

Discussion Paper

8

Grenzkosten der Energiewende

Teil 1

**Eine Neubewertung der Stromgestehungskosten von Windkraft- und Photovoltaikanlagen
im Kontext der Energiewende**

Hamburg, Februar 2013

Dr. Sven Bode

arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik

Am Waldpark 18, 22589 Hamburg
info@arrhenius.de – www.arrhenius.de



1 Zusammenfassung

Die massive Erhöhung der EEG-Umlage zu Beginn des Jahres 2013 hat eine intensive Diskussion über das Förderinstrument für die erneuerbaren Energien in Gang gesetzt. Bundesumweltminister Altmaier hat in diesem Zusammenhang Ende Januar Vorschläge für eine sog. Strompreisbremse vorgelegt. Die Vorschläge fokussieren zum einen auf die Begrenzung des Anstiegs der Umlage in der Zukunft und zum anderen auf eine veränderte Verteilung der resultierenden Lasten (EEG-Umlage). Interessanter Weise findet sich kein Punkt zur Fokussierung auf einen kosteneffizienten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dies kann jedoch durchaus ein wichtiger Aspekt der Energiewende werden – unter dem Motto „Strompreisbremse ja – Ausbaubremse nein“.

Der vorliegende Beitrag greift diesen Punkt auf und schlägt einen neuen methodischen Ansatz zur Bestimmung eines kosteneffizienten Ausbaupfads auf dem Weg zur Energiewende vor. Im Fokus stehen dabei nicht „theoretische“ Stromgestehungskosten von Windkraft- oder Photovoltaikanlagen wie sie regelmäßig in der Diskussion verwendet werden. Vielmehr basiert der Ansatz zum einen auf den durchschnittlichen Gesamtkosten der direkt nutzbaren Strommenge der letzten installierten Anlage. Hintergrund für diesen Blickwechsel ist die Tatsache, dass im Rahmen der Energiewende die hohen Kapazitäten von Windkraft oder Photovoltaik in immer häufiger zu Überschüssen führen, die nicht direkt genutzt werden können und somit höhere Kosten mit sich bringen. Zum anderen arbeitet der Beitrag erstmals die Wechselwirkung verschiedener dargebots-abhängiger Technologien (Windkraft und PV) bei der Betrachtung der Stromgestehungskosten heraus: In Systemen mit hohen Anteilen solcher Technologien beeinflusst der Aufbau einer neuen, zusätzlichen Anlage die Kosten einer weiteren Anlage der anderen Technologie, da sich die sog. Residuallastkurve, d.h. die noch verbleibende Stromnachfrage, ändert. Die Betrachtung von Stromgestehungskosten losgelöst vom jeweiligen Stromsystem führt demnach zu suboptimalen Ergebnissen für die Zusammensetzung des Kraftwerksparks / der Erzeugungsstruktur. Die Ergebnisse sollten im Kontext der Diskussion um die Weiterentwicklung des EEG berücksichtigt werden.

Eine numerische Analyse für die Energiewende in Deutschland zeigt für verschiedene Kostenszenarien, dass für einen kosteneffizienten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien der Fokus für die nächsten Jahre allein auf der Windenergie onshore liegen sollte (mind. zusätzliche 85 GW ggü. dem aktuellen Stand). Erst danach bieten sich Fenster für weitere Kapazitäten an Photovoltaik an – und zwar auch dann, wenn bereits für heute Kosten der Photovoltaik angesetzt werden, die erst in 2030 erwartet werden. Je nach jährlicher Zubaugeschwindigkeit der Windenergie onshore wäre entsprechend die nächsten 20 bis 30 Jahre auf den Zubau weiterer Photovoltaik-Anlagen zu verzichten. Wer in dieser Zeit Windparks onshore verhindert, wird zum Preistreiber bei der Energiewende.



2 Ausgangslage

Die vorliegende Untersuchung findet vor folgendem Hintergrund statt:

- A) Deutschland hat heute einen bestimmten Mix in der Stromerzeugung mit einem Anteil der erneuerbaren Energien (im Folgenden kurz: EE) von ca. 25 Prozent.
- B) Deutschland hat auf aggregierter Ebene ein langfristiges Ausbauziel (80% Strom aus EE in 2050) und Zwischenziele auf dem Weg dahin (35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020, 50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030 und 65 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040, vgl. § 2 Abs.1 EEG 2012) ¹

Es fehlt jedoch ein systematisch hergeleiteter Weg wie Deutschland über die aggregierten Ziele hinaus - mit Blick auf den Einsatz jeder einzelnen Technologie - von A nach B kommen.

Methodisch lassen sich in der Literatur bisher folgende zwei Ansätze finden:

- i) Die Fortschreibung vergangener Entwicklungen in die Zukunft
- ii) Systemanalysen für zukünftige Zieljahre z.B. das Jahr 2050, die beschreiben, wie ein kosteneffizientes System dann aussehen könnte

Ad i)

Hier sind insbesondere die Leitstudien erneuerbare Energien des BMU zu nennen.

Ad ii)

Bei diesem Ansatz wird für ein bestimmtes Zieljahr unter Annahme „Grüne-Wiese“ untersucht, wie ein kosteneffizientes System aussehen würde, dass in diesem Jahr zu errichten wäre. Abbildung 1 zeigt das Ergebnis einer solchen Analyse aus einer aktuellen Studie. Es sei darauf hingewiesen, dass deren Autoren deutlich machen, dass es verschiedene Lösungen mit ähnlichen Kosten gibt.

¹ Noch scheint dabei unklar, wie viel der angestrebten 80 % der Erneuerbaren aus heimischen Quellen kommen sollen. Die BMU-Leitstudien haben regelmäßig einen Import von über 10 % vorgesehen (siehe zuletzt BMU 2012). Demgegenüber steht die Frage, inwieweit der Import von Strom einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet (Bode & Dietrich 2011). Unabhängig von dieser Frage lässt sich für jeden Anteil an heimischer Erzeugung fragen, wie dieser kosteneffizient bereitgestellt werden kann.

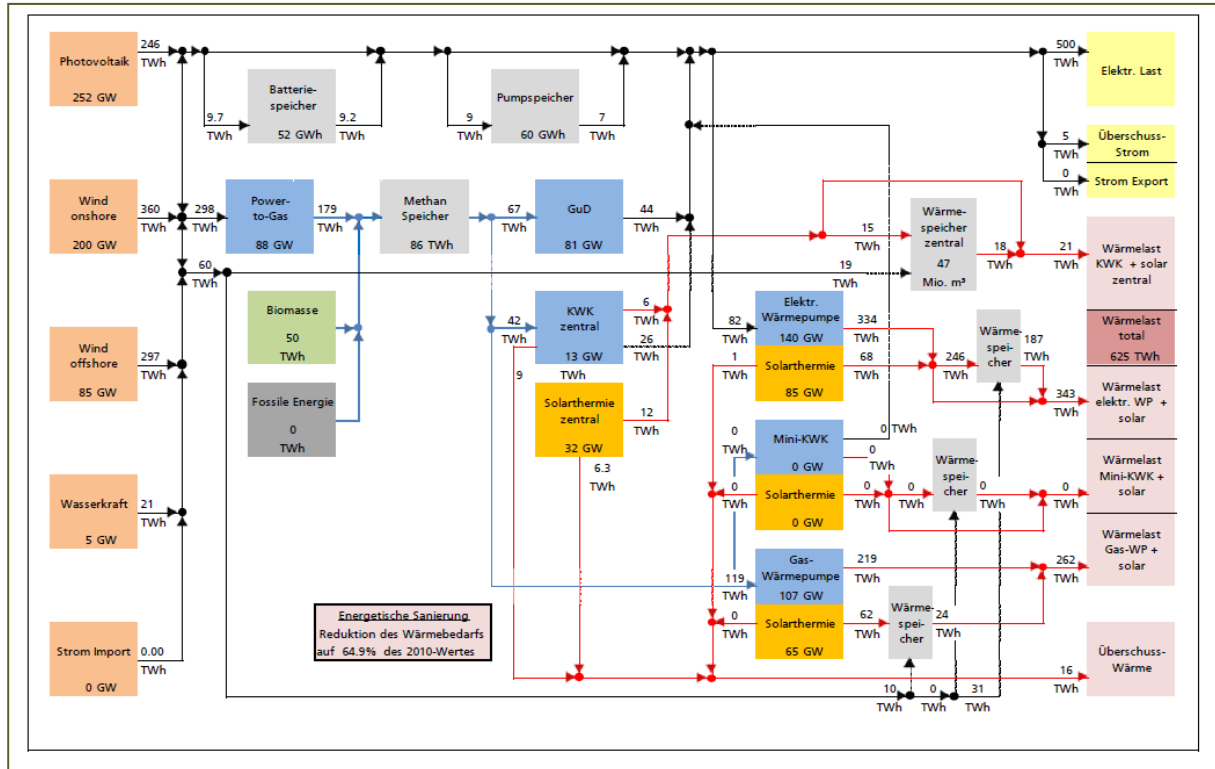


Abbildung 1: Design für ein kostenminimales System für eine 100% Versorgung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien (Quelle: F-ISE (2012a), S. 16)

Abbildung 1 folgend ergäbe sich z.B. für die Photovoltaik eine zu installierende Leistung von 252 GW und für die Windenergie onshore eines von 200 GW, jeweils im Jahr 2050. Was derartige Analysen allerdings nicht zeigen, ist, wie wir uns diesen Endwerten annähern könnten. Denkbar wäre z.B. ein linearer Pfad von den heutigen Kapazitäten zu den Endwerten, eine asymptotische Annäherung und vieles mehr. Auf die Notwendigkeit solcher technologie-spezifischen Ausbaupfade wurde verschiedentlich hingewiesen.² Interessanter Weise ist in der Diskussion um die Energiewende die Frage nach einem kosteneffizienten Ausbaupfad bisher kaum gestellt worden.

Nachfolgend wird ein neuer methodischer Ansatz vorgestellt, der auf die Frage nach dem kosteneffizienten Ausbaupfad hin zu 80% Strom aus erneuerbaren Energien eine Antwort vorschlägt.³ Nach einer methodischen Herleitung erfolgt eine numerische Analyse für Deutschland, wobei zunächst die Windenergie onshore und die Photovoltaik im Detail untersucht werden.

² Sie z.B. Bode (2010) Erneuerbare Energien im Strommarkt – heute und morgen, in: Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 90, 10, S. 643-647

³ Eine Diskussion des 80% Ziels ist ausdrücklich nicht Bestandteil der vorliegenden Analyse.



3 Grenzkosten der Energiewende: methodische Herangehensweise

Mit Wahl des Titels „Grenzkosten der Energiewende“ soll deutlich gemacht werden, dass der Wandel von einem fossil-nuklear dominierten Energiesystem hin zu einem System mit 80% erneuerbaren Energien (oder mehr) nicht nur im Physikalischen, sondern auch auf der Kostenseite in kleinen (marginalen) Schritten erfolgt. Eine neue EE-Anlage folgt der nächsten.

Der Begriff der Grenzkosten (genauer: Grenzkosten der Produktion) ist seit der Beschreibung des Merit-order Effekts (Bode & Groscurth 2006) nicht nur Ökonomen, sondern auch breiteren Kreisen der Energiewirtschaft und –politik geläufig. Er beschreibt kurz gesagt, die zusätzlichen Kosten bei Veränderung des Produktionsoutputs um eine Einheit. Die Analyse findet für bestehende Anlagen statt. Für Investitionsentscheidungen ist der Ansatz nicht geeignet, vielmehr mehr sind dafür insb. auch Fixkosten zu berücksichtigen. Die Grenzkosten der Produktion spielen im Folgenden daher keine Rolle.

Die Betrachtung der „Grenzkosten der Energiewende“ basiert vielmehr auf folgendem Ansatz:

Der Ausbau der erneuerbaren Energien („von A nach B“) erfolgt auf Basis der durchschnittlichen Gesamtkosten der direkt nutzbaren Stromerzeugung der letzten zugebauten Anlage

Der Ansatz wird nachfolgend erläutert.

3.1 Durchschnittliche Gesamtkosten von dargebots-abhängigen Technologien (bestehender Ansatz)

Der o.g. Ansatz unterscheidet sich fundamental von der derzeit gängigen Berechnungsweise. Die sog. Stromgestehungskosten (engl. levelised cost of electricity, LCOE) werden unter der Annahme berechnet, dass der gesamte Strom direkt verwendet werden kann.⁴

Abbildung 2 zeigt eine übliche Darstellung einer möglichen Entwicklung von Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien.

⁴ Für eine formale Darstellung siehe auch Konstantin, Panos (2009), Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Springer, Berlin.

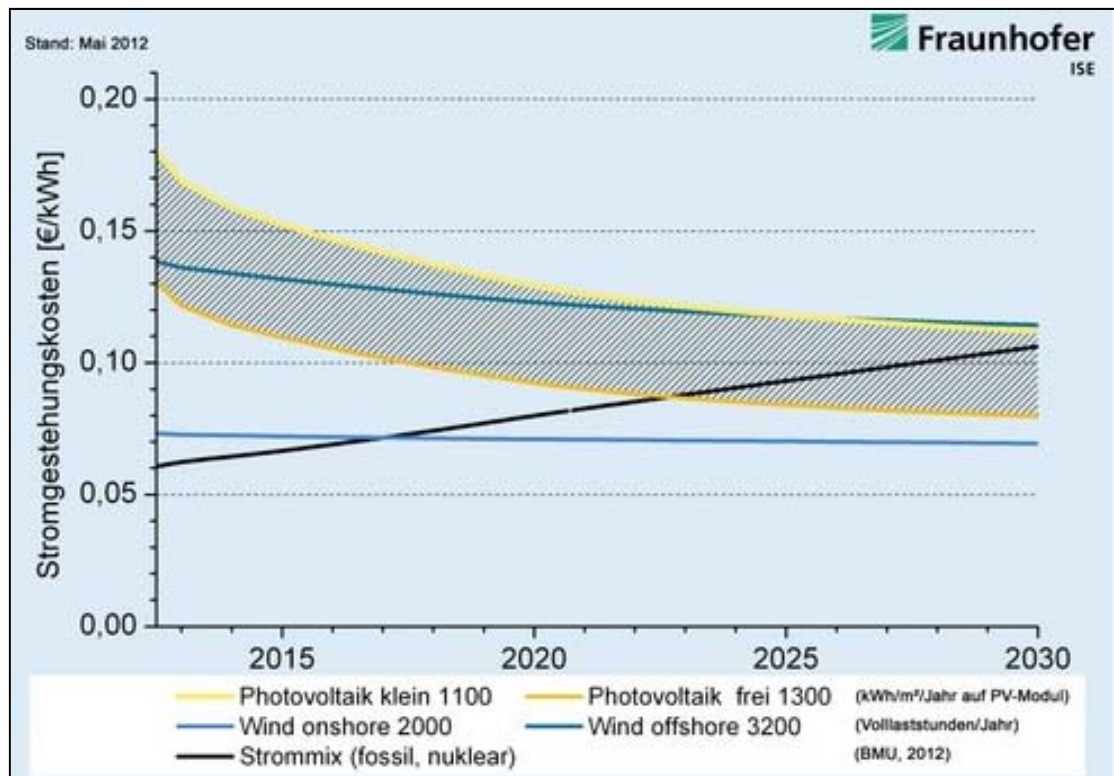


Abbildung 2: Mögliche Entwicklung von Stromgestehungskosten ausgewählte EE-Technologien (Quelle F-ISE (2012b), S. 4)

Das Sinken der Stromgestehungskosten wird u.a. wie folgt begründet.

„Unter der Voraussetzung von zukünftig gleichbleibenden Lernraten von PV-Systemen und PV-Modulen (15-20% bei Verdoppelung der installierten Anlagenleistung, entspricht einer Progress Ratio von 80-85%) sinken die Stromgestehungskosten von zukünftigen Anlagen...“

(F-ISE (2012), S.4)

In Stromsystemen mit geringen Anteilen an dargebots-abhängigen erneuerbaren Energien ist dies auch sinnvoll. Auch allgemein bzw. im globalen Kontext kann eine Entwicklung durchaus so eintreten. Für Systeme mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien ist – wie nachfolgend diskutiert - eine breitere Sicht sinnvoll.

3.2 Technische Randbedingungen der Energiewende mit vorwiegend dargebots-abhängigen Technologien

Dargebots-abhängige Technologien wie Windkraft- oder Photovoltaikanlagen produzieren nicht immer mit voller Leistung (z.B. gemessen in sog. Volllaststunden)⁵. Vielmehr hängt die Einspeisung insb. vom Wetter ab. Um nun mit dargebots-abhängigen Technologien hohe Anteile am Strombedarf decken zu können, müssen die installierten Kapazitäten (deutlich)

⁵ Anzahl Std., die die Anlagen rechnerisch bei voller Leistung läuft. Für Windenergie onshore z.B. 1.300 bis 2.000 Std. von 8.760 Std. eines Jahres.



größer sein, als die maximale Last (=Nachfrage in einem bestimmten Zeitpunkt). Die zuvor dargestellten Ergebnisse (vgl. F-ISE, 2012a) hatten beispielsweise sowohl für Wind als auch für PV Leistungen im dreistelligen GW Bereich genannt.

Hohe installierte Leistungen bringen allerdings Stromüberschüsse in Zeiten mit starkem Wind und hoher solarer Einstrahlung mit sich, insbesondere, wenn in diesen Zeiten auch noch die tatsächliche Last gering ist. Diese Überschüsse können nicht direkt genutzt werden, vielmehr bestehen folgende Optionen:

- Speicherung (und spätere Rückverstromung)
- Abschalten der Erzeugungsanlage
- Export / Netzausbau

Allen drei Optionen ist gemeinsam, dass sie die Kosten für den tatsächlich genutzten Strom (in Deutschland) verteuern. Für die Speicherung und den Export sind dabei die technischen Restriktionen (Kapazitäten und Netzengpässe) bei der Analyse zu berücksichtigen.⁶

3.3 Durchschnittliche Gesamtkosten von dargebots-abhängigen Technologien im Kontext der Energiewende (neuer Ansatz für eine Technologie)

Die bisherigen Ausführungen haben deutlich gemacht, dass a) die Frage der Kosteneffizienz bei der Energiewende bisher nahezu nicht beachtet wurde und b) bei der Frage nach den Kosten für die dargebots-abhängigen Technologien im Kontext hoher Anteile an der Stromerzeugung womöglich neue Ansätze auf Grund der zu erwartenden Überschüsse in immer mehr Stunden bei der Kostenbetrachtung sinnvoll sind.

Vor diesem Hintergrund wird folgendes Vorgehen vorgeschlagen: Zur Bestimmung des kostenoptimalen Ausbaupfades vom heutigen Stand hin zu 80% Anteilen der Erneuerbaren werden jeweils die Technologien mit den geringsten Stromgestehungskosten eingesetzt. Bei der Kostenberechnung wird dabei explizit auf die durchschnittlichen Gesamtkosten der direkt nutzbaren Stromerzeugung der jeweils letzten installierten Anlage abgestellt. Wichtig⁷: Es werden also nicht die Grenzkosten der Produktion einer bestehenden Anlage, die für Windkraft und PV regelmäßig mit null angesetzt werden, verwendet.

Der Unterschied der Ansätze sei auch noch einmal grafisch erläutert. Abbildung 3 zeigt die regelmäßig anzutreffende Annahme, dass die Stromgestehungskosten wie in Abbildung 2 dargestellt für jeden möglichen Ausbaustand zu einem bestimmten Zeitpunkt (z.B. 2030) immer auf demselben Niveau liegen.

⁶ Für den Export stellt sich noch die Frage, welche Erlöse zurückfließen. Dies hängt u.a. vom zukünftigen Marktdesign ab.

⁷ Die beiden Konzepte „Grenzkosten der Produktion“ und durchschnittliche Gesamtkosten werden aus sich des Autor in der aktuellen politischen Diskussion irreführend verwendet. Der Unterschied ist für die Diskussion der Kosten der Energiewende von zentraler Bedeutung.

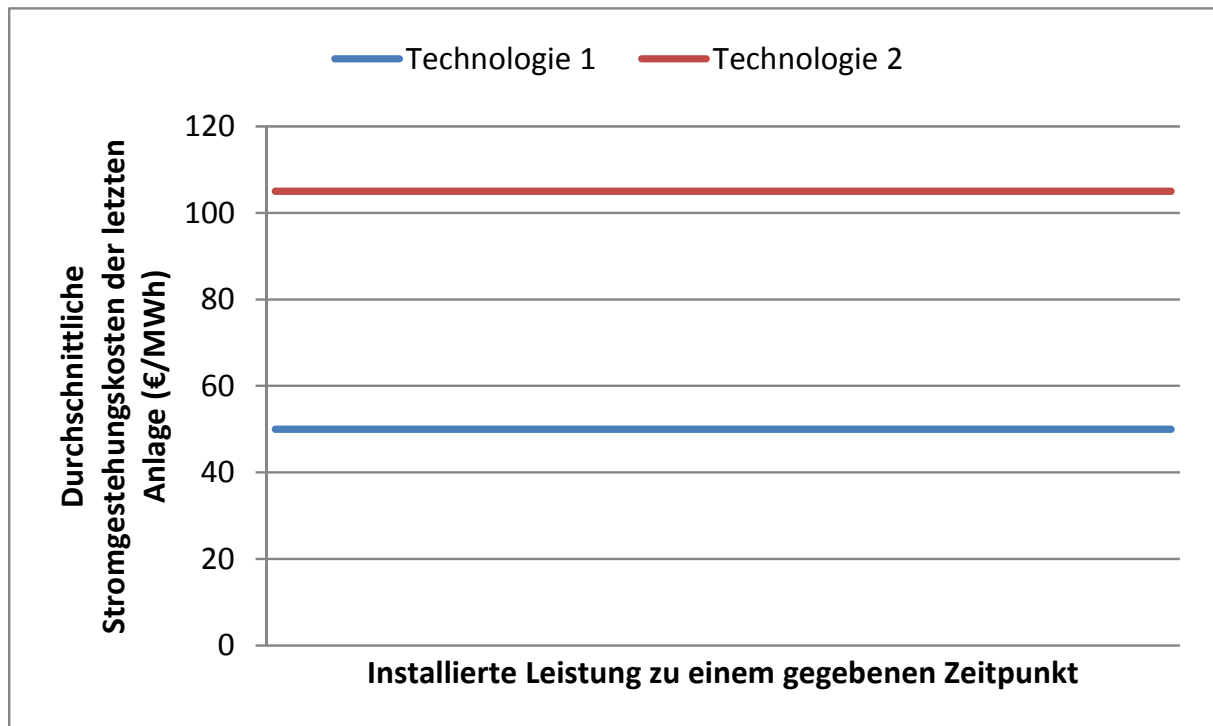


Abbildung 3: durchschnittliche Stromgestehungskosten der letzten Anlage als Funktion der installierten Leistung (herkömmliche Sichtweise)

Die nachfolgende Abbildung 4 zeigt dagegen an Hand eines Beispiels, wie sich der Anteil des direkt nutzbaren Stroms beim Ausbau verändert. Die Abbildung zeigt die Last sowie das Einspeiseprofil „Windenergie onshore“ für einen Tag im Mai im Jahr 2011. Unterstellt, dass das Windprofil von diesem Tag auch in 2030 oder 2050 beobachtet werden könnte, zeigen die Leistungsniveaus 1 bis 4, wie die Erhöhung der installierten Leistung wirken könnte. Die Erhöhung von Niveau 1 auf 2 ist unkritisch. Mit Erreichen des Niveaus 3 wird die Grenze erreicht, bis zu der der gesamte erzeugte Strom im betrachteten Zeitraum direkt von den Verbrauchern verwendet werden kann. Bei Erhöhung der installierten Leistung auf Niveau 4 kann ein Teil nicht mehr direkt genutzt werden und fällt unter eine der drei Optionen: speichern, abschalten oder exportieren.⁸

Zur weiteren Veranschaulichung sei unterstellt, dass der Sprung von Niveau 3 zu Niveau 4 durch eine einzelne Anlage erfolgt. An Hand der Abbildung lässt auch der neue Ansatz für die Berechnung der durchschnittlichen Gesamtkosten verdeutlichen. Die Gesamtkosten werden nur auf Basis der direkt nutzbaren Energiemengen bestimmt, d.h. für die im Zeitintervall 1 bis 16 Uhr und 20 bis 24 Uhr erzeugte Strommenge (entspricht der gelben Fläche).

⁸ Auf Grund von regionalen Engpässen wird dieses Phänomen im Kleinen schon heute beobachtet.

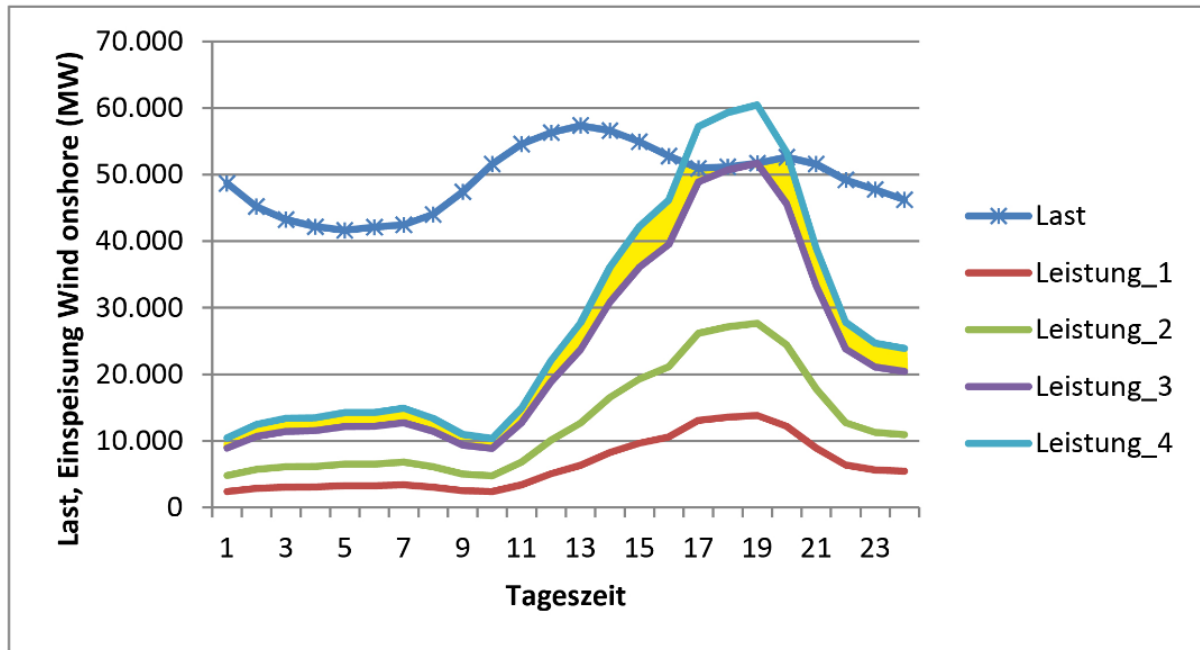


Abbildung 4: Einspeiseprofil bei unterschiedlichen installierten Leistungen von Windenergie onshore und Bildung von nicht direkt nutzbarer Energie

Dehnt man die obige Analyse auf ein Jahr aus, so ergibt sich eine Kostenentwicklung wie in Abbildung 5 dargestellt. Lokale Netzengpässe wurden dabei nicht berücksichtigt. Wie zu sehen ist, lässt sich ggü. dem derzeitigen Stand noch ca. 20 GW zubauen, bevor dann langsam die durchschnittlichen Gesamtkosten der direkt nutzbaren Stromerzeugung der letzten installierten Anlage (im Folgenden auch kurz DGK-IA) - hier dargestellt in 1.000 MW Sprüngen - zu steigen beginnen. Mit dem Anstieg der DGK der letzten Anlage steigen auch die DGK der direkt nutzbaren Stromerzeugung aller Anlagen in Deutschland (blaue Kurve). Die Steigung der durchschnittlichen Gesamtkostenkurve für die letzten installierten Anlagen (rote Kurve) nimmt dabei zu, d.h. die Kosten werden überproportional höher.

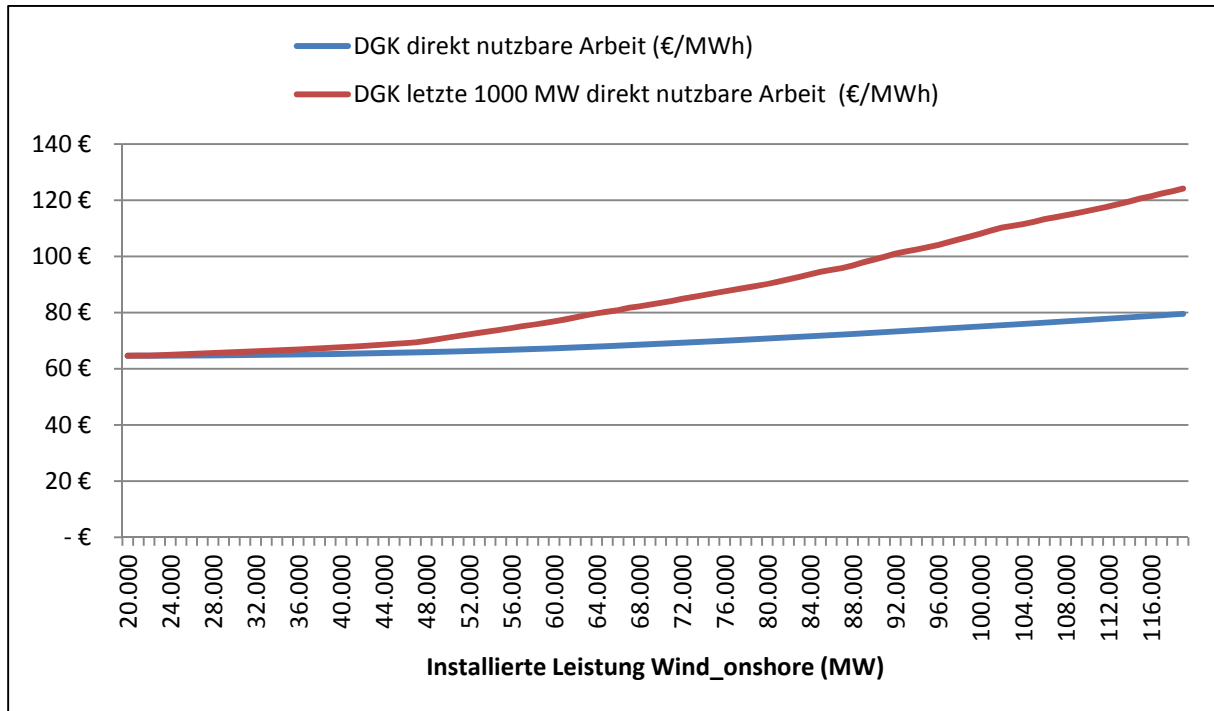


Abbildung 5: durchschnittliche Gesamtkosten (DGK) der direkt nutzbaren Energie beim Ausbau der Windenergie onshore in Deutschland (Einspeise- und Lastprofil aus 2011; inst. Windkraft- und PV Kapazitäten Stand 31.12.2012; zu Kosten siehe

Tabelle 1:)

Die DGK-IA können auch für die Beantwortung der Frage nach der zu wählenden Option sein: speichern, abschalten, exportieren/ Netzausbau. Die Frage lautet dann: Sind die DGK-IA größer oder kleiner als die Kosten eines Speichers (kompletter Zyklus von Be- und Entladung).



3.4 Durchschnittliche Gesamtkosten von dargebots-abhängigen Technologien im Kontext der Energiewende bei mehreren Technologien

3.4.1 Analogie zur kombinierte Anpassung in der Produktionsprogrammplanung

Im Kontext der Energiewende stellt sich u.a. die Frage, wie der Ausbau im Zeitablauf bei mehreren möglichen Energien verlaufen sollte. Statische Analysen für das Zieljahr 2050 zeigen diesen Weg wie erwähnt nicht.

Zur Beantwortung der Frage könnte zunächst auf die sog. Produktionsprogrammplanung aus der Industriebetriebslehre zurückgegriffen werden. Der Ansatz bietet ein theoretisches Modell, wie ein Unternehmen, das über 2 (oder mehr) Maschinen verfügt, die das gleiche Produkt herstellen können, aber unterschiedliche Kostenfunktionen haben, kosteneffizient eingesetzt werden können. Das Vorgehen ist unter dem Begriff „kombinierte Anpassung“ bekannt.

Abbildung 6 zeigt den Transfer für die hier untersuchte Fragestellung.⁹ Bei direkter Analogie zur kombinierten Anpassung wäre die Lösung wie folgt:¹⁰

Phase 1: Baue die Technologie mit den geringsten DGK-IA aus bis zu dem Punkt aus, an dem diese Kosten steigen.

Phase 2: Baue diese Technologie weiter aus, bis deren DGK-IA das Niveau der DGK-IA der nächst teureren Technologie erreichen. (Siehe zum Verständnis hierzu auch noch einmal Abbildung 4)

Phase 3: Baue die nächst teurere Technologie aus, bis deren DGK-IA steigen.

Phase 4: Baue beide Technologien derart aus, dass die DGK der jeweils letzten Anlagen gleichmäßig steigen.

Mit Blick auf den Hinweis am Ende von Abschnitt 3.3 sei an dieser Stelle erwähnt, dass es sinnvoll ist, bereits während Phase 2, das heißt bei steigenden Kosten der günstigeren Technologie, den Einsatz von Speichern zu prüfen. Der Einsatz von Speichern für teurere Technologie ist dagegen mit Blick auf die Kosten des Gesamtsystems nicht sinnvoll. Mit anderen Worten: Speicher sind ein Alternative zur nächst teureren Erzeugungstechnik. Mit zunehmenden Überschüssen sinken zunächst auch deren Kosten.

Basierend auf diesem Ansatz kann man bereits jetzt ableiteten, dass die Fokussierung auf die Windenergie onshore ggü. anderen Technologien einen kosteneffizienten Ausbaupfad ermöglichen könnte.

⁹ D.h. es wird gleich auf die DGK der letzten Anlage und nicht auf die Grenzkosten der Produktion bei der kombinierten Anpassung eingegangen.

¹⁰ Dem aufmerksamen Leser, der hier einen Fehler vermutet, sei darauf hingewiesen, dass die tatsächliche Nichtanwendbarkeit der direkten Analogie im nächsten Abschnitt erläutert wird.

Kritiker dieses Ansatzes mögen einwenden, dass die anderen Technologien – insb. die Photovoltaik – in Zukunft noch ein großes Kostensenkungspotential hat (vgl. Abbildung 2), dass bei der Analyse zu berücksichtigen sei.¹¹ Der Frage wird im hinteren Teil nachgegangen, zunächst wird ein anderer Aspekt beleuchtet.

Die Analogie zur Produktionsprogrammplanung scheint naheliegend. Jedoch ist das Problem im Kontext der Energiewende deutlich anders gelagert, wie nachfolgend gezeigt wird.

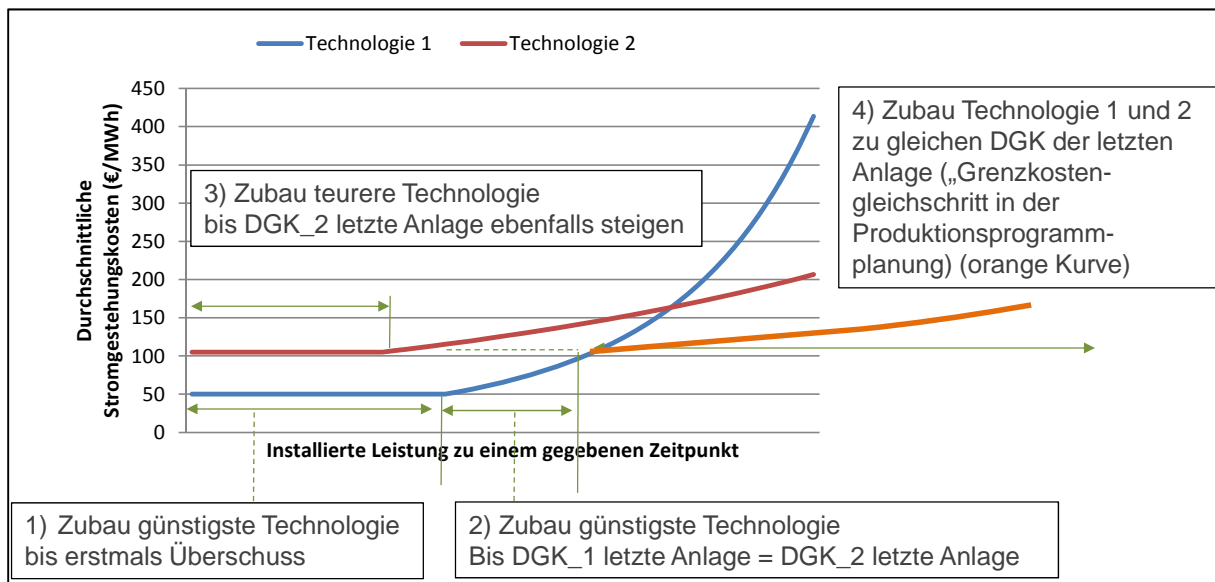


Abbildung 6: Kosteneffizienter Ausbaupfad zweier dargebots-abhängiger Technologien bei unabhängiger Betrachtung der jeweiligen Kostenkurven

3.4.2 Kombinierte Anpassung im Kontext der Energiewende

Die Kostenkurven der einzelnen Technologien sind – im Gegensatz zu denen zweier Maschinen wie in der Produktionsprogrammplanung regelmäßig unterstellt – nicht unabhängig voneinander: Mit dem Ausbau der einen Technologie ändert sich die Residuallastkurve und damit ggf. auch das Potential zur direkten Nutzung der Einspeisung der anderen Technologie – was wiederum deren Kostenkurve verschiebt.

Am Beispiel der bereits zuvor verwendeten Last- und Einspeisekurve aus einem Tag im Mai sei der Sachverhalt verdeutlicht. Abbildung 7 zeigt neben der Last- und Einspeisekurve für die Windenergie onshore (links) auch das analoge Bild zur Photovoltaik (rechts). Im Beispiel würde nun – bei unabhängiger Betrachtung der Technologien – ein Ausbau der PV bis zu Niveau 3 möglich sein, ohne dass es zu Überschüssen und damit höheren Kosten

¹¹ Es sei an dieser Stelle schon einmal kurz darauf hingewiesen, dass das Kostensenkungspotential eine Funktion des Output ist und somit durch den Zubau teurer Anlagen erst erkaufte wird. Es ist eine politische Entscheidung, zu welchem Anteil die Kapazitäten (weiterhin) in Deutschland zugebaut werden sollen.



kommt.¹² Tatsächlich sind die Kostenkurven aber nicht unabhängig voneinander. Bei Ausbau der Windenergie onshore, z.B. auf Niveau 2 ändert sich die (Residual)lastkurve für die Photovoltaik. Die installierte Leistung der PV auf Niveau 3 führte - für sich betrachtet - zu keinen Überschuss (d.h. 100% direkte Nutzung möglich). Bei kombinierter Betrachtung entstehen allerdings deutliche Überschüsse (vgl. rote Ellipsen in Abbildung 7).

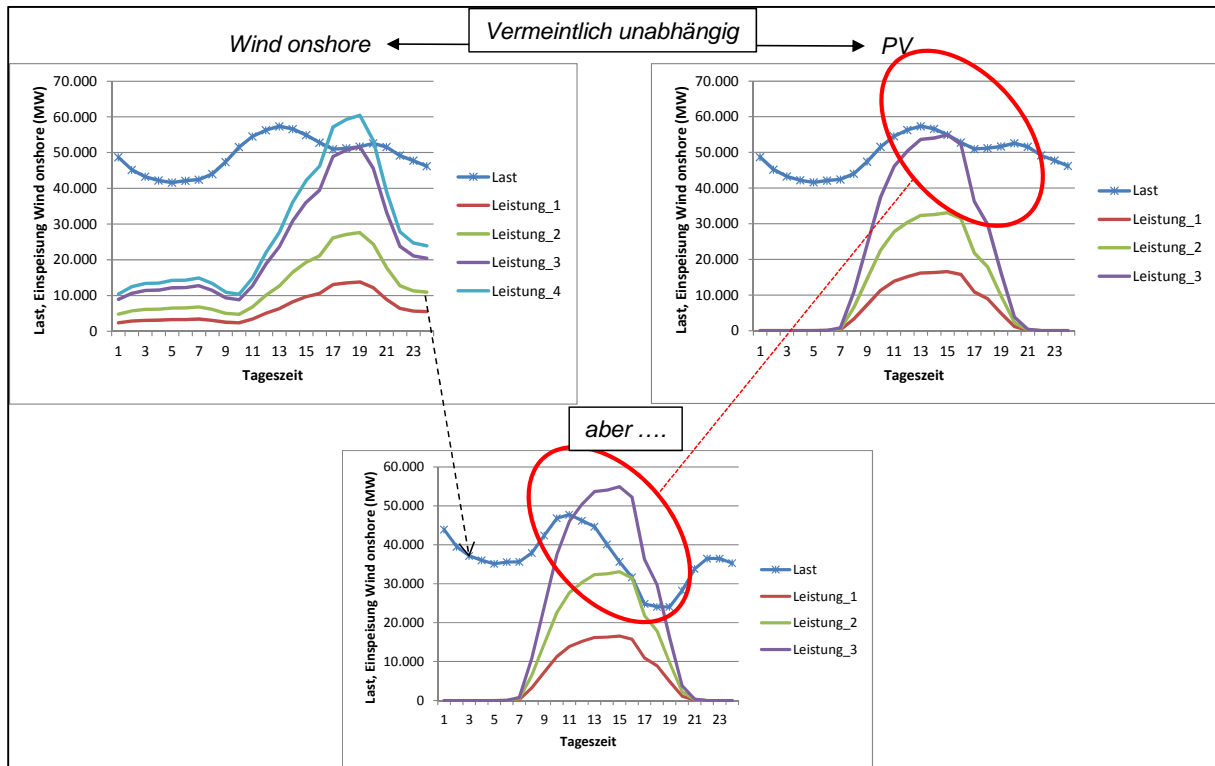


Abbildung 7: Abhängigkeit der Residuallastkurve bei der Potentialbetrachtung für die Photovoltaik vom Ausbauniveau der Windenergie onshore

Die Ergebnisse haben verschiedene Implikationen:

- Nach Einspeisung durch die Windenergie sinkt die installierbare PV-Leistung zu der der Strom noch direkt genutzt werden kann.
- Bei Beibehaltung des Niveaus 3 für die PV steigen die DGK Kosten der direkt nutzbaren Energiemengen (der letzten PV-Anlage) an, was in diesem Fall die Kosten für die Nutzung des Strom aus diesen Anlagen und damit die Systemkosten erhöht.
- Mit Blick auf die Optimierung des Gesamtsystems implizieren die höheren Kosten aus b) zunächst einen weiteren Zubau der Windenergie auf das Niveau der neuen DGK der letzten PV-Anlage.
- a-c können sich je nach Kosten, Last- und Einspeisekurven beliebig wiederholen. Das Ergebnis der Kostenminimierung kann sich fundamental von denen der eigenständigen Betrachtung der Technologien unterscheiden.

¹² Bei der Photovoltaik zeigt sich das hier beschriebene Problem auf lokale Ebene schon heute. Siehe hierzu die Regelung zur Leistungsbegrenzung bzw. zur Verpflichtung zur Rundsteuersignalfähigkeit oder die Diskussion (und tatsächliche Förderung von Batterien als Speicher).

4 Grenzkosten der Energiewende: numerische Analyse für Deutschland

Nachdem im vorherigen Abschnitt der methodische Rahmen vorgestellt wurde, folgt eine numerische Analyse. Sie fokussiert auf die Frage nach dem kostenoptimalen Ausbaupfad mit Blick auf die Windenergie onshore und die Photovoltaik. Genau hier besteht Entscheidungsbedarf im Kontext der aktuellen Strompreisdiskussion bzw. der nächsten Bundestagswahl.

4.1.1 Analyse bei heutigen Kosten

Für die Lastkurve sowie für die Windkraft bzw. die Photovoltaik wird das Einspeiseprofil aus 2011 verwendet. Für die Berechnung der Residuallast wird die installierte Kapazität von Windkraft- und PV-Anlage per 31.12.2012 gewählt. Die Analyse erfolgt entsprechend mit einer stündlichen Auflösung, d.h. es werden 8.760 Std. im Jahr berücksichtigt.

Biomasse und Wasserkraft als dargebots-unabhängige Technologien werden nicht berücksichtigt. Auch Stromspeicher wurden nicht mit untersucht. Zum einen wird unterstellt, dass für die hier untersuchte Frage des kosteneffizienten Ausbaupfades Speicher irrelevant sind. Beide Technologien haben als Output physikalisch gleichen Strom, der gespeichert werden müsste. Es wird daher angenommen, dass sich die Speicherkosten nicht davon abhängen, ob der Strom aus Windkraft- oder PV-Anlagen kommt.¹³ Lastmanagement wird ebenfalls nicht berücksichtigt.¹⁴

Schließlich werden Netzengpässe vernachlässigt, die tatsächlich auf lokaler Ebene schon heute existieren.

Die „theoretischen“ Stromgestehungskosten sowie damit verbundene relevante Annahmen sind in

Tabelle 1 dargestellt. Theoretisch meint hier noch einmal den Punkt, dass bei der Berechnung unterstellt wird, dass die gesamte Strommenge auch direkt, d.h. ohne weitere Kosten – verwendet werden kann. Die Kosten liegen somit in Größenordnung heutiger Werte (vgl. auch Abbildung 2).

¹³ Die Annahme muss noch überprüft werden. Die Speicherkosten hängen u.a. von der Beladungs- und Entladungskapazität – und damit von den Einspeisekurven ab. Eine Hypothese ist, dass die Speicherkosten für Überschussstrom aus Photovoltaik größer sind.

¹⁴ Speicher und Lastmanagement sind beide auch kurzfristig (in den nächsten Jahren) nicht in großem Umfang verfügbar.



Die Kosten werden dabei für alle Anlagen als unabhängig vom Standort angenommen.

Tabelle 1: Annahmen für die Berechnung der Kosten

	Stromgesteh.-Kosten (€/ kWh)	Stromgesteh.-Kosten (€/ MWh)	Investitionskosten (€/kW)	Lebensdauer (Jahre)	WACC	Wartungskosten fix (€/(kW*a))	Kosten fix/Jahr (€/kW)	Volllaststd.
Wind onshore	0,065 €	64,61 €	1.200 €	20	5%	20 €	116,3 €	1.800
PV	0,126 €	126,43 €	1.500 €	25	5%	20 €	126,4 €	1.000

Abbildung 8 zeigt zunächst die Entwicklung der durchschnittlichen Gesamtkosten der direkt nutzbaren Strommengen der letzten Anlage bei unabhängiger Betrachtung des Zubaus von Windkraft und Photovoltaik. Für beide ergibt sich zunächst noch eine gewisse Zubau- menge mit konstanten DGK-IA. Mit weiterem Ausbau der Technologien steigen diese jedoch an. Dabei ist zu erkennen, dass die Steigung der Kostenkurve für die Photovoltaik größer ist als für die Windenergie onshore. Ursächlich ist hierfür insbesondere die Tatsache, dass Photovoltaik eben systematisch nur am Tag einspeist und damit beim Ausbau immer häufiger in den Mittagsstunden Überschüsse generiert werden, die nicht direkt verwendet werden können.

Mit Blick auf das oben vorgestellte Phasenmodell ergäbe sich bei unabhängiger Betrachtung der Technologien ein Ausbaupfad derart, dass in Phase 1 und 2 zunächst ca. weitere 122 GW Windenergie onshore ausgebaut werden können bevor die DGK-IA der Windkraftanlagen das Niveau von Photovoltaikanlagen (d.h. ca. 126 €/MWh vgl. Tabelle 1) erreichen (vgl. grüne Linien in Abbildung 8).

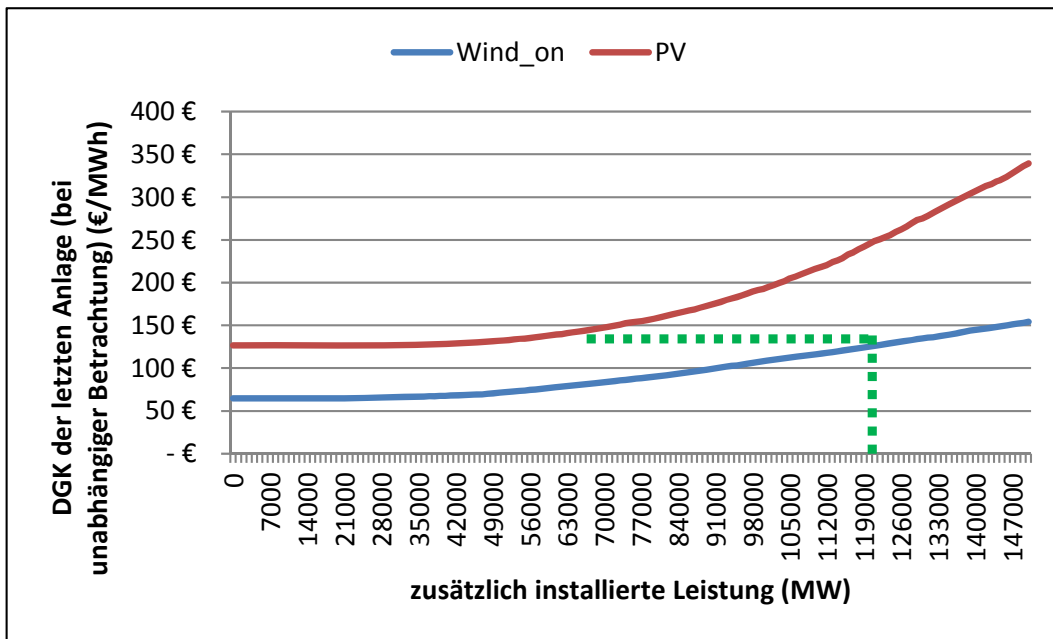


Abbildung 8: durchschnittliche Gesamtkosten (DGK) der direkt nutzbaren Energie beim Ausbau der Windenergie onshore und PV in Deutschland bei unabhängiger Betrachtung (Einspeise- und Lastprofil aus 2011; inst. Windkraft- und PV Kapazitäten Stand 31.12.2012; zu Kosten siehe

Tabelle 1:)

Tatsächlich können die Technologien aber – wie oben gezeigt - nicht unabhängig voneinander betrachtet werden. Mit dem Ausbau der Windenergie onshore auf 122 GW ändert sich die dann relevante Residuallastkurve massiv. (Grafisch wurde dies in Abbildung 7 für einen einzelnen Tag dargestellt.). Bei einem Ausbau steigen die DGK-IA durch die geänderte Residuallastkurve für weitere neue Photovoltaik-Anlagen an. Diese liegen dann bei ca. 160 €/MWh, so dass wiederum auch die Windenergie onshore weiter ausgebaut werden kann. Nach mehreren Iterationen zeigt sich, dass erst bei einem weiteren Ausbau um ca. 175 GW Windkraft onshore die beiden Technologien gleiche DGK-IA haben, die dann bei ca. 180 €/MWh liegen). Es sei an dieser Stelle betont, dass die genannten Kosten für die direkt nutzbaren Strommengen der letzten Anlage nicht den tatsächlich zu erwartenden Stromkosten für die Verbraucher entsprechen werden, sondern eine Obergrenze darstellen für den Fall, dass keine Speicherung möglich wäre. Die tatsächlichen durchschnittlichen Gesamtkosten werden entsprechend niedriger liegen als diese Werte, da es Speicher geben wird.

Mit Blick auf die Entscheidung, welche der Technologien in den nächsten Jahren zugebaut werden sollte, liegt somit bereits ein wesentliches Ergebnis vor. Tatsächlich sollte der geplante Zubau für die jeweils nächsten Jahre regelmäßig überprüft werden (siehe z.B. Bode & Groscurth 2011).

Abbildung 9 zeigt zur Illustration die Kostenkurven für den weiteren Ausbau ab diesem Punkt (d.h. ab einem Zubau von 175 GW Windenergie onshore), der einen Ausblick auf die



Phasen 3 und 4 ermöglicht. Wieder ist zu beachten: die Kostenkurven sind jeweils für eine unabhängigen Ausbau der einzelnen Technologien betrachtet.¹⁵

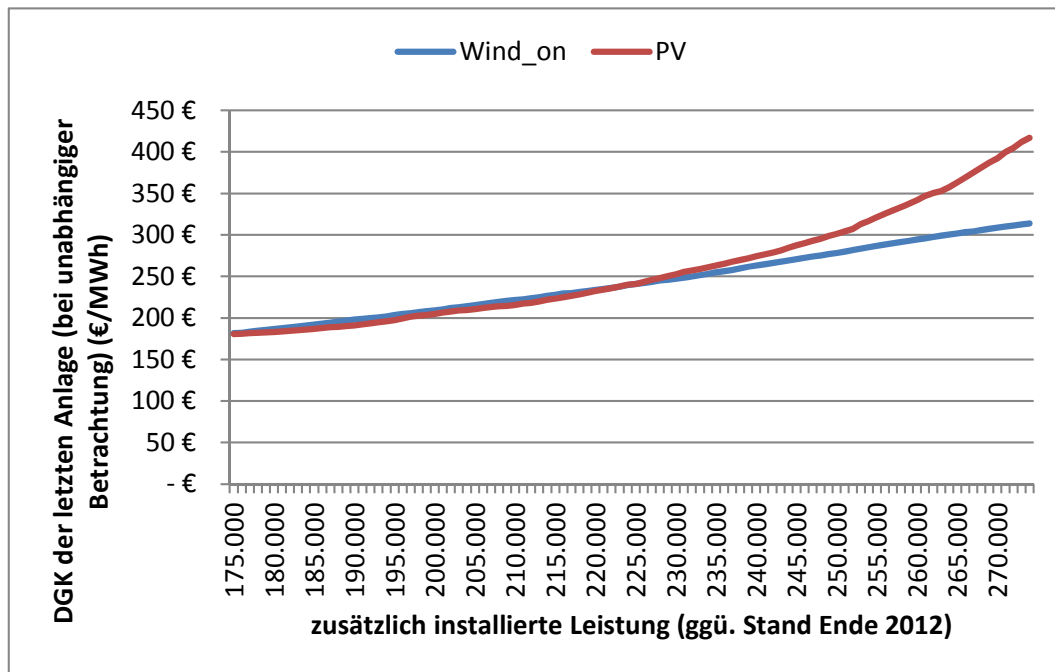


Abbildung 9: durchschnittliche Gesamtkosten (DGK) der direkt nutzbaren Energie beim Ausbau der Windenergie onshore in Deutschland bei unabhängiger Betrachtung nach einem Zubau von 175 GW Wind onshore (Einspeise- und Lastprofil aus 2011; inst. Windkraft- und PV Kapazitäten Stand 31.12.2012; zu Kosten siehe

Tabelle 1:)

4.1.2 Zwischenfazit

Mit dem vorgestellten Ansatz zur Bestimmung des kosteneffizienten Ausbaupfades mit Blick auf die Windenergie onshore und die Photovoltaik ergibt sich bei den genannten Annahmen folgender Pfad:

Baue zunächst ca. 175 GW Windkraftanlagen onshore zu und erst im Anschluss Photovoltaikanlagen zusammen mit weiteren Windkraftanlagen onshore.

Dem können sofort mindestens folgende Argumente entgegengebracht werden

1. Das Potential für Windenergie onshore reicht nicht
2. Das dauert zu lange
3. Die Kosten der Photovoltaik werden noch sinken
4. Die Rolle der Speicher wurde nicht ausreichend diskutiert

¹⁵ Für den methodisch interessierten Leser sind im Anhang weitere Ergebnisse mit Blick auf Phase 3 und 4 aufgeführt.

4.1.3 Das Potential für Windenergie onshore

Das Potential für die Windenergie onshore wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst wie z.B. Kapitalkosten, Standortgüte etc. Darüber hinaus bestimmt die Bereitschaft der Bevölkerung vor Ort, Windparks zu akzeptieren, das Potential. Tabelle 2 zeigt mögliche installierbare Kapazitäten. Widerstände der lokalen Bevölkerung wurden durch Begrenzung der Flächennutzung auf 2% antizipiert. Der zuvor berechneter Zubau von ca. 175 GW zusätzlich zu den bestehenden rund 30 GW zum Ende 2012 wäre demnach möglich.

*Tabelle 2: Energie- und Leistungspotential bei Nutzung von 2% der deutschen Landfläche
(Quelle: F-IWES 2011, S. 18)*

	Maximales Potential (Flächen ohne Restriktionen) [GW]	Volllaststunden	Nutzung von 2% der Fläche	
			Leistung [GW]	Ertrag [TWh]
Deutschland	722	2071	189	390
Summe der Bundesländer	722	2071	198	410

4.1.4 Dauer der Energiewende

Der Zubau der Windenergie onshore lag zuletzt bei ca. 2.500 MW pro Jahr. Für weitere 100 GW Zubau wären demnach bei gleicher Zubaurate 40 Jahre notwendig. Dies könnte dem ein oder anderen zu langsam sein. Gleichwohl wäre bei einer Erhöhung der Ausbaurate als Gegenmaßnahme zu beachten, dass nicht die „gleichen Fehler“, die bei der Photovoltaik gemacht wurden, wiederholt werden.¹⁶

4.1.5 Sinkende Kosten der Photovoltaik

Bei der obigen Darstellung der möglichen Kostenentwicklung für die Photovoltaik (vgl. auch Abbildung 2) wurde auf die Bedeutung der Kostenreduktion durch den Ausbau selbst hingewiesen („Lernkurve“). Insofern könnte man argumentieren, dass mit der hier vorgeschlagenen Fokussierung auf die Windenergie onshore gerade das Kostensenkungspotential zunichte gemacht wird. Dies könnte in Teilen richtig sein. Entscheidend hierfür ist die Frage, wie groß der Anteil des Zubaus der PV-Anlagen in Deutschland verglichen mit dem globalen Zubau ist. Je geringer der Anteil in Deutschland, desto höher die – aus deutscher Sicht – autonome Kostenreduktion, von der Deutschland als Preisnehmer profitieren kann.

Bei einem hohen Anteil Deutschlands am Zubau am Weltmarkt wäre das Argument trefend. Ein Verzicht auf den Zubau der PV in Deutschland würde die Kostensenkung global verlangsamen. Es bedürfte in diesem Fall einer politischen Entscheidung, wie viel Mehrkosten die Stromverbraucher in Deutschland tragen sollen, um die Kostenreduktion der PV-Anlagen auf globaler Ebene voranzutreiben.

¹⁶ Gemeint ist hier das Zulassen eines zunächst ungesteuerten Ausbaus, der dann nur mit viel Mühe wieder verlangsamt werden kann.



Unabhängig von dieser Entscheidung wird nachfolgend der kosteneffiziente Ausbaupfad untersucht unter der Annahme, dass die Kosten der PV bereits heute deutlich geringer wären. Mit Blick auf Abbildung 2 werden nachfolgende Annahmen gemacht.

Tabelle 3: Kostenszenario 2

	Stromgesteh.-Kosten (€/ kWh)	Stromgesteh.-Kosten (€/ MWh)	Investitionskosten (€/kW)	Lebensdauer (Jahre)	WACC	Wartungskosten fix (€/(kW*a))	Kosten fix/Jahr (€/kW)	Volllaststd.
Wind onshore	0,065 €	64,61 €	1.200 €	20	5%	20 €	116,3 €	1.800
PV	0,080 €	80,31 €	850 €	25	5%	20 €	80,3 €	1.000

Mit Kosten von ca. 80 Euro/ MWh für alle neuen PV-Anlagen wird somit ein optimistisches Szenario gewählt. Die genannte Prognose (vgl. Abbildung 1/Abbildung 2) geht für Kleinanlagen im Jahr 2030 von deutlich höheren Kostenaus.

Das methodische Vorgehen ist identisch mit dem oben beschriebenen. Es zeigt sich, dass selbst im Falle der Annahme deutlich geringerer Kosten für neue Photovoltaikanlagen der kosteneffiziente Ausbaupfad zunächst eine Fokussierung auf die Windenergie onshore verlangen würde. Das Ausbauziel läge dann bei ca. 80 GW zusätzlicher Windkapazität. Erst dann würde die Photovoltaik einen Platz bekommen.

4.1.6 Die Rolle von Stromspeichern

Die Bedeutung der Speicherung von Strom im Kontext der Energiewende ist bekannt und wird intensiv diskutiert. Im Rahmen der hier vorgestellten Untersuchung wird folgender Aspekt näher untersucht:

Welchen Einfluss hat die mögliche Speicherung von Strom auf den Ausbaupfad von Windkraft und Photovoltaik? Der Frage nach absoluten Kosten, dem Potential etc. wird nicht nachgegangen.

Auf Grund lokaler Engpässe wird heute bereits der Einsatz von Speichern propagiert (insb. im Zusammenspiel mit PV-Anlagen). Abbildung 10 zeigt die Rationale zum Einsatz vom Speichern noch einmal im Kontext des o.g. Phasenmodells. Im Gesamtsystem (losgelöst von lokalen Engpässen) ist der Einsatz von Speichern zunächst in Phase 2 zu prüfen. Die nächste Möglichkeit findet sich in Phase 4, d.h. beim möglichen zeitgleichen Ausbau von beiden Windkraft und Photovoltaik. In dieser Phase können eine oder mehrere Optionen ökonomisch sinnvoll sein.

- Zubau von Wind onshore
- Zubau von Wind onshore mit Speichern
- Zubau von Photovoltaik
- Zubau von Photovoltaik mit Speichern

Es könnte nun ggf. sinnvoll sein, Photovoltaikanlagen mit Speichern zuzubauen, sofern die Kosten der Stromverwendung aus diesem System geringer sind, als die DGK-IA von Windenergie onshore. Dieser Ansatz vernachlässigt aber eine der Alternativen und gibt daher ein falsches Ergebnis: Unterstellt, dass die Speicherkosten für eine kWh Strom aus allen Anlagen gleich sind, muss in einem System, in dem die „theoretischen“ Stromgestehungskosten der Photovoltaik größer sind als die der Windenergie onshore (vgl. auch Abbildung 2) der weitere Zubau von Wind onshore mit Speichern immer günstiger sein als die Alternative mit PV.

Insofern bietet auch die Kombination von Photovoltaik mit Speichern nicht per-se eine kostengünstige Option.¹⁷

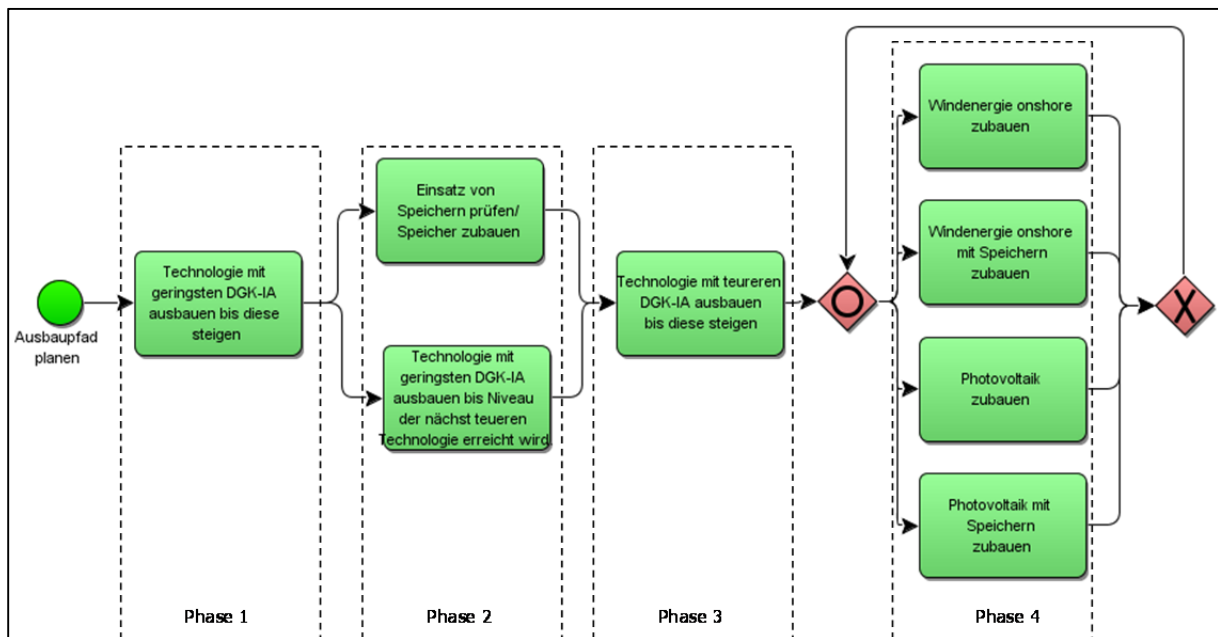


Abbildung 10: Einsatzmöglichkeiten von Speichern im Phasenmodell der Energiewende

¹⁷ Die Tatsache, dass es derzeit auf Grund einer vermeintlichen grid-parity dennoch sinnvoll ist, in diese kombinierten Systeme zu investieren sei hier nur kurz kommentiert: Bei dieser einzelwirtschaftlichen Betrachtung werden wesentliche Kostenkomponenten nicht berücksichtigt, so dass sich ein verzerrtes Bild ergibt.



4.1.7 Einbettung der Ergebnisse in die Diskussion zur Weiterentwicklung des EEG

Die vorliegende Analyse mag zunächst helfen, in der Diskussion um die Strompreisbremse und die Energiewende den Aspekt der kosteneffizienten Ausgestaltung mehr Beachtung zu schenken.

Mit Blick auf die Diskussion um die Weiterentwicklung des Förderinstruments kann sie auch an anderer Stelle helfen.

- a) Mit Blick auf die Frage, ob ein neuer Vorschlag einen kosteneffizienten Ausbaupfad ermöglicht.¹⁸
- b) Mit Blick auf die Frage, wie bei Instrumenten, die eine Mengensteuerung vorsehen¹⁹, die jeweiligen Mengen denn tatsächlich definiert werden sollen.

¹⁸ Beispielsweise legt eine ad-hoc Einschätzung zur technologie-unspezifischen Einspeisevergütungen (vielleicht kurz: uni-sex Tarife), z.B. 10 ct/ kWh, nahe, dass hier sehr viel genauer die „tatsächlich zu vergütende Strommenge“ bestimmt werden muss. Geht es um die „theoretischen“ Stromgestehungskosten? Wenn ja, verbauen wir uns – solange Überschüsse noch nicht vorhanden sind - damit einen kosteneffizienten Erzeugungsmix in der Zukunft?

¹⁹ Siehe hierzu zum Beispiel das sog. Markt-Mengen-Modell (Bode & Groscurth 2011) oder Quotenmodelle, die eine Technologiedifferenzierung vorsehen.

5 Fazit und Ausblick

In der Diskussion um die Energiewende wurde bisher der Aspekt eines kosteneffizienten Ausbaupfades interessanter Weise – wenn überhaupt – nur am Rande diskutiert. Auch im Rahmen der von Bundesumweltminister Altmaier vorgelegten sog. Strompreisbremse wurde das Thema nicht adressiert.

Der vorliegende Beitrag hat diesen Punkt aufgegriffen und einen neuen methodischen Ansatz zur Bestimmung eines kosteneffizienten Ausbaupfades auf dem Weg zur Energiewende vorgeschlagen.

Im Fokus stehen nicht „theoretische“ Stromgestehungskosten von Windkraft- oder Photovoltaikanlagen wie sie regelmäßig in der Diskussion verwendet werden. Vielmehr basiert der Ansatz auf folgenden Punkten:

- Zum einen auf den durchschnittlichen Gesamtkosten der direkt nutzbaren Strommenge der letzten installierten Anlage. Hintergrund für diesen Blickwechsel ist die Tatsache, dass im Rahmen der Energiewende die hohen Kapazitäten von Windkraft oder Photovoltaik in immer mehr Stunden zu Überschüssen führen, die nicht direkt genutzt werden können und somit höhere Kosten mit sich bringen.
- Zum anderen arbeitet der Beitrag erstmals die Wechselwirkung verschiedener darbots-abhängiger Technologien (Windkraft und PV) bei der Betrachtung der Stromgestehungskosten heraus: In Systemen mit hohen Anteilen solcher Technologien beeinflusst der Aufbau einer neuen, zusätzlichen Anlage die Kosten einer weiteren Anlage der anderen Technologie, da sich die sog. Residuallastkurve, d.h. die noch verbleibende Stromnachfrage ändert.

Die Betrachtung von Stromgestehungskosten losgelöst vom jeweiligen Stromsystem führt demnach zu suboptimalen Erzeugungsmixen. Die Erkenntnisse sind ggf. auch im Verlauf der weiteren Diskussion über die Anpassung des Förderregimes relevant.

Eine numerische Analyse für die Energiewende in Deutschland zeigt für verschiedene Kostenszenarien, dass für einen kosteneffizienten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien der Fokus für die nächsten Jahre allein auf der Windenergie onshore liegen sollte (mind. zusätzliche 85 GW ggü. dem aktuellen Stand). Erst danach bieten sich Fenster für weitere Kapazitäten an Photovoltaik an – und zwar auch dann, wenn bereits für heute Kosten der Photovoltaik angesetzt werden, die erst in 2030 erwartet werden. Je nach jährlicher Zubaugeschwindigkeit der Windenergie onshore wäre entsprechend die nächsten 20 bis 30 Jahre auf den Zubau weiterer Photovoltaik-Anlagen zu verzichten.

Es sei an dieser Stelle betont, dass die o.g. Kosten für die direkt nutzbaren Strommengen der letzten Anlage nicht den tatsächlich zu erwartenden Stromkosten für die Verbraucher entsprechen, sondern eine Obergrenze darstellen für den Fall, dass keine Speicherung möglich wäre. Die tatsächlichen durchschnittlichen Gesamtkosten werden entsprechend niedriger liegen als die genannten Werte.



Unabhängig von dieser konkreten Ausgestaltung liefert der vorliegende Beitrag möglicher Weise wertvolle Impulse mit Blick auf die Beachtung der Kosteneffizienz bei der Diskussion um die Energiewende.

Zukünftige Analysen können u.a. folgende Aspekte intensiver betrachten:

- Ökonomie der Speicher im Kontext der Energiewende
- Einbindung der Windenergie offshore
- Berücksichtigung von Lastmanagement
- Weitere Kostenszenarien
- Weitere Einspeiseszenarien für die Windenergie (Schwachwind- vs. Starkwindjahre)

Referenzen

- BMU (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global Berlin, Schlussbericht erstellt durch DLR, IWES, IfnE März 2012.
- Bode, S., Groscurth, H-M. (2011) Elemente für ein zukunftsfähiges Strommarktdesign, in: Schütz, D., Klusmann, B. (Ed.) Die Zukunft des Strommarktes Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien, Ponte, S. 59 - 84
- Bode, S., Groscurth, H-M. (2011) Erneuerbare Energien im Energiekonzept der Bundesregierung: und jetzt? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61, Heft 6
- Bode, S., Groscurth, H-M. (2006) Zur Wirkung des EEG auf „den Strompreis“, HWWA Discussion Paper No. 348
- F-ISE (2012a) 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 12.11.2012
- F-ISE (2012b) Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Fraunhofer ISE, Freiburg, Mai 2012.
- F-IWES (2011) Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Kurzfassung, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), März 2011



Anhang

Die Analyse in Abschnitt 4.1.1 beschränkte sich auf die Phasen 1 und 2.

Für Phase 3 ergibt sich, dass nach einem Zubau von 175 GW das Potential von den Zubau von Photovoltaikanlagen, deren gesamter Strom direkt genutzt werden kann gleich null ist.

Für Phase 4 seien die nächsten Interationsschritte kurz skizziert. Da die Residuallastkurven für eine Technologie wie erwähnt immer vom Ausbaugrad aller Technologien bis zu dem jeweiligen Betrachtungspunkt sind, ist eine Schrittweise Analyse notwendig.

Nach dem Zubau der 175 GW Windenergie onshore ergibt sich ein gewisses Potential für den Zubau von Photovoltaikanlagen, was bei ca. 8 GW liegt (vgl. auch Abbildung 8)

Die Kostenkurven für die beiden Technologien nähern sich nach dem Zubau der 8 GW Photovoltaik zunächst an (vgl. Abbildung 11). Der Ausbau sollte dann für eine Zeit in ähnlich großen Schritten erfolgen (ca. 35 GW Wind onshore und 40 GW PV). Nach mehreren Iterationsschritten und einem Zubau von weiteren 75 GW (35 +40) ergibt wieder ein größeres Fenster für die Windenergie onshore (vgl. Abbildung 12)

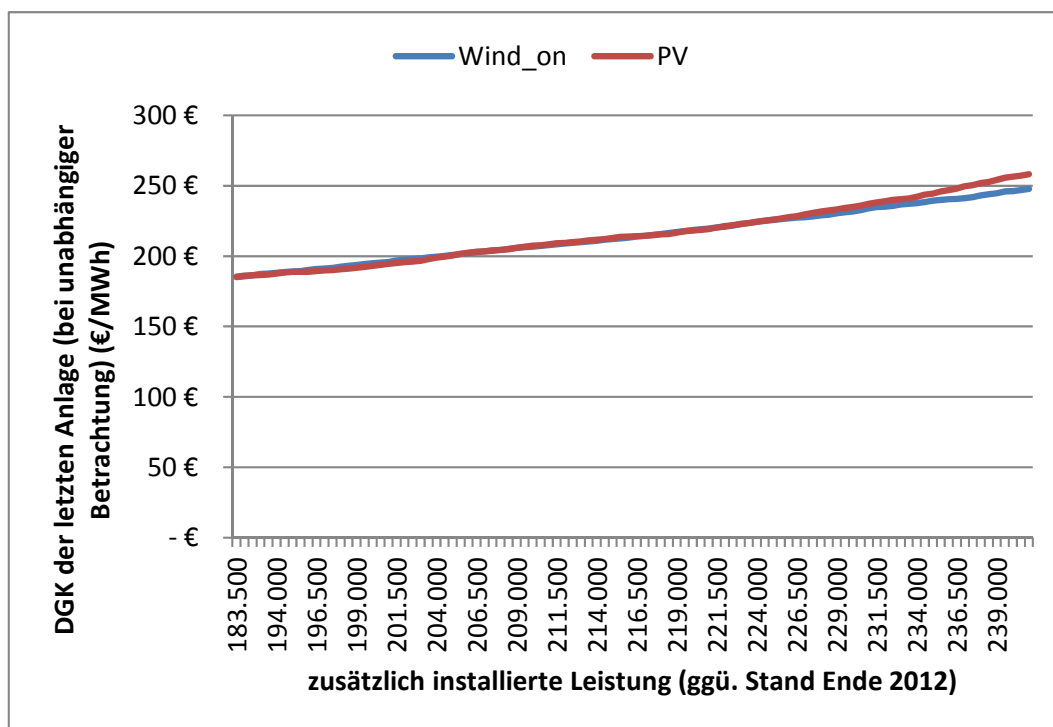


Abbildung 11: durchschnittliche Gesamtkosten (DGK) der direkt nutzbaren Energie beim Ausbau der Windenergie onshore in Deutschland bei unabhängiger Betrachtung nach einem Zubau von 175 GW Wind onshore und 8 GW PV (Einspeise- und Lastprofil aus 2011; inst. Windkraft- und PV Kapazitäten Stand 31.12.2012; zu Kosten siehe Tabelle 2Tabelle 1)

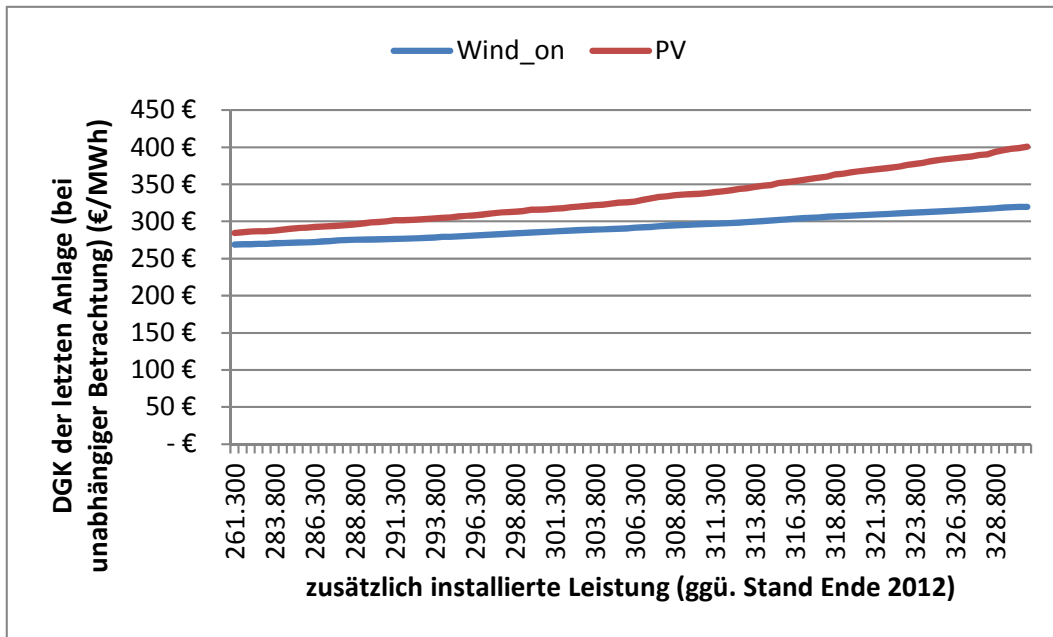


Abbildung 12: durchschnittliche Gesamtkosten (DGK) der direkt nutzbaren Energie beim Ausbau der Windenergie onshore in Deutschland bei unabhängiger Betrachtung nach einem Zubau von insg. 261 GW Wind onshore und PV (Einspeise- und Lastprofil aus 2011; inst. Windkraft- und PV Kapazitäten Stand 31.12.2012; zu Kosten siehe Tabelle 1)