. Weiterhin ist an den Ergebnissen erkennbar, dass höhere Emissionsreduktionsziele durch eine höhere notwendige Leistung an Windenergieanlagen durch den Merit-Order-Effekt einen leicht senkenden Effekt auf den Kapitalwert der Investition haben.

Keywords: Erneuerbare Energien, Strommarktmodell, Klimapolitik, EE-Förderbedarf, ETS

1 Motivation und Zielstellung

Zur Erreichung der Klimaschutzziele der EU ist ein weiterer Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) und hierbei insbesondere von den wetterabhängigen Technologien Windkraft und Photovoltaik notwendig. Diese Anlagen werden gegenwärtig in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten mit unterschiedlichen Fördermechanismen subventioniert. Für den weiteren Ausbau stellt sich die Frage, ob sich bestimmte Anlagen bei ausreichend hohen Preisen für Emissionszertifikate zukünftig alleine über Erlöse aus dem Strommarkt refinanzieren könnten.

[#] Der Beitrag fasst wesentliche Ergebnisse der Masterarbeit „Analyse der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Erneuerbare Energien in Klimaschutzszenarien“ [1] zusammen.

In dieser Arbeit wird die Wirtschaftlichkeit für die zentrale Technologie Wind Onshore in Deutschland bei Inbetriebnahme im Jahre 2025 ausgewertet und analysiert.

Für die Finanzierung der Windenergieanlagen werden zwei Fälle berücksichtigt. Wenn erneuerbare Energien sich zukünftig vollständig über die Erlöse frei am Strommarkt refinanzieren sollen, bedeutet dies auch höhere Erlösriskien durch die Strompreisentwicklung, welche sich in höheren Finanzierungskosten niederschlagen. Dabei würden bei EEG-Auktionen Gebotspreise von 0 ct/kWh oder negative Gebote im Rahmen des gegenwärtigen Marktprämienmodells entstehen. Zu diesem Zweck werden gewichtete Kapitalkosten (real) $wacc_{real}$ von 5 % unterstellt. Dann könnte sich ein Teil der Neuanlagen über „Power Purchase Agreements“ (PPA) finanzieren, aber z. B. für Windenergieanlagen in Süddeutschland bräuchte es noch weiterhin eine EEG-Förderung und eine regionale Steuerung (wie das Referenzertragsmodell). Ein weiterer hier nicht berücksichtigter Punkt ist, dass wenn es zu einer Netzausbaukosten-Steuerung z. B. über Baukostenzuschüsse für EE-Anlagen kommen würde, dass dann die berechneten Erlöse für viele Anlagen nicht mehr ausreichen würden.

Eine Alternative dazu kann die Einführung von „Contracts for Difference“ (CfD) in Anlehnung an das britische Auktionsmodell sein [2]. Hierbei würde es zu Rückzahlungen in das EEG-Konto kommen, wenn der Erlös über der notwendigen EEG-Vergütung liegt (die Marktprämie würde also auch negative Werte annehmen können). Dies würde dazu führen, dass Auktionen die realen Stromgestehungskosten widerspiegeln würden. Hierfür werden heutige $wacc_{real}$ von 2,6 % (nominal 4,7 %) unterstellt. Wenn die Börsenpreise für eine Refinanzierung ausreichen, bedeutet dies, dass für Neuanlagen keine zusätzlichen Differenzkosten im Rahmen der EEG-Wälzung entstehen.

Im folgenden zweiten Kapitel wird das für die Untersuchung eingesetzte Modell näher beschreiben und im dritten Kapitel die getroffenen Annahmen für die Analyse dargestellt. Die Ergebnisse werden in Kapitel 4 präsentiert und im fünften Kapitel zusammengefasst.

2 Angewandte Methodik

Im vorliegenden Beitrag werden zukünftige Strompreise für die Jahre 2025, 2030 und 2035 modellgestützt berechnet, um damit die Wirtschaftlichkeit von Onshore Windenergieanlagen zu bewerten. Dafür wird das sektorübergreifende Energiesystemmodell „SCOPE“ [3] des Fraunhofer IEE eingesetzt. Unter der Vorgabe von Emissionsbudgets für den ETS-Bereich sowie den Nicht-ETS-Bereich erfolgt ein aus volkswirtschaftlicher Perspektive kostenoptimaler Ausbau von erneuerbaren Energien in Europa. Nach der Bestimmung des kostenoptimalen Kraftwerksparks wird eine Anlageneinsatzoptimierung unter Vorgabe des Emissionsbudgets durchgeführt, um modellendogen CO_2 -Preise zu ermitteln, die dann die Opportunität des Anlageneinsatzes widerspiegeln. Diese Modellierung entspricht an mehreren Stellen einer Vereinfachung des heutigen Marktes für Emissionsrechte, bei dem Zertifikate z. B. auch zwischen einzelnen Jahren übertragen werden können, was im Modell nicht abgebildet ist. Zudem wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Menge der Zertifikate in der Marktstabilitätsreserve bis 2025 auf 0 zurückgeht. Anhand der sich aus dem Modell ergebenden grenzkostenbasierten Strommarktpreise kann eine Bewertung der betriebswirtschaftlichen Rentabilität der Investition in erneuerbare Energien erfolgen. Dafür werden die möglichen Erlöse am Strommarkt den Investitionskosten sowie den fixen und variablen Betriebskosten gegenübergestellt.

Abbildung 1 stellt das verwendete Energiesystemmodell SCOPE schematisch dar. Neben dem Strommarkt werden der Gasmarkt und ein übergreifender Markt für Emissionsberechtigungen abgebildet. Darüber hinaus werden die Sektoren Wärme und Verkehr differenziert modelliert. Die einzelnen dargestellten Technologien interagieren jeweils mit unterschiedlichen Märkten. Für das Modell sind wesentliche Inputdaten die Potentiale für Windenergie und Photovoltaik (PV), die sich aus Flächenrestriktionen und Abstandsregelungen ergeben. Weiterhin gehen zeitlich und räumlich hochaufgelöste Zeitreihen für die Einspeisung von Windenergie bzw. PV-Strom ins Modell ein. Der europäische hydrologische Kraftwerkspark wird mit historischen Zuflussdaten für Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke abgebildet [4].

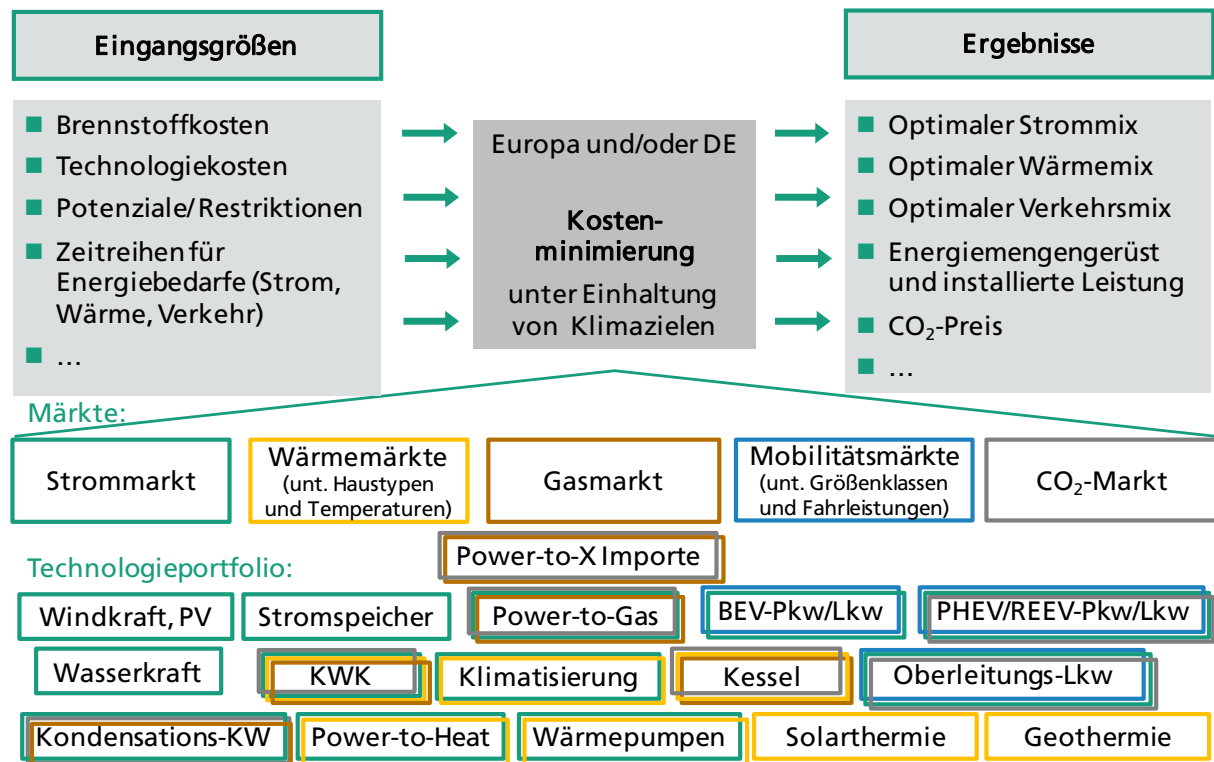


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Modells SCOPE des Fraunhofer IEE

3 Szenarioannahmen

Für die Szenariojahre 2025, 2030 und 2035 müssen im Modell SCOPE Annahmen für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor getroffen werden.

Beim herkömmlichen Stromverbrauch wird eine Effizienzentwicklung gemäß dem BMUB-Klimaschutzszenario 80 unterstellt [5]. Für Europa wird eine vergleichbare Entwicklung gemäß dem TYNDP 2018 angenommen [6]. Während für das Jahr 2025 auf das Szenario „Best estimate“ abgestellt wird, wird für 2030 das Szenario „Sustainable Transition“ verwendet und für 2035 zwischen den Szenarien „Sustainable Transition“ und „Global Climate Action“ interpoliert. Neue Stromverbraucher im Verkehrs- und Wärmesektor werden durch das Modell endogen zusätzlich generiert und mit ihrem individuellen Stromverbrauchsprofil und ihrer Flexibilität abgebildet.

Für heute bestehende Kraftwerke wurde eine Lebensdauer von 40 Jahren für Kohlekraftwerke, 45 Jahren für Erdgas- und Ölanlagen und 48 Jahren für Kernkraftwerke unterstellt. Dabei wird

für Deutschland auch der Kohlekonsenspfad der Agora Energiewende abgebildet [7]. Zusätzlich wird in den Szenarien mit einem Emissionsreduktionsziel von mindestens 45 % in 2030 angenommen, dass Braunkohlekraftwerke in Westeuropa aufgrund der hohen fixen Betriebskosten nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können und daher stillgelegt werden. Zusätzlich zu den Bestandskraftwerken ist es im Modell möglich, neue Gaskraftwerke (Gas- und Dampfturbinenkraftwerke und offene Gasturbinen) zuzubauen.

Der Ausbau der europäischen Kuppelstellen basiert für Deutschland auf dem aktuellen Netzentwicklungsplan [8] sowie für Europa auf dem TYNDP 2018 (Szenario „Global Climate Action“) [6] und entspricht damit einem eher ambitionierten Netzausbau.

Die Annahmen zum zukünftigen Wärmebedarf für Deutschland basieren für Gebäude auf dem „Effizienzscenario“ aus [9] sowie im Industriebereich auf dem BMUB-Klimaschutzscenario 80 [5], was ein hohes Effizienzniveau sowie einen grundsätzlich hohen Dämmstandard unterstellt. Für Europa wird eine vergleichbare Entwicklung unter Berücksichtigung der bestehenden Gebäudeverbräuche in den jeweiligen Industriebranchen unterstellt.

Als weitere Randbedingung gilt das Ziel Deutschlands, die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor bis 2030 auf 98 Mio. t CO_{2e} zu reduzieren [10]. In einer vorgelagerten Berechnung wurde basierend auf Annahmen zu zukünftigen Fahrzeuganzahlen und Fahrprofilen die kostenoptimale Zusammensetzung des Verkehrssektors für Deutschland bestimmt (vgl. zur Methodik auch [11]). Da die Klimaziele im Verkehrssektor alleine auf Basis von Elektromobilität schwer erreichbar sind, wurde ein Szenario mit Verkehrsverlagerung und Vermeidung gemäß „Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050“ [12] zugrunde gelegt. Für die Abbildung der Elektromobilität in Europa wird auf ein bestehendes Szenario für Elektromobilität unter Berücksichtigung der Entwicklung der jeweiligen Verkehrsleistung zurückgegriffen. Es wird angenommen, dass 80 % der reinen Elektrofahrzeuge sowie 60 % der Hybridfahrzeuge gesteuert laden.

Die Preise für fossile Energieträger basieren auf dem World Energy Outlook 2017 (Szenario „Sustainable Development“) [13] und wurden zwischen 2025 und 2040 interpoliert.

Für alle wetterabhängigen Zeitreihen wird mit dem historischen Wetterjahr 2012 gerechnet.

Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen in der EU im Vergleich zu 1990 um 40 % reduziert werden. Nach aktuellem Stand der politischen Diskussion auf EU-Ebene ist eine Verschärfung auf eine Einsparung von 45 % bis 2030 möglich. Eine Anpassung des EU Ziels in dem Pariser Abkommen wurde jedoch noch nicht erwirkt. Um die Abhängigkeit der Ergebnisse vom gewählten Klimaziel zu zeigen, werden die Berechnungen für Emissionsreduktionsziele für 2030 von -40 %, -42,5 % und -45 % ggü. 1990 durchgeführt.

Auf Basis der historischen Emissionen von 1990 wird das verfügbare Emissionsbudget mithilfe der Einsparungsziele von -40 % bis -45 % berechnet. Um das Gesamtziel zu erreichen, wurde jedem Mitgliedsstaat von der EU je nach wirtschaftlicher Entwicklung des Landes eine Einsparung im Effort-Sharing-Decision (ESD)-Bereich vorgegeben. Der ESD-Bereich umfasst dabei im Wesentlichen die Sektoren Gebäude, Landwirtschaft und Verkehr. Das ESD-Budget wird auf Basis der Vorgabe für 2030 bestimmt und es wird angenommen, dass das Budget exakt ausgeschöpft wird. Das ETS-Budget ergibt sich aus der Differenz des Gesamtbudgets und des ESD-Budgets. Die Unterschiede zwischen den Szenarien mit unterschiedlichen Emissionsreduktionszielen basieren dabei auf der Annahme, dass in allen Fällen eine gleich hohe

Einsparung im ESD-Bereich erreicht wird und die zusätzlichen Minderungen komplett im ETS-Bereich stattfinden müssen.

In Tabelle 1 werden die noch verfügbaren Emissionsbudgets in Europa in den einzelnen Szenarien dargestellt. Entsprechend stehen im Jahr 2030 im ESD-Bereich 2.037,6 Mio. t CO_{2e} zur Verfügung, was einer Reduktion um 30 % gegenüber 2005 entspricht. Im ETS-Bereich wären entsprechend im Szenario mit einer Gesamtreduktion von 45 % noch 1.117,6 Mio. t CO_{2e} emittierbar, was einer Senkung um 56 % gegenüber 2005 entspricht.

Tabelle 1: Emissionsziele im ETS und ESD-Bereich in Europa gegenüber 1990 für die Szenariojahre 2025 bis 2035

In Mio. t CO _{2e}		ETS-Bereich			ESD-Bereich (für alle drei Szenarien gleich)
		Gesamtreduktionsziel in 2030			
		-40 %*	-42,5 %*	-45 %*	
Jahr	2025	1.654,2 (-35 % [#])	1.583,8 (-37 % [#])	1.513,4 (-40 % [#])	2.241,7 (-23 % [#])
	2030	1.399,2 (-45 % [#])	1.258,4 (-50 % [#])	1.117,6 (-56 % [#])	2.037,6 (-30 % [#])
	2035	1.049,4 (-58 % [#])	943,8 (-63 % [#])	838,2 (-67 % [#])	1.599,9 (-45 % [#])

* Das Gesamtemissionsziel bezieht sich auf die Summe aus ETS und ESD-Bereich gegenüber 1990.

Die Prozentzahlen beziehen sich auf die Minderung gegenüber 2005.

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Onshore Windenergieanlagen in Deutschland werden Annahmen zu den Investitionskosten aus [14] übernommen (s. Tabelle 2). Die Kostendegression basiert dabei auf unterstellten Lernkurveneffekten. Es wird zwischen Stark-, Mittel- und Schwachwindanlagen unterschieden.

Tabelle 2: Kostenannahmen für Windenergieanlagen im Jahr 2025 [14]

	Typ	Starkwind	Mittelwind	Schwachwind
Gesamtinvestitionskosten	[Euro ₂₀₁₇ /kW]	1.133	1.221	1.305
Fixe Betriebskosten	[Euro ₂₀₁₇ /kW/yr]	28		
Variable Betriebskosten	[Euro ₂₀₁₇ /kWh]	0,0048		

Alle möglichen Standorte für Onshore Windkraftanlagen in Deutschland werden zu sogenannten Stromgestehungskostenklassen (SGKK) zusammengefasst. Dabei wird das Gesamtpotential jeweils in drei gleich große Teile aufgeteilt und die besten Standorte liegen in der ersten SGKK. Außerdem wird noch zwischen Standorten in Nord- und Süddeutschland unterschieden, wobei Süddeutschland die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz sowie das Saarland umfasst. In Tabelle 3 werden die unterschiedlichen Volllaststunden der einzelnen Anlagen als Mittelwert über sieben historische Wetterjahre (2006 – 2012) dargestellt.

Da für die Wirtschaftlichkeitsanalyse eine Anlagenlebensdauer von 20 Jahren unterstellt wird, werden Erlöse für die Jahre 2025 bis 2045 benötigt. Während für die Jahre 2025, 2030 und 2035 die Annahmen oben dargestellt sind, wurden für den Stützpunkt 2050 die Strompreise aus dem Projekt „NSON – North Seas Offshore Network“ übernommen [15]. Dabei wird für die langfristigen Erlöse im Jahr 2050 unterstellt, dass sich Schwachwindanlagen in Norddeutschland an Standorten mit mittleren Stromgestehungskosten (größter Marktanteil) über den Börsenpreis bei Inbetriebnahme im Jahr 2050 refinanzieren können. Zwischen den Jahren 2035

und 2050 wird der Börsenpreis interpoliert, hat jedoch aufgrund der Diskontierung und den für eine Inbetriebnahme in 2025 relevanten Jahren nur einen begrenzten Einfluss.

Tabelle 3: Spezifische Volllaststunden von Onshore Windenergieanlagen in Deutschland

In MWh/MW	Standort	Starkwind	Mittelwind	Schwachwind
SGKK 1	Nord	2.259	2.816	3.334
	Süd	2.106	2.651	3.189
SGKK 2	Nord	1.963	2.559	3.152
	Süd	1.779	2.340	2.899
SGKK 3	Nord	1.745	2.335	2.926
	Süd	1.481	1.994	2.505

4 Ergebnisse

4.1 Installierte EE-Leistungen in Abhängigkeit des Klimaziels

Zunächst gibt Abbildung 2 einen Überblick über die installierte Leistung von konventionellen Kraftwerken sowie Photovoltaik- und Windenergieanlagen (andere Technologien wie Wasserkraftwerke oder Biomasseanlagen sind hier nicht dargestellt). Mit steigenden Klimaschutzanforderungen über die Szenariojahre wird der konventionelle Kraftwerkspark kleiner und die installierte Leistung von PV und Windenergie steigt an. Dabei ist der Unterschied im konventionellen Kraftwerkspark bei Variation des 2030er Klimaziels relativ klein, der Unterschied bei den erneuerbaren Energien jedoch deutlich größer, was am vergleichsweise geringen Leistungskredit der wetterabhängigen erneuerbaren Energien liegt. Im Szenario mit 45 % Emissionsreduktionsziel in 2030 müssen in Europa im Jahr 2030 dann 451 GW an Onshore Windenergie, 63 GW an Offshore Windenergie sowie 349 GW an PV-Anlagen installiert sein.

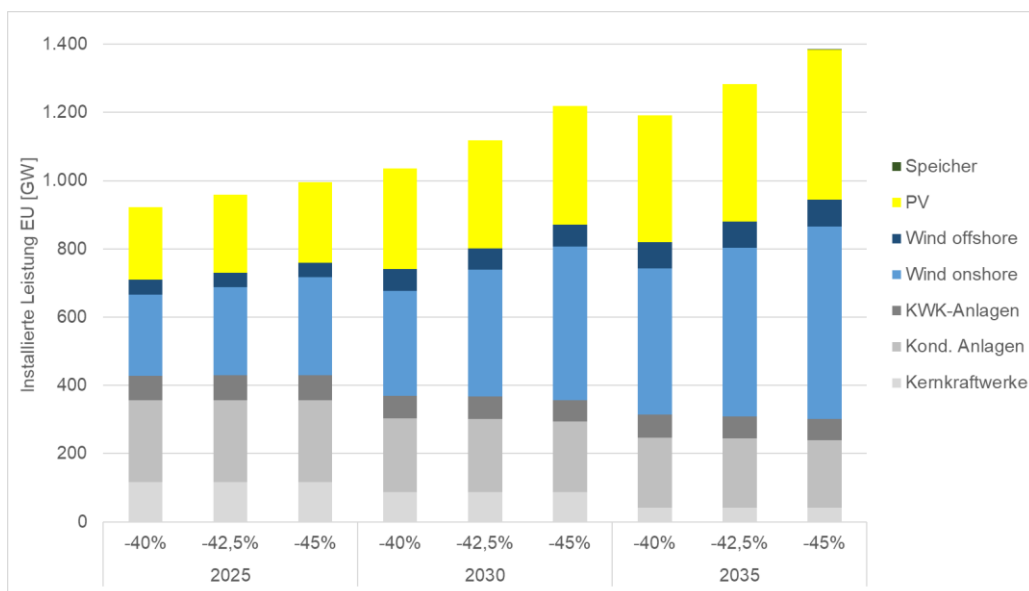


Abbildung 2: Installierte Leistung in Europa in den Jahren 2025-2035 in Abhängigkeit vom 2030er Klimaziel

Abbildung 3 zeigt die analoge Entwicklung für Deutschland. Die installierte Leistung an PV-Anlagen steigt im Szenario mit 45 % Emissionsreduktion in 2030 von 57 GW im Jahr 2025 auf

71 GW im Jahr 2035. Im gleichen Szenario steigt die installierte Leistung von Onshore Windenergieanlagen noch deutlicher von 63 GW im Jahr 2025 auf 90 GW im Jahr 2035.

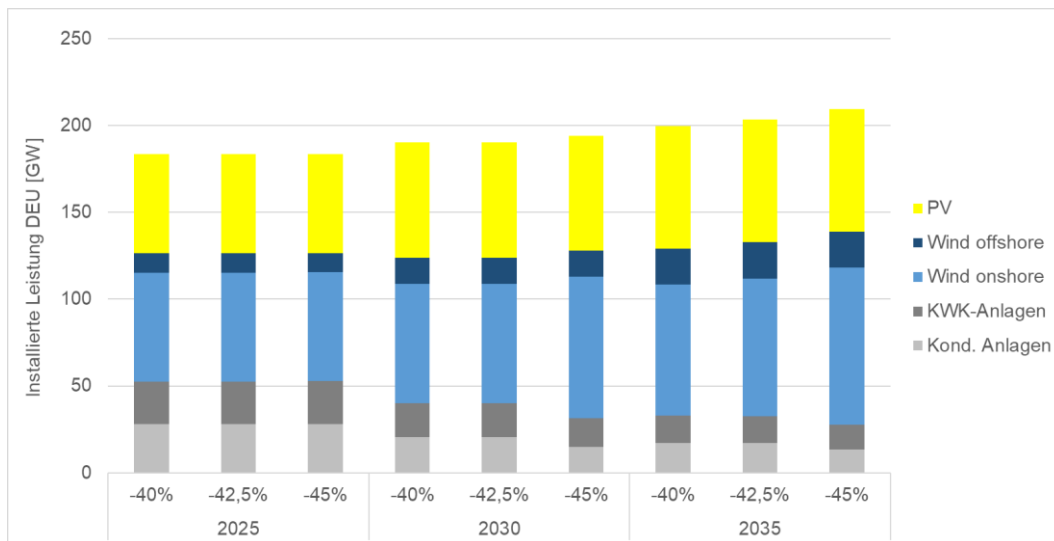


Abbildung 3: Installierte Leistung in Deutschland in den Jahren 2025-2035 in Abhängigkeit vom 2030er Klimaziel

4.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im Folgenden wird auf die Wirtschaftlichkeit von Onshore Windenergieanlagen eingegangen. Dabei wird zunächst ausgewertet, wie sich die Preise am Strommarkt in den Szenarien verändern, bevor anhand der Kapitalwerte die Wirtschaftlichkeit geprüft wird.

4.2.1 Entwicklung der Strompreise

In Abbildung 4 ist zu sehen, dass sich die vom Modell SCOPE berechneten jahresmittleren Strompreise in der Größenordnung von 46 bis 48 Euro/MWh in 2025 und 44 bis 45 Euro/MWh in 2035 bewegen. Dabei wirkt sich der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien preis-senkend aus.

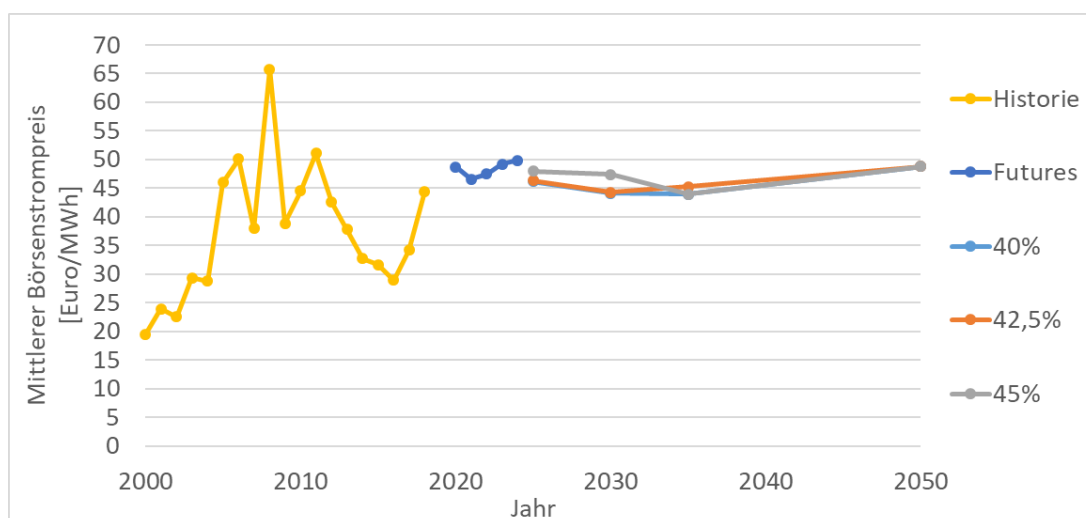


Abbildung 4: Entwicklung der mittleren Stromgroßhandelspreise in Deutschland in den Jahren 2025-2035 in Abhängigkeit vom 2030er Klimaziel (historische Strompreise und Futures nominal, Szenarien in Euro₂₀₁₇). Quelle: EEX und eigene Berechnungen

Der Merit-Order-Effekt ist zusätzlich gut in Abbildung 5 anhand der mittleren Strompreise für den Durchschnitt aller Wochen des Jahres sichtbar. Insbesondere am Wochenende mit geringer Stromnachfrage sinken die Preise langfristig am deutlichsten und damit auch die Erlösmöglichkeiten für erneuerbare Energien.

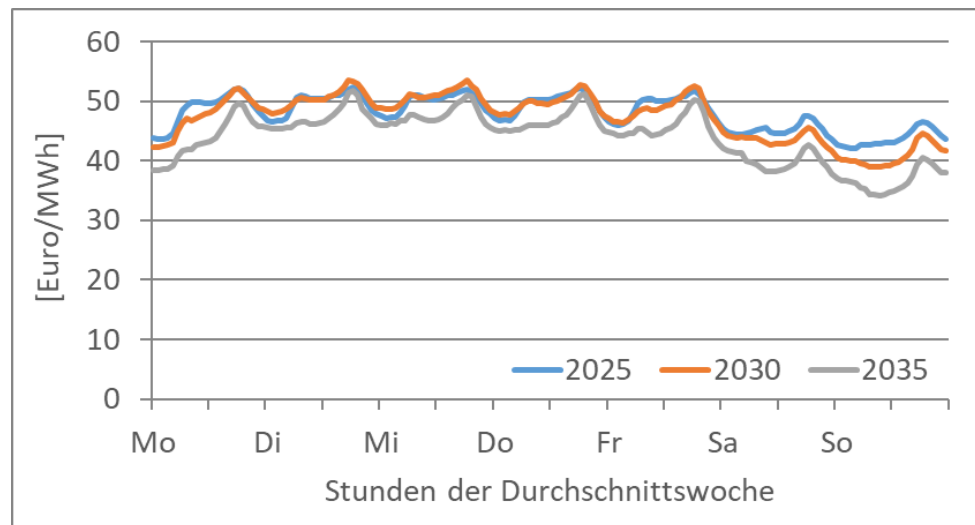


Abbildung 5: Durchschnittliche Großhandelsstrompreise in 2025-2035 für das 45 % Klimaziel in 2030

4.2.2 Erlöse von Windenergieanlagen

Wie oben schon erwähnt, wirkt sich der Ausbau der erneuerbaren Energien auch senkend auf deren Marktwert aus. Dieser berechnet sich als Verhältnis vom jahresmittleren Erlös einer Windenergieanlage zum jahresmittleren Börsenstrompreis. In Abbildung 6 wird die Entwicklung der Marktwertfaktoren beispielhaft für die mittlere Stromgestehungskostenklasse von Schwachwindanlagen in Norddeutschland dargestellt. Während abhängig vom 2030er Klimaziel der Marktwert in 2025 noch zwischen 0,94 und 0,91 liegt, sinkt er bis 2035 auf 0,88 bis 0,84 ab. Da sich diese Marktwerte auf neu zu bauende Anlagen mit höheren Volllaststunden im Vergleich zu heutigen Bestandsanlagen beziehen, sind die Marktwerte höher als die von Bestandsanlagen, die 2018 im Jahresmittel bei 0,86 lagen [16].

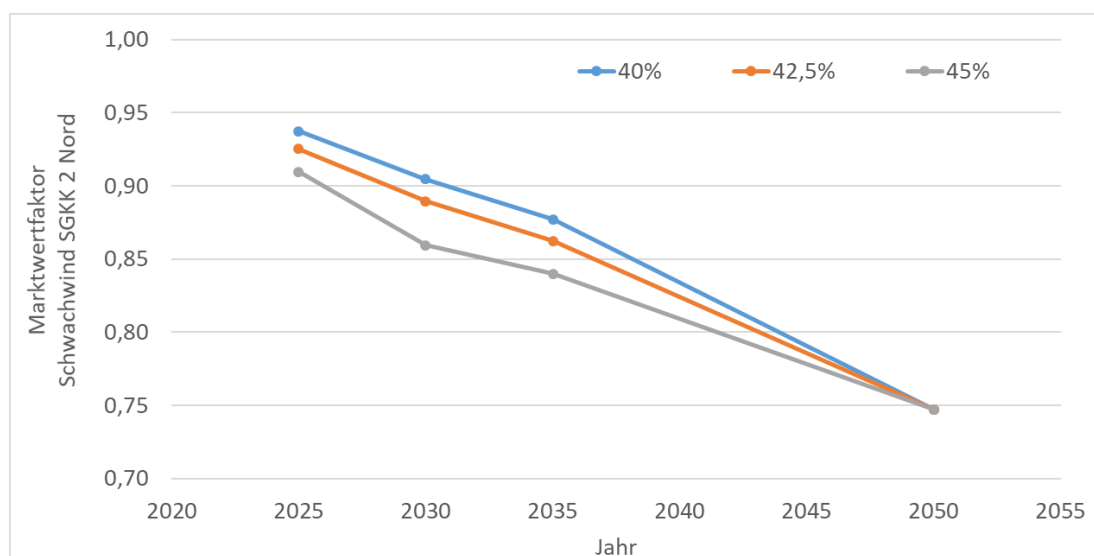


Abbildung 6: Entwicklung der Marktwertfaktoren von Schwachwindanlagen in Norddeutschland in Abhängigkeit vom 2030er Klimaziel

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit werden zwei Varianten untersucht. Im ersten Fall wird von einer vollständigen Refinanzierung der Anlagen über den Strommarkt ausgegangen. Durch die damit einhergehenden höheren Erlösrisiken wurden gewichtete Kapitalkosten (real) $wacc_{\text{real}}$ von 5 % angenommen.

In Abbildung 7 sind die Kapitalwerte für die betrachteten Onshore Windenergieanlagen in Deutschland dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass diese für alle Standorte deutlich negativ sind. Im Vergleich zwischen den Turbinentypen erreichen die Schwachwindanlagen durch ihre höheren Volllaststunden aber immer noch die höchsten Kapitalwerte. Die vorteilhafteren Standorte in Norddeutschland sind auch an den gegenüber Standorten in Süddeutschland höheren Kapitalwertfaktoren erkennbar. Die Unterschiede der Kapitalwerte zwischen den Szenarien für das 2030er Klimaziel sind vergleichsweise gering, da sich der stärkere Merit-Order-Effekt zwar senkend auf die Einnahmen auswirkt, gleichzeitig durch den steigenden CO_2 -Preis aber auch erlössteigernde Effekte auftreten.

Bei der in dieser Auswertung noch vergleichsweise wirtschaftlichsten Schwachwindanlage der SGKK 1 in Norddeutschland wäre immer noch eine Verringerung der Investitionskosten von 15 % gegenüber den angenommenen Werten notwendig, um den Kapitalwert auf 0 anzuheben. Im Vergleich dazu müssten die Investitionskosten von Schwachwindanlagen in der zweiten SGKK in Norddeutschland sogar um 21 % sinken.

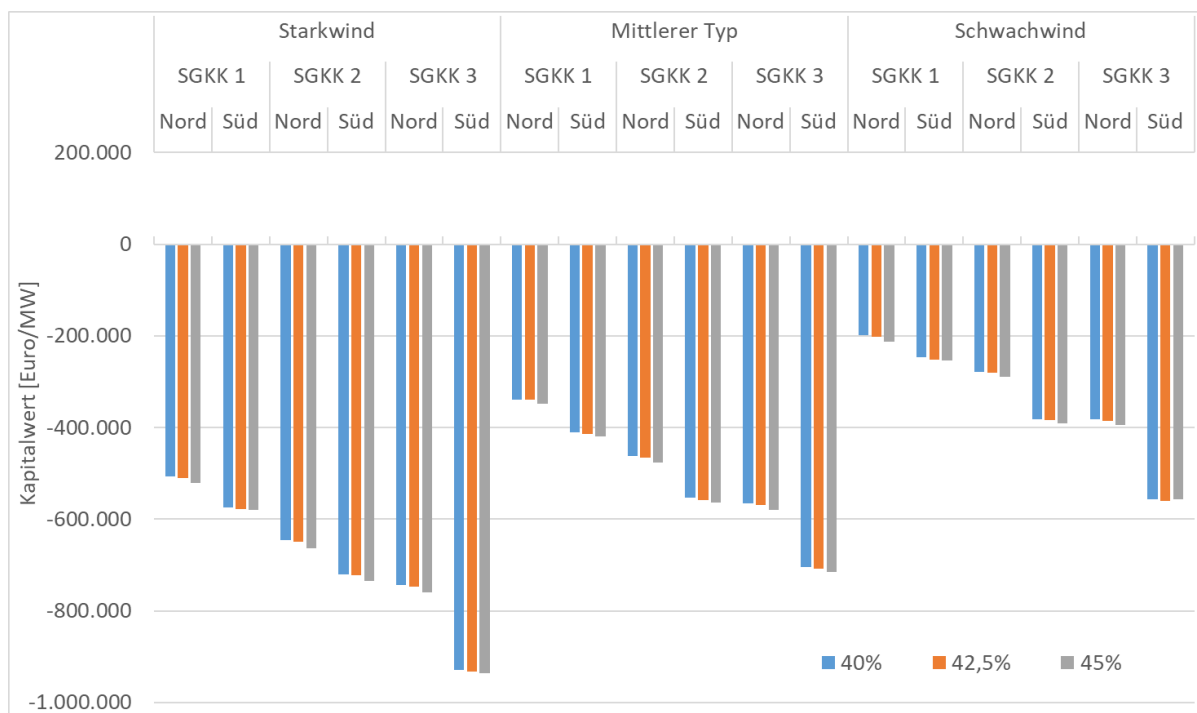


Abbildung 7: Entwicklung der Kapitalwerte in Abhängigkeit vom 2030er Klimaziel unter Annahme von Kapitalkosten $wacc_{\text{real}}$ in Höhe von 5 %

Abbildung 8 zeigt die Kapitalwerte für den Fall, dass durch die Einführung von Contracts for Difference geringe Kapitalkosten in Höhe von 2,6 % realisierbar sind. Es wird deutlich, dass sich die Wirtschaftlichkeit an allen Standorten für alle Turbinentypen verbessert. Insbesondere werden Schwachwindanlagen an den besten Standorten in Norddeutschland wirtschaftlich und auch an den besten Standorten in Süddeutschland sind die Kapitalwerte vergleichsweise nur geringfügig negativ und damit nahe an der Wirtschaftlichkeit.

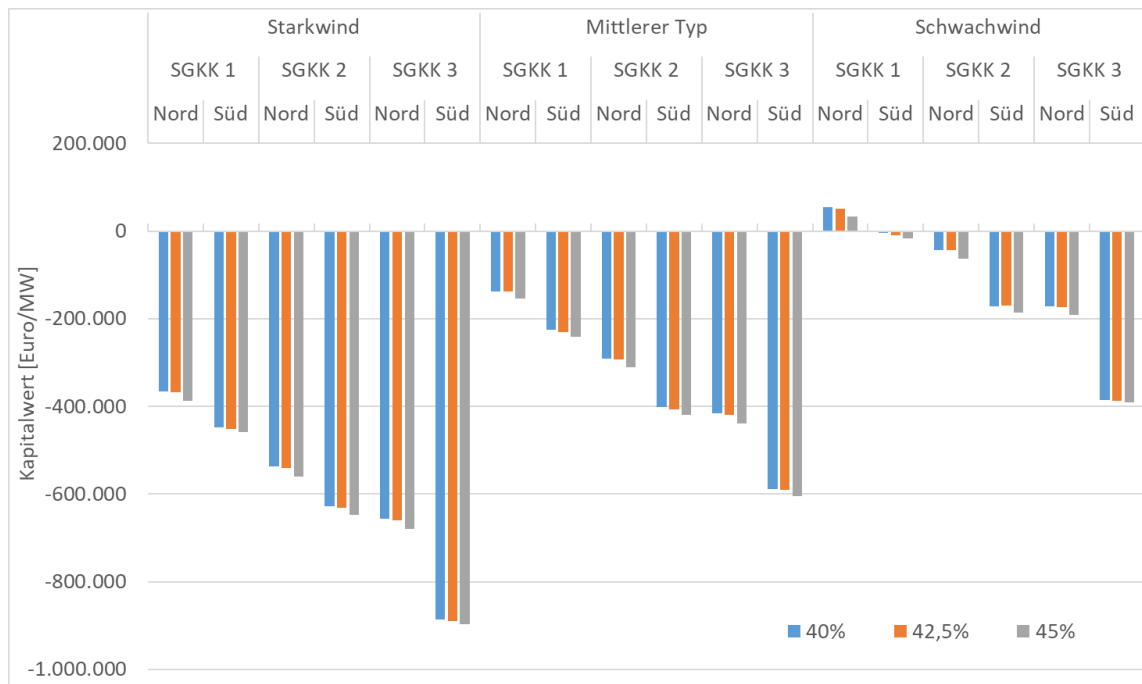


Abbildung 8: Entwicklung der Kapitalwerte in Abhängigkeit vom 2030er Klimaziel unter Annahme von Kapitalkosten $wacc_{real}$ in Höhe von 2,6 %

5 Zusammenfassung

Dieser Beitrag befasst sich mit der Frage, ob sich erneuerbare Energien (konkret Onshore Windenergieanlagen in Deutschland) zukünftig alleine über den Strommarkt refinanzieren können. Dafür wurden drei verschiedene Szenarien für das europäische Klimaziel für 2030 miteinander verglichen. Umso kleiner die verbleibenden Emissionsbudgets sind, umso höher muss der Zubau an erneuerbaren Energien ausfallen. Dies wirkt sich über den Merit-Order-Effekt negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus. So zeigt sich, dass eine Refinanzierung der Windenergieanlagen nur über den Strommarkt lediglich im Fall von Schwachwindanlagen an den besten Standorten in Norddeutschland bei vergleichsweise geringen Kapitalkosten möglich ist.

6 Danksagung

Für die finanzielle Förderung danken die Autoren dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Energieforschungsprogramms mit Schwerpunkt „Systemanalyse“ (FKZ: 0324010).

Literatur

- [1] Kesper, Franziska (2019): *Analyse der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Erneuerbare Energien in Klimaschutzszenarien*, Masterarbeit, Universität Kassel.
- [2] May, Nils; Neuhoff, Karsten; Richstein, Jörn (2018): *Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien*, DIW Wochenbericht 28.
- [3] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2016): *SCOPE. Sektorübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des*

- zukünftigen Energieversorgungssystemen*, Kassel, 2016. www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Broschueren/2015_F_SCOPE_web.pdf (zuletzt geprüft am 30.01.2019).
- [4] Härtel, Philipp; Korpås, Mangus (2017): *Aggregation Methods for Modelling Hydropower and Its Implications for a Highly Decarbonised Energy System in Europe*, *Energies* 2017, 10, 1841; <https://doi:10.3390/en10111841>.
- [5] Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): *Klimaschutzszenario 2050*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin, Karlsruhe, <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf> (zuletzt geprüft am 30.01.2019).
- [6] ENTSO-E (2017): *TYNDP 2018 Scenario Report*, <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/> (zuletzt geprüft am 30.01.2019).
- [7] Agora Energiewende (2016): *Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung)* <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/elf-eckpunkte-fuer-einen-kohlekonsens-langfassung/> (zuletzt geprüft am 30.01.2019).
- [8] Bundesnetzagentur (2018): *Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030*, Bonn, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf (zuletzt geprüft am 30.01.2019).
- [9] ifeu; Fraunhofer IEE; Consentec (2018): *Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*.
- [10] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016): *Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*, Berlin.
- [11] Böttger, Diana; Jentsch, Mareike; Trost, Tobias; Gerhardt, Norman; Bonin, Michael von; Eschmann, Jonas (2018): *Cost-Optimal Market Share of Electric Mobility Within the Energy System in a Decarbonisation Scenario*; EEM 2018, <https://iee-explore.ieee.org/document/8469846>
- [12] ifeu; INFRAS AG; LBST (2016): *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050*. Unter Mitarbeit von Fabian Bergk, Kirsten Biemann, Christoph Heidt, Wolfram Knörr, Udo Lambrecht, Tobias Schmidt, Lutz Ickert, Martin Schmied, Patrick Schmidt, Werner Weindorf. Hg. v. Umweltbundesamt .
- [13] International Energy Agency (2017): *World Energy Outlook 2017*, Paris.
- [14] Pfister, Christoph (2018): *Kostenentwicklung von Wind-und Photovoltaikstrom im internationalen Vergleich*, Masterarbeit, TH Köln.
- [15] Fraunhofer IEE; Universität Kassel; Leibniz Universität Hannover (2018): *NSON North Seas Offshore Network. Machbarkeit und Implikation verschiedener Offshore-Netzkonzepte in der Nordseeregion*, <https://doi.org/10.2314/GBV:1029456135>.
- [16] Netztransparenz (2019): *Marktwertübersicht für 2018*, <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpremie/Marktwerte> (zuletzt geprüft am 31.01.2019).