

Reduktion von Überschussstrom und Unterdeckung durch Anpassung des Stromerzeugungsmixes

Version		Datum
1.0	Entwurf	23.06.24
1.1	Entwurf unvollständig	01.07.24
1.2	Überarbeitet, WL	10.07.24
1.3	Neue Diagramme	15.07.24
1.4	Mit Fourier-Analyse	16.07.24
2.0	Neue Diagramme mit korrigierter LCoE-Berechnung	23.07.24 10.08.24
2.2	Eigenes Review (5689 Worte)	18.08.24
2.3	Kurzfassung (2812 Worte)	06.10.24
3.0	Berechnungen auf vollem Gitter (3176)	30.12.24

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	3
1. Einleitung	4
2. Ergebnisse	5
2.1. Unterschiedliche Volatilität der erneuerbaren Stromerzeuger	5
2.2. Ergebnisse für das Jahr 2022	7
2.3. Ergebnisse für größere Anteile erneuerbaren Stroms	8
3. Zusammenfassung	10
3. ANHÄNGE	13
Anhang 1: Parameter der Modellrechnungen	13
Anhang 2: Literaturverzeichnis und Datenquellen	14

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2: Frequenzanalysen der Amplituden von Fourier-Analysen: obere Reihe Offshore-Wind und Onshore-Wind; untere Reihe PV und Netzlast.....	6
Abbildung 2: Berechnete Überschussenergien bei variierten Anteilen von Offshore Wind und PV (der Anteil Onshore-Wind ergibt sich aus der Nebenbedingung, dass die gesamte Strommenge Wind+PV 100% bzw. für das Jahr 2022 180,6 TWh beträgt). Die Nutzlast betrug im Jahr 2022 482,6 TWh Fehler! Textmarke nicht definiert.	
Abbildung 3: "Höhenlinien" der Überschussenergie für das Jahr 2022, d.h. Target=180,5 TWh und Netzlast=482,6 TWh.....	7
Abbildung 4: Produzierter Überschussstrom bei einem Anteil erneuerbaren Stroms von 400 TWh und einer Nutzlast von 500 TWh (Anteil erneuerbarer Strom: 80%).....	8
Abbildung 5: Gestehungskosten des Stroms für Target 400 TWh und Last 500 TWh (Anteil Erneuerbarer Strom: 80%)	10
Abbildung 6: Minimale Kenngrößen (Überschuss, Unterdeckung, LCoE) an den Orten des minimalen Überschusses (durchgezogene Linien) und der minimalen Kosten (gestrichelte Linien). Bei den LCoE werden der besseren Darstellung wegen die Anteile oberhalb von 100 €/MWh auf der rechten Ordinate dargestellt.	11

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Mittlere Gradienten für Anstieg/Abstieg und euklidischer Abstand der normierten Zeitreihen	5
Tabelle 2: Parameter, die bei den Modellrechnungen verwendet werden	13

1. Einleitung

Ziel der beschriebenen Simulation ist es, den Einfluss der Mischung von verschiedenen erzeugten erneuerbaren Strommengen, d.h. von Offshore- und Onshore-Anlagen sowie PV-Anlagen, auf die Höhe des Überschussstroms und der Stromgestehungskosten zu untersuchen.

Mit zunehmendem Einsatz von erneuerbaren Energiequellen, d.h. Windanlagen, die offshore oder onshore aufgestellt werden, sowie Anlagen mit photovoltaischen Elementen, nimmt die Häufigkeit von Dunkelflauten zu, in denen diese Anlagen zu wenig Strom produzieren, um den Bedarf im Netz zu decken. Aber auch Häufigkeit und Dauer von Zeiten, in denen zu viel Strom für das deutsche Netz produziert wird, mehren sich, sodass der Strom dann entweder an Nachbarländer verschenkt oder mit einem negativen Strompreis verkauft werden muss. Daher wurde mit Hilfe einer Modellrechnung der Frage nachgegangen, ob es ein optimales Verhältnis der eingesetzten erneuerbaren Energiequellen zueinander gibt, mit dem es gelingt, die Menge an Überschuss- und Defizitstrom zu minimieren, sodass die Bundesregierung den Ausbau der entsprechenden Anlagen bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus steuern bzw. korrigieren kann. Planungsdaten hierzu wurden schon in den Jahren 2022 und 2023 veröffentlicht.^{1 2 3} Es ist wichtig, den minimalen Überschuss und das minimale Stromdefizit zu kennen, da ihre Reduktion helfen können, eine geringere Abhängigkeit vom Stromimport und export zu erzielen und den Zubau von fossilen Kraftwerken, die bei Dunkelflauten hochgefahren werden können, im notwendigen Umfang zu ermöglichen.

Bei der Modellierung wird die gleiche Methodik eingesetzt, mit der schon vorangegangene Modellrechnungen^{4 5} durchgeführt worden sind: realisierte Stromerzeugungs- und Verbrauchsdaten werden den Quellen⁶ entnommen, die für das Jahr 2022 Werte nach Erzeugungsart im Viertelstundenraster publizieren. Die Stromerzeugung durch Kern-, Kohle- und Gaskraftwerke wird nicht berücksichtigt.

Die Nebenbedingung der Modellierung ist, dass die drei erneuerbaren Energiequellen immer so in ihrem Verhältnis zueinander variiert werden, dass die Summe ihrer erzeugten Strommengen („Target“) konstant bleibt und damit auch ihr Verhältnis zur benötigten Gesamtstrommenge konstant ist. In einer nachfolgenden Variation werden auch die Targets und damit das Verhältnis erneuerbar produzierter Strom zur Nutzlast variiert, sodass ein Bereich von 37% Erneuerbare im Jahr 2022 bis zu 80% Erneuerbare an der Gesamtlast in welchem Jahr auch immer untersucht wird. Da es deutliche Anzeichen dafür gibt, dass der Stromverbrauch im Jahr 2030 geringer ausfallen wird als bislang angenommen, werden die variierten Verhältnisse keiner Jahreszahl zugeordnet.⁷

¹ Vgl. Bundesnetzagentur: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/>

² Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (BMWK22): Neuer Schwung für erneuerbare Energien, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/10/05-neuer-schwung-fuer-erneuerbare-energien.html> (23.09.2022),

³ vgl. Bundesregierung (BR23): Mehr Windenergie auf See, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/windenergie-auf-see-gesetz-2022968> (02.01.2023),

⁴ Vgl. Lyhs, Wilfried und Bane, Siddhant (2022) [Bemerkungen zum Osterpaket](#)

⁵ Vgl. Lyhs, Wilfried (2023): Die Herausforderung Überschussstrom – Eine perspektivische Analyse bis zum Jahr 2045

⁶ Vgl. Stromdaten Deutschlands: <https://www.stromdaten.info/ANALYSE/imexvertime/index.php>

⁷ Vgl. Stratmann, K. und Krapp, C.: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energie-unerwartet-langsam-steigerender-stromverbrauch-koennte-milliarden-sparen/100093692.html> (2024)

Im Folgenden werden die Arbeitspunkte mit den verschiedenen Anteilen an Offshore-Strom, Onshore-Strom und PV als Tripel (Onshore %; Onshore %; PV %) gekennzeichnet.

Um die Kosten der Stromerzeugung berechnen zu können, werden die Investkosten pro kWh aus der Literatur⁸ und für Stromimport und -export die Kosten der Bundesnetzagentur¹ für das Jahr 2023 genutzt. Aus den mittleren Investkosten werden die Gestehungskosten mit einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren ermittelt. Die Kosten für die sehr kostenintensive Anbindung von Offshore-Windanlagen sowie die Kosten für den notwendigen Ausbau der Stromverteilnetze können in dieser Rechnung nicht berücksichtigt werden, sodass die nachfolgend angegebenen Levelized Cost of Electricity (LCoE) nur als Näherungswert betrachtet werden können. Dennoch sind sie tauglich, den Einfluss des untersuchten Mischungsverhältnisses auf die Stromgestehungskosten qualitativ deutlich zu machen.

Aus der Vielzahl der berechneten Szenarien werden die herausgehoben, bei denen der Stromüberschuss (Energy Excess) minimal ist (LowEx) und die Gestehungskosten minimal werden (LowCost). Ihre Lage wird durch die Triplets (Anteil Offshore %; Anteil Onshore %; Anteil PV %) dargestellt und ihr Verhalten bei der Variation grafisch dargestellt.

2. Ergebnisse

2.1. Unterschiedliche Volatilität der erneuerbaren Stromerzeuger

Zunächst wurden die Zeitreihen der Stromerzeugung von Wind- und PV-Anlagen aus der Literatur näher auf ihre Ähnlichkeit hin untersucht.

In vorangegangenen Veröffentlichungen wurde bereits darauf hingewiesen, dass die hohe Volatilität der Stromerzeugung erneuerbarer Quellen gegenüber z.B. der fossiler Stromerzeuger problematisch für die Netzwerkstabilität ist, und dass Volatilität, z.B. gemessen durch den mittleren Gradienten getrennt berechnet für Anstieg und Abstieg, bei photovoltaischen Anlagen besonders hoch ist (siehe Tabelle 1). Aber auch ein Vergleich der normalisierten Zeitreihen zu der des Stromverbrauchs zeigt für die Photovoltaik die höchste Abweichung (siehe Tabelle 1 untere Zeile), d.h. die größte Unähnlichkeit mit der Last im Netz.

Tabelle 1: Mittlere Gradienten für Anstieg/Abstieg und euklidischer Abstand der normierten Zeitreihen

	Offshore-Wind	Onshore-Wind	PV
Mittlere Gradienten aus Differenzenquotienten in [MW] für Anstieg/Abfall	86,41 /- 85,46	226,96/- 217,9	783,81/- 744,14
Euklid. Abstand der normalisierten Zeitreihen *1000	Last-Wind offshore 2,202	Last- Wind on-shore 2,637	Last – PV 3,137

⁸ Vgl. Fraunhofer ISE (2021): Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien

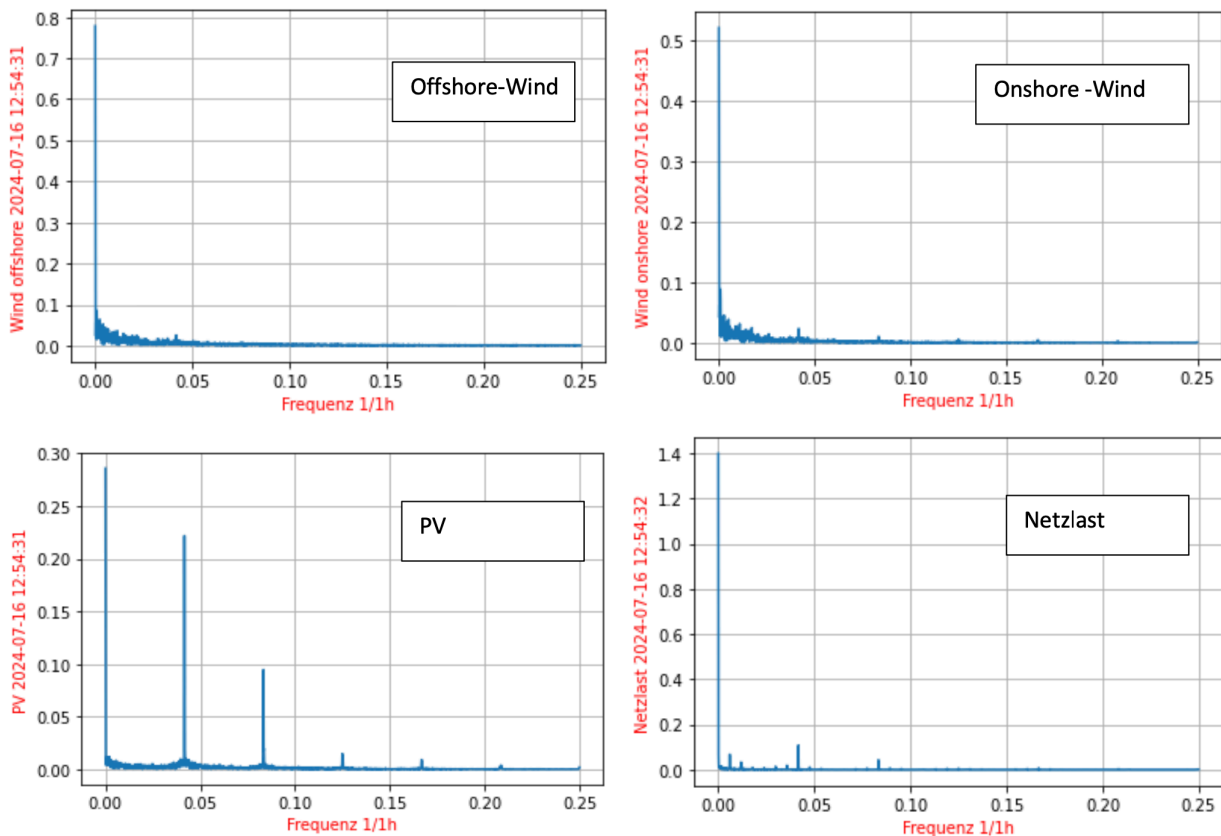


Abbildung 1: Frequenzanalysen der Amplituden von Fourier-Analysen: obere Reihe Offshore-Wind und Onshore-Wind; untere Reihe PV und Netzlast

Bei einer dritten Untersuchung wurden die Zeitreihen einer Fourier-Analyse unterworfen, dessen Ergebnisse in Abbildung 1 dargestellt sind.

Die Frequenzanalyse der PV-Zeitreihe unten links weist einen deutlichen Peak bei der Frequenz $1/(24 \text{ h})$ auf, der durch den Tag-Nacht-Rhythmus der Anlagen erzeugt wird. Bei der Fourier-Analyse von endlichen Zeitreihen tauchen zu einem Peak immer auch Oberwellen auf, die in diesem Fall bei den harmonischen Frequenzen $2/(24 \text{ h})$, $3/(24 \text{ h})$... zu finden sind. Im Frequenzband des Onshore-Windes oben rechts sind diese Peaks auch vorhanden, aber mit deutlich geringerer Intensität als beim PV-Strom wenn auch intensiver als beim Offshore-Wind.

Das führt insgesamt zu der Erkenntnis, dass die Zeitreihen der drei erneuerbaren Energiequellen im mathematischen Sinn nicht gleichwertig zur „Approximation“ der Zeitreihe der Netzlast einzusetzen sind. Die PV-Zeitreihe ist wegen ihrer hohen Volatilität und des hohen Anteils an Tag-Nacht-Rhythmus weniger geeignet, die Netzlast zu approximieren.

Daher gibt es optimale Mischungsverhältnisse der erneuerbaren Stromerzeuger, die sich für alle untersuchten Anteile des erneuerbaren Stroms an der Gesamtlast und für alle verschiedenen Netzlasten durch eine deutliche Bevorzugung des Stroms aus Offshore-Windanlagen auszeichnen. Offensichtlich ist der Strom von Offshore-Windanlagen wegen der geringeren Volatilität und größeren Ähnlichkeit zum Lastprofil besser geeignet, geringere Überstrommengen zu produzieren als die anderen erneuerbaren Stromerzeuger Onshore-Wind und PV.

2.2. Ergebnisse für das Jahr 2022

Die Modellrechnungen wurden auf einer „Grundfläche“ mit Wind-Offshore im Intervall (0 %, 100 %) und PV ebenfalls im Intervall (0 %, 100 %) mit jeweils 20 Knoten pro Achse durchgeführt. D.h. dass es für etwa die Hälfte der Gitterpunkte keine Lösung für die Annahme gibt, dass die Summe aller Produktionen von Wind und PV ein vorgegebenes Energietarget liefert. Da die Darstellung mit 3D-Grafiken rechtwinklige Raster erfordern, wird der Bereich ohne Lösung mit einem negativen Wert belegt und ist in den Grafiken durch eine flache, meist blaue Fläche dargestellt wie in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Diese zeigt einen sehr flachen Bereich (rot eingefärbt) mit geringem Überschussstrom, der leicht ansteigt, wenn der Anteil von Offshore-Wind reduziert wird, aber 10 mal stärker ansteigt, wenn der PV-Anteil in der Mischung erhöht und der Offshore-Wind zwangsläufig reduziert wird. Dieses Verhalten bestätigt die Analyse des vorangegangenen Kapitels, dass PV-Strom wegen seiner größeren Unähnlichkeit zur Netzlast diese weniger gut approximiert.

Der minimale Überschuss wird bei einer Mischung (Offshore; Onshore; PV) = (25 %; 50 %; 25 %) erreicht. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt, dass ab einem PV-Anteil von 40 % der Überschussstrom stark zunimmt.

Im Jahr 2022 wurde am Tripel (14 %; 56 %; 31 %) produziert, d.h. der reale Produktionsanteil des PV-Stroms beträgt 31 % und lag daher nahe am errechneten Überschussoptimum.

In Abbildung 2, einem Kontur-Diagramm oder auch Diagramm mit Höhenlinien, wird der ausgedehnte rote Bereich der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** mit geringen Überschussenergien besser sichtbar. Der Bereich ohne Lösungen oben rechts im Diagramm ist hier dunkelrot eingefärbt.

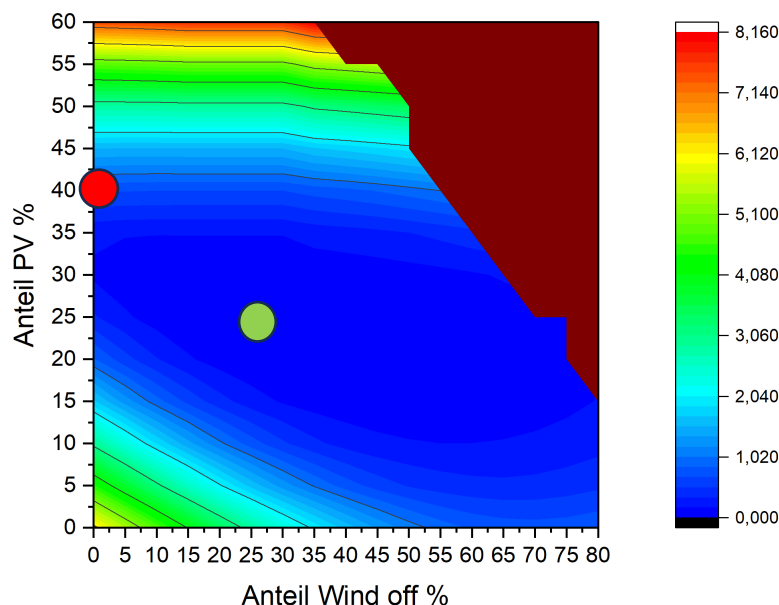


Abbildung 2: "Höhenlinien" der Überschussenergie für das Jahr 2022, d.h. Target=180,5 TWh und Netzlast=482,6 TWh

Die minimale Überschussenergie von 2,9 GWh wird bei (25 %; 50 %; 25 %) produziert, gekennzeichnet durch den grünen Punkt im Kontur Diagramm der Abbildung 2, der im ausgedehnten Bereich bis maximal 1 TWh Überschuss liegt.

Kostenoptimal wäre im Jahr 2022 eine Produktion am Tripel (0; 60 %; 40 %) gewesen, d.h. mit einem höheren PV-Anteil von 40 % vom kostengünstigen PV-Strom (roter Punkt in Abbildung 2) verglichen mit dem realen Anteil von 31%.

2.3. Ergebnisse für größere Anteile erneuerbaren Stroms

Bei den nachfolgenden Simulationen wird eine Nutzlast von 500 TWh angesetzt. Da der Ausbau der Ladeinfrastruktur für BEV und der Ersatz von Wämeanlagen durch Wärmepumpen unglücklicherweise gestört worden ist, fällt die Zunahme der Netzlast ggü. dem Jahr 2022 wahrscheinlich geringer als vorab geschätzt aus. Bei einer Gesamtlast von 500 TWh sollen im Modell Targets (Summe der von Wind und PV erzeugten Strommenge) zwischen 200 TWh bis 400 TWh durch Wind- und PV-Anlagen geliefert werden. Zusammen mit den 53,1 TWh aus Wasserkraft und Biogas, die ebenfalls im Modell berücksichtigt aber nicht mit dem Target verändert wurden, würde bei 400 TWh von Wind und PV der Anteil von Erneuerbaren dann etwa 90 % betragen. Nach Abzug des im Inland nicht nutzbaren Überschussstroms wäre dies allerdings ein effektiver Anteil von nur 78% in der Nähe des im Habeck'schen Osterpaket geplanten Anteils von 80% .⁴

Für dieses Szenario werden in Abbildung 3 der Überschussstrom und die Gestehungskosten der Elektrizität in Abbildung 4 dargestellt.

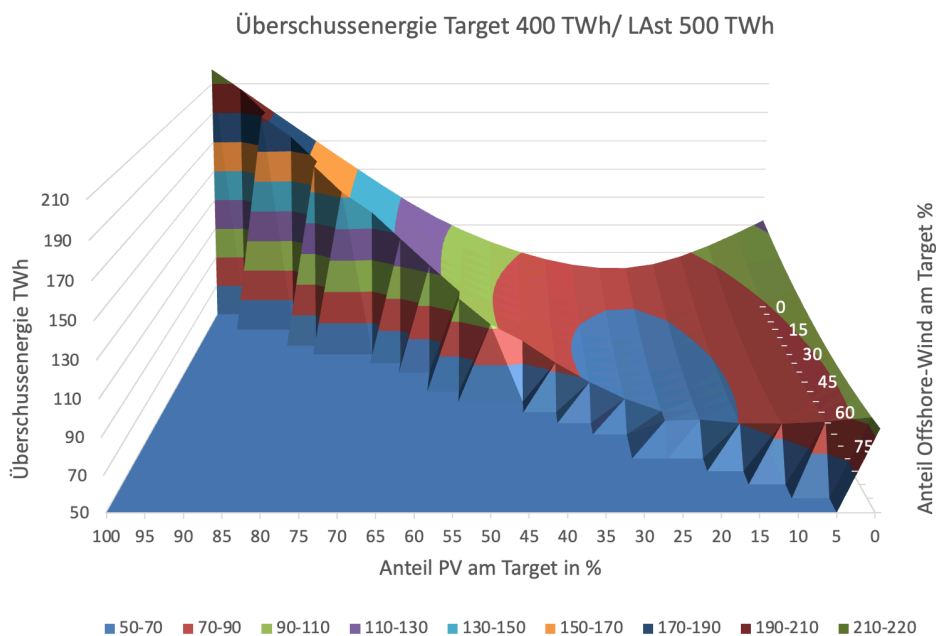


Abbildung 3: Produzierter Überschussstrom bei einem Anteil erneuerbaren Stroms von 400 TWh und einer Nutzlast von 500 TWh (Anteil erneuerbarer Strom: 80%)

Ähnlich wie im Modell 2022 besitzt das Diagramm der produzierten Überschussenergie in Abbildung 3 ein breites Tal mit geringem Überschuss, der im Bereich der PV-Anteile zwischen 22 % und 26 %

liegt und mit zunehmendem Anteil des Offshore-Windes von ca. 80 TWh auf ca. 62 TWh bei einem Offshore-Anteil von 55 % reduziert werden kann. Eine Erhöhung des PV-Anteils bewirkt einen starken Anstieg des Überschusses bis auf 220 TWh bei reinem PV-Betrieb. Wie schon eingangs bei der Untersuchung der Zeitreihen festgestellt wurde, kann PV-Strom die Lastanforderungen des Netzes schlechter erfüllen. Die optimale Mischung liegt bei allen Simulationen mit unterschiedlichen Targets bei (25 %; 50 %; 25 %) bei einer Genauigkeit von jeweils 5% bei Offshore-Wind und PV.

Ein minimaler Überschuss bedeutet auch gleichzeitig eine minimale Unterdeckung des Strombedarfs, der durch Import oder Erzeugung von zusätzlichen fossilen Kraftwerken gedeckt werden muss. Für einen Anteil an erneuerbarem Strom von 80% variiert die Unterdeckung zwischen minimal 131 TWh und maximal 273 TWh an der linken Spitze von Abbildung 3. Die Vermeidung von Importstrom in der Größenordnung dieser Differenz bedeutet eine Kostenersparnis im zweistelligen Milliardenbereich.

Die stärksten Dunkelflauten werden im Modell unabhängig vom Erzeugungsmix bei allen Konstellationen um den 10. Jan. beobachtet. Hier treten kurzfristig hohe Leistungsdefizite auf, die durch schnell anfahrbare Kraftwerke mit hoher Kapazität von etwa 66 GW oder durch importierbare Strommengen kompensiert werden müssen.

Im Jahr 2022 war noch in 17 Ländern der EU der Anteil der erneuerbaren Energie am Gesamtverbrauch unterhalb des von der EU vorgeschlagenen Wertes von 23 %.⁹ Verringert sich der Anteil dieser Länder in Zukunft, weil auch anderswo in Europa der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeuger zunimmt, dann wird es schwieriger werden, bei Dunkelflauten Strom aus anderen Ländern in Europa zu beziehen. Ein Umstand, der bei den Ausbauplänen der Bundesregierung für die Stromerzeugung unbedingt berücksichtigt werden sollte.

Wetterbedingt treten die höchsten Überschüsse im Zeitraum 20. Februar bis 11. März auf und bei hohem PV-Anteil auch zusätzlich in den Sommermonaten. Die Überschüsse besitzen dann Spitzenwerte von 83 GW bis 90 GW, die auch nicht einfach durch z.B. Stromspeicher der späteren Nutzung zugeführt werden könnten, da Speicher in dieser Größe auch kurzfristig nicht verfügbar sein werden.⁵

⁹ Vgl. <https://de.euronews.com/green/2024/01/11/erneuerbare-energiequellen-welche-eu-lander-nutzen-die-meisten-und-welche-die-wenigsten>

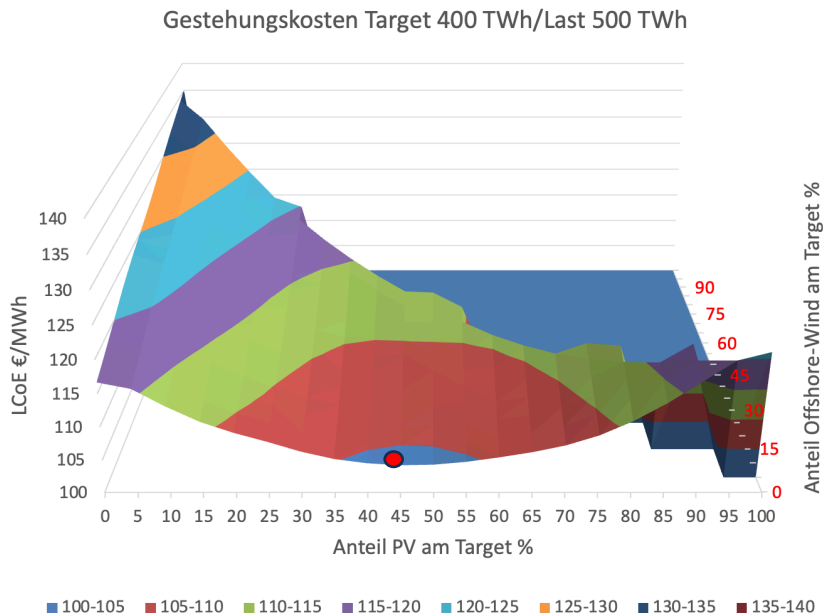


Abbildung 4: Gestehungskosten des Stroms für Target 400 TWh und Last 500 TWh (Anteil Erneuerbarer Strom: 80%)

Für alle Modellrechnungen mit unterschiedlichen Targetwerten und gleichem Kostenmodell liegen die Arbeitspunkte mit minimalen Gestehungskosten („LowCost“) auf der PV-Achse bei (0; 55 %; 45 %) (roter Punkt) im blauen Bereich der Abbildung 4 auf der PV-Achse, d.h. sie haben keinen Offshore-Wind-Anteil. Da PV-Strom in der Erzeugung der kostengünstigste der drei Stromerzeugungsvarianten ist, wird die kostenminimale Zusammensetzung immer ohne den teuersten Anteil Offshore-Strom auskommen. Verteuern sich die Gestehungskosten für PV-Strom, so wandert der „LowCost“-Arbeitspunkt auf der PV-Achse in Richtung kleinerer Anteile.

Auch bei diesem Szenario ist zu erkennen, dass weniger Überschussstrom nicht gleichzeitig bei minimalen Kosten erreicht werden kann. Für das Absenken des Überschusses muss der Offshore-Anteil erhöht werden, während er für die Kostenreduktion verringert werden sollte.

Die vorliegenden Modellierungen zeigen, dass der Ausbau von Offshore-Windanlagen stärker gefördert werden sollte, um betriebswirtschaftlich optimierte Betriebszustände bei der Stromerzeugung durch Wind und PV zu ermöglichen.

3. Zusammenfassung

Wenn der Anteil der erneuerbaren Stromerzeuger an der Gesamtlast gegenüber dem Anteil von 37% im Jahr 2022 ansteigt, verändern sich die relativen Mischungsverhältnisse von Offshore-Strom, Onshore-Strom und PV-Strom, die zum minimalen Überschussstrom oder zu minimalen Gestehungskosten führen, nicht. Der Punkt „LowEx“ verbleibt bei etwa (25 %; 50 %; 25 %) und der Punkt „LowCost“ bei etwa (0; 60 %; 40 %) (jeweils ± 5%), solange die Einzelgestehungskosten unverändert bleiben. Die absoluten Werte von Überschussstrom, Höhe der Unterdeckung und die Gestehungskosten LCoE verändern sich allerdings schon mit verändertem Anteil der Erneuerbaren an der Gesamtlast. Ihr Verlauf ist in Abbildung 5 dargestellt.

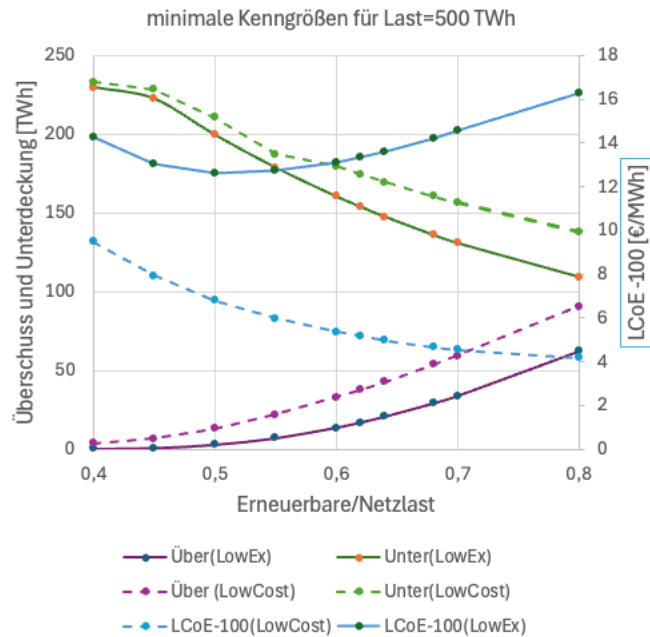


Abbildung 5: Minimale Kenngrößen (Überschuss, Unterdeckung, LCoE) an den Orten des minimalen Überschusses (durchgezogene Linien) und der minimalen Kosten (gestrichelte Linien). Bei den LCoE werden der besseren Darstellung wegen die Kostenanteile oberhalb von 100 €/MWh auf der rechten Ordinate dargestellt.

Mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Stromerzeuger nimmt an beiden Arbeitspunkten „LowEx“ und „LowCost“ die Überschussenergie zu (violette Kurven, linke Ordinate). An den Punkten der minimalen Kosten nimmt sie allerdings schneller zu.

Gleichzeitig nimmt die Unterdeckung an beiden Punkten ab (grüne Kurven, linke Ordinate), wobei sie in den kostenoptimalen Punkten langsamer abnimmt, was aber dennoch für eine monotone Verringerung der Gestehungskosten LCoE ausreicht.

Die Gestehungskosten LCoE in den Punkten des minimalen Überschusses und der minimalen Unterdeckung (blaue Kurven, rechte Ordinate¹⁰) nehmen zunächst mit steigendem Anteil der Erneuerbaren bis zu einem Verhältnis von 50% ab. Die Gestehungskosten an den „LowCost“-Punkten können weiter durch einen höheren Anteil an Erneuerbaren gesenkt werden, während eine Absenkung der Kosten am Punkt „LowEx“ ab einem Wert von 0,5 für das Verhältnis Erneuerbare/ Nutzlast nicht mehr möglich ist und die Gestehungskosten wieder zunehmen. Grund hierfür ist, dass zur Reduktion des Überschusses ein großer Anteil Strom aus Offshore-Wind notwendig wird, der aber deutlich teurer als PV- und Onshore-Strom ist.

Die Modellrechnungen zeigen, dass bei einem hohen Anteil von PV-Strom im Mix der Erneuerbaren zwar die Gestehungskosten reduziert werden können, aber gleichzeitig auch die Menge der Überschussenergie und die Energiebeträge der Unterdeckung sehr schnell anwachsen. Letztere erhöhen die Abhängigkeit der nationalen Stromversorgung von Stromabnehmern in Europa, infolge dessen bereits heute schon die Preise für Überschussstrom an vielen Tagen auf dem Spotmarkt

¹⁰ Anm: Bei der rechten Ordinate werden die Gestehungskosten um 100 €/MWh reduziert, um das Verhalten von LCoE besser grafisch darstellen zu können.

negativ geworden sind.^{11 12} Die Rechnungen zeigen, dass ein höherer PV-Anteil als 40 % im Mix der erneuerbaren Stromerzeuger Wind und PV problematisch sein kann, da Überschuss und Unterdeckung zunehmen.

Um eine hohe Abhängigkeit vom Stromimport zu verhindern, der beim weiteren Ausbau in den europäischen Ländern mit Wind- und PV-Anlagen in den nächsten Jahren unsicher werden könnte, müssen in Deutschland mehr Kraftwerke gebaut werden, die schnell fehlende Leistungen im Bereich von 60 bis 70 GW liefern können. Der Zubau von Stromspeichern mit großer Kapazität würde helfen, Engpässe auf dem Strommarkt zu entspannen. Sowohl der Zubau von Kraftwerken als auch der von Stromspeichern würde die Gestehungskosten der Elektrizität weiter in die Höhe treiben. Dem entgegen stehen Einsparungen beim Ausbau des Übertragungs- und Versorgungsnetzes, die bei geringerem Zuwachs an Nutzlast und verringerten Überschuss- und Importströmen zeitlich gestreckt werden können.⁷

¹¹ Vgl. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/618751/umfrage/anzahl-der-stunden-mit-negativen-strompreisen-in-deutschland/>

¹² Vgl. NZZ S. Haas vom 17.11.23 „deutschland-muss-immer-haeufiger-strom-verschenken-und-ihn-anschliessend-teuer-zurueckkaufen“-Id.1765078

3. Anhänge

Anhang 1: Parameter der Modellrechnungen

Tabelle 2: Parameter, die bei den Modellrechnungen verwendet werden

Varierte Parameter:																									
Skalierung der Erneuerbaren, erzeugte Energie	Kapazitäten 2022: 493,2 TWh gesamt Sonst: 500 TWh Netzlast																								
Monatl. gemittelte Preise für Import und Export von Strom	https://www.stromdaten.info/ANALYSE/importexport/index.php 2023 Jan: Export 117,8 €/MWh, Import 126,7 €/MWh ... 2023 Dez: Export: 68,5 €/MWh, Import 73,4 €/MWh																								
Nicht variierte Parameter:	Gestehungskosten von Wind- und PV Anlagen über Abschreibungszeitraum 20 Jahre, Abzinsung mit 5%, Wartungskosten: 4% des Invests																								
Last im Netz:	Von 2022 (483,7 TWh) steigend auf 600 TWh ¹³ und 650 TWh In 2030: 658 TWh ¹⁴ , wobei diese Prognose aus dem Jahr 2021 durch neuere Entwicklungen überholt sein könnte. ⁷																								
Capex von Anlagen pro installierter Leistung (siehe FhG ISE (2021)) und Gestehungskosten ohne Anschlusskosten (eigene Berechnung mit oben genannten Parametern)	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Capex</th> <th>LCoE [€/MWh]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Wind offshore:</td> <td>3.600 €/kW</td> <td>136,21</td> </tr> <tr> <td>Wind onshore:</td> <td>1.700 €/kW</td> <td>112,38</td> </tr> <tr> <td>Photovoltaik:</td> <td>665 €/kW</td> <td>83,50</td> </tr> <tr> <td>Biomasse:</td> <td>3.750 €/kW</td> <td>95,19</td> </tr> <tr> <td>Wasserkraft:</td> <td>3.000 €/kW</td> <td>123,90</td> </tr> <tr> <td>Gaskraftwerk:</td> <td>600 €/kW</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Pumpspeicherkraftwerke:</td> <td>1.500 – 3.000 €/kW</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Capex	LCoE [€/MWh]	Wind offshore:	3.600 €/kW	136,21	Wind onshore:	1.700 €/kW	112,38	Photovoltaik:	665 €/kW	83,50	Biomasse:	3.750 €/kW	95,19	Wasserkraft:	3.000 €/kW	123,90	Gaskraftwerk:	600 €/kW		Pumpspeicherkraftwerke:	1.500 – 3.000 €/kW	
	Capex	LCoE [€/MWh]																							
Wind offshore:	3.600 €/kW	136,21																							
Wind onshore:	1.700 €/kW	112,38																							
Photovoltaik:	665 €/kW	83,50																							
Biomasse:	3.750 €/kW	95,19																							
Wasserkraft:	3.000 €/kW	123,90																							
Gaskraftwerk:	600 €/kW																								
Pumpspeicherkraftwerke:	1.500 – 3.000 €/kW																								

¹³ Vgl. Prognose der Bundesregierung <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310>

¹⁴ Vgl. Prognos aus dem Jahr 2021: <https://www.prognos.com/de/projekt/entwicklung-des-bruttostromverbrauches-bis-2030>

Anhang 2: Literaturverzeichnis und Datenquellen

- Bundesnetzagentur (2023): <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/> zugegriffen am 20.12.2024. Kategorien
- 1) Stromerzeugung/Realisierte Erzeugung/Deutschland
 - 2) Stromerzeugung/Installierte Erzeugungsleistung und
 - 3) Stromverbrauch/Realisierter Stromverbrauch
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (2022): BMWK: Neuer Schwung für erneuerbare Energien, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/10/05-neuer-schwung-fuer-erneuerbare-energien.html> (23.09.2022), zugegriffen 10.09.2023
- Bundesregierung (2023): Mehr Windenergie auf See, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/windenergie-auf-see-gesetz-2022968> (02.01.2023), zugegriffen 10.09.2023
- Fraunhofer ISE (2021): Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien; Kost, C. am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
- Lyhs, W. und Bane, S. (2022): https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2022/05/220506_WL_Bemerkungen-zum-Osterpaket-V1.3..pdf
- Lyhs, W. (2023): Die Herausforderung Überschussstrom – Eine perspektivische Analyse bis zum Jahr 2045, https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2024/01/240131Ueberschussstrom_lyhs_final.pdf, zugegriffen am 28.12.2024
- Stromdaten Deutschlands: <https://www.stromdaten.info/ANALYSE/imexovertime/index.php>, zugegriffen am 28.12.2024
- Verivox (2021): Studie: Stromverbrauch steigt bis 2030 deutlich an (verivox.de), <https://www.verivox.de/strom/nachrichten/studie-stromverbrauch-steigt-bis-2030-deutlich-an-1118935/> (16.11.2021), zugegriffen 10.09.2023
- Stratmann, K., Krapp, C.: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energie-unerwartet-langsam-steigender-stromverbrauch-koennte-milliarden-sparen/100093692.html>, zugegriffen 21.12.2024