

ITE

Institut für die Transformation
des Energiesystems

Zeitliche Profile des Strombedarfs und der Ökostromerzeugung in Deutschland am Beispiel des Jahres 2019

Michael Berger

Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE

Heft Nr. 10

Zeitliche Profile des Strombedarfs und der Ökostromerzeugung in Deutschland am Beispiel des Jahres 2019

Abstract

Zu den kritischen Punkten der Deckung des Strombedarfs durch regenerative Quellen gehört die mangelnde Steuerbarkeit des Angebots aufgrund der Wetterbedingungen. Pointiert wird dieses Problem durch den Begriff der „kalten Dunkelflaute“, der aber letztlich irreführend ist, denn Bedarf und Angebot müssen jederzeit zur Deckung gebracht werden können. Im vorliegenden Beitrag wird analysiert, wie groß die Lücken im Beispieljahr 2019 gewesen wären. Die Ergebnisse geben Hinweise auf die Maßnahmen wie Langzeitspeicherung und Netzverstärkung, die beim Ausbau der Erneuerbaren Energien zusätzlich erforderlich werden.

Impressum

Fachhochschule Westküste
Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE)
Markt 18 | 25746 Heide | + 49 481 123769-0 | ite@fh-westkueste.de

Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE
ISSN 2748-0070 (Online) | ISSN 2748-0062 (Print)
Heft Nr. 10 | 07 - 2023 | DOI <https://doi.org/10.48591/enef-fx95>

Verfasser: Prof. Dr.-Ing. habil. Michael Berger (berger@fh-westkueste.de)

Gestaltung: Karsten Neumann, Marlies Wiegand

Publikationen als pdf: www.fh-westkueste.de/ite

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	1
2	Zeitliche Struktur von Verbrauch und Erzeugung	3
3	Deckung der Bedarfe	11
4	Einfacher Speicherbetrieb	13
5	Resümee	19
6	Nachbemerkung	20

1 | Einführung

Ausgangspunkt der Auswertungen sind die vollständigen Daten der Bundesnetzagentur, wie sie unter www.smard.de unter der Lizenz CC BY 4.0 öffentlich zur Verfügung stehen.

Das Jahr 2019 wurde in diesem Beitrag als repräsentativ vor der Corona-Epidemie und dem Ukraine-Krieg ausgesucht. Die Wahl der zeitlichen Auflösung von einer Stunde hat vor allem den praktischen Vorteil, dass der Zahlenwert einer Energiemenge in MWh pro Stunde (also MWh/h) der mittleren Leistung in MW entspricht, was die Anschaulichkeit der Auswertung deutlich erhöht. Naturgemäß werden so die absoluten Spitzen nicht hinreichend genau erfasst, das gilt aber im Grunde für jede zeitliche Auflösung. Über genauere Daten als im Viertelstundentakt verfügen lediglich die Netzbetreiber, die in den Regelzonen für den stabilen Netzbetrieb verantwortlich sind. Es ist davon auszugehen, dass kürzere Schwankungen 2050 durch Großbatterien oder Superkondensatoren regional ausgeglichen werden können [1] und erst bei mehrstündigen Mangelsituationen Langzeitspeicher wie Power-to-Gas greifen wird (Abb. 1). Möglicherweise verschieben sich aufgrund technischer Erfordernisse bis 2050 auch nochmal die Grenzen zwischen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve [2]. Stromüberschüsse müssen später getrennt betrachtet werden, unter anderem, um die Frage zu klären, wie nationale Elektrolyseure sinnvoll betrieben werden könnten.

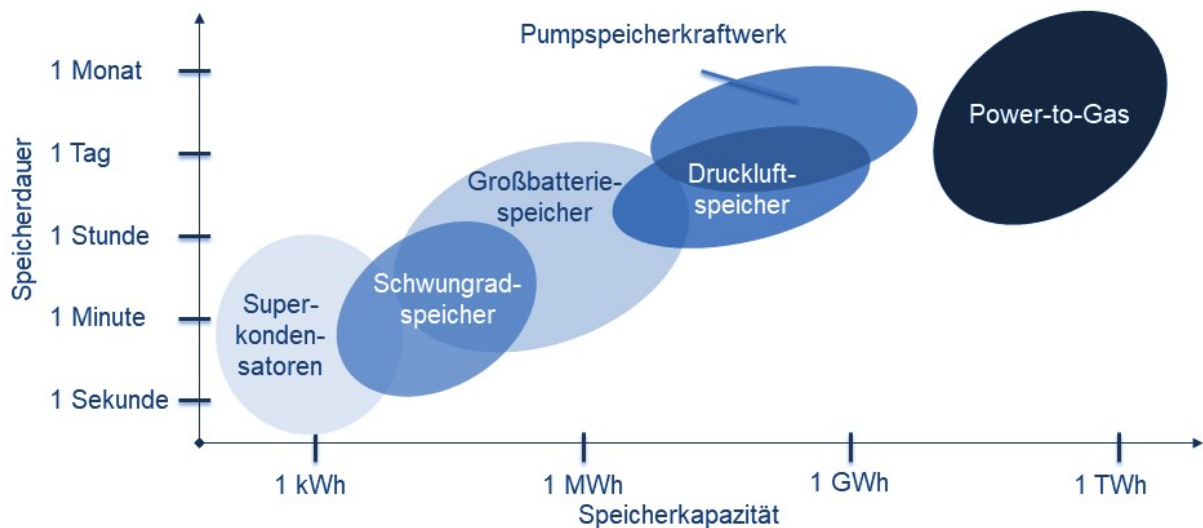


Abb. 1: Einsatzgebiet verschiedener Speichertypen (aus [1]).

Ein Vergleich des Strombedarfs (Abb. 2) an zwei ausgewählten Tagen des Jahres 2019 zeigt noch einmal die Wirkung einer geringeren Zeitaufösung: Spitzen werden unzureichend erfasst, die Gesamtenergie bleibt aber dennoch korrekt.

Die größte Unbekannte bei der Frage, ob wir in Deutschland mit regenerativen Energien und Wasserstoff die Stromversorgung 2050 stabil betreiben können, ist das Profil des zukünftigen Strombedarfs. Wann werden wir unsere Pkw laden und welche Lastspitzen erzeugen die Wärme-



Abb. 2: Vergleich unterschiedlicher Auflösungen bei der Messung des Stromverbrauchs am 5. und 6. März 2019, schwarz die 15-min-Auflösung, rot die 60-min-Auflösung.

pumpen? Grundsätzlich wäre es möglich, allzu starke Ausschläge durch lokale „Booster“-Speicher zu verhindern und beispielsweise auch mit Wärmespeichern den Strombedarf zum Heizen zu vermindern. Weiterhin soll vermeintlich durch Digitalisierung der Bedarf besser gesteuert werden können, wobei allerdings das Potenzial der zeitlichen Verlagerung von Bedarfen in den Haushalten im einstelligen Prozentbereich eingeschätzt wird [3] und damit eher bescheiden ausfällt.

Es ist daher zwar relativ klar, was der Übergang zur Elektromobilität und -heizung mengenmäßig bedeutet [4], man kann aber nur Vermutungen anstellen, welche Tages- und Wochenprofile sich daraus ergeben, insbesondere, wenn auch strukturelle Änderungen bei der Gestaltung unserer Arbeitswelt und Verhaltensänderungen hinzukommen. Weiterhin gibt es eine Unsicherheit bezüglich der Zunahme der „unsichtbaren“ Stromerzeugung. Zitieren wir die Bundesnetzagentur zu ihren Zahlen [5]: „Die Realisierte Erzeugung entspricht der Nettostromerzeugung. Sie beinhaltet die Stromerzeugung abzüglich der Eigenbedarfe der Erzeugungseinheiten.“ Möglicherweise tauchen also viele Batterieaufladungen für Pkw 2050 gar nicht erst in der Gesamtstatistik auf, weil sie als Eigenbedarf von Eigenheimbesitzern mit Photovoltaik auf dem Dach und Pufferbatterien im Keller direkt erledigt werden. Gleiches gilt für den Strombezug auf Firmenparkplätzen und Einkaufszentren, wo allenfalls aus steuerlichen Gründen eine Erfassung erforderlich sein könnte. Auch die Wärmepumpen laufen dann vielleicht mit Eigenstrom. Das ist im Grunde bereits aktuell so, allerdings wird die Statistik aufgrund geringer Mengen heute noch kaum beeinflusst.

Wir befinden uns also in einem nicht auflösbaren Dilemma, und zwar sowohl hinsichtlich optimistischer wie pessimistischer Aussagen zur Machbarkeit der Energiewende. Wer hier gegenwärtig argumentiert, tut das ausdrücklich nicht auf der Basis von Fakten oder zumindest weitgehend konsensualen Prognosen. Im vorliegenden Papier soll deshalb im Grunde mit einer übergeordneten Sicht an die Problematik herangegangen werden: Heutige Argumentationslinien beziehen sich auf

eine Extrapolation der Gegenwart, und historische Brüche sind von Natur aus nicht vorhersehbar. Wir können uns also kaum vorstellen, wie eine Welt ohne Öl und Gas funktionieren soll, weil wir hinsichtlich erneuerbarer Energiequellen vom Status quo ausgehen und diesen auf die Zukunft projizieren. Aber wie ist der Status quo mit Blick auf die erforderlichen strukturellen Änderungen überhaupt objektiv einzuschätzen? Und was wäre, wenn wir bereits 2019 hinreichend Energie aus Wind und Sonne genutzt hätten? Diese Leitfragen bestimmen den Ansatz im vorliegenden Beitrag, d. h. es geht darum, den Strombedarf so zu decken, wie er sich 2019 ohne Vermutungen über Einsparungen darstellte.

2 | Zeitliche Struktur von Verbrauch und Erzeugung

In der Darstellung der Netzlast über der Zeit (Abb. 3) erkennt man quasi den Herzschlag der Industriegesellschaft mit seinen Wochenzyklen, den Oster- und Weihnachtsfeiertagen, einer Häufung von Feiertagen im Mai sowie einer moderaten jahreszeitlichen Schwankung.

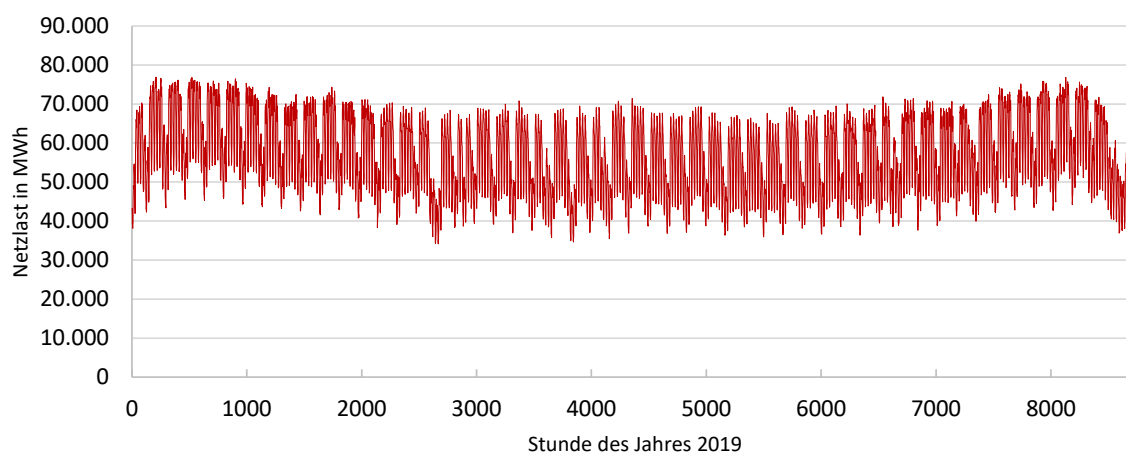


Abb. 3: Zeitlicher Verlauf der Netzlast-Schwankungen im Verlauf des Jahres 2019.

Zur weiteren Analyse gilt es, ein paar typische Charakteristika heraus zu filtern. Wir beginnen mit der jahreszeitlichen Schwankung, hier anhand einer Zeitauflösung von einer Woche analysiert (Abb. 4).

Als Ausgleichskurve zur Abschätzung der jahreszeitlichen Schwankung wurde ein Cosinus um einen Mittelwert von 9.630.000 MWh und mit einer Amplitude von 850.000 MWh gewählt, wobei die Annäherung anhand der Daten zwischen KW 2 und KW 49 erfolgte, um die Weihnachtspause zu unterdrücken. Damit schwankt der Bedarf um $\pm 850.000/9.630.000 = \pm 8,8 \%$ um den Mittelwert, wobei zu beachten ist, dass die Einheit MWh pro Woche ist. Der Tagesmittelwert wäre dann etwa 1.376.000 MWh, der Stundenmittelwert 57.320 MWh, womit wir uns wieder im Skalenbereich von Abb. 3 befinden. Man kann also im Winter eher mit einem Stundenmittelwert von 62.400 MWh

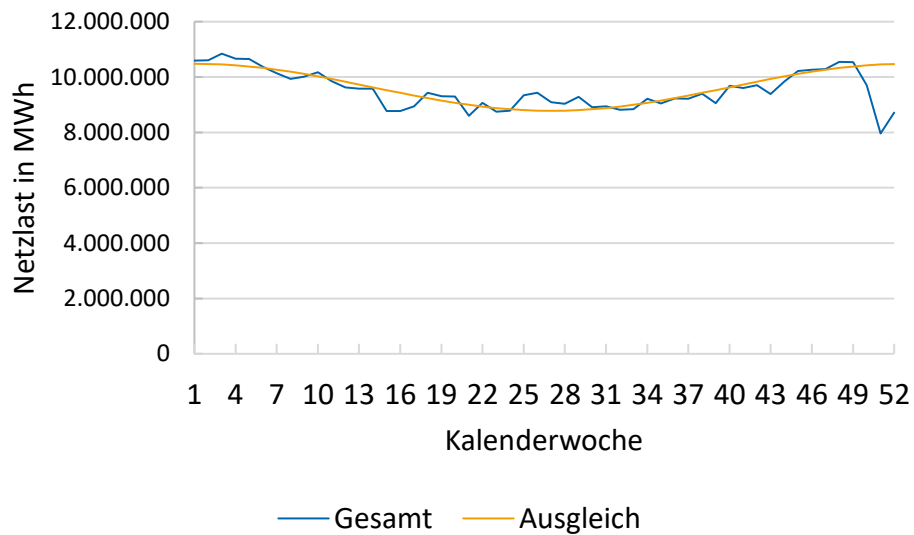


Abb. 4: Abschätzung der jahreszeitlichen Schwankung anhand des wöchentlichen Netzlast-Verlaufs.

und im Sommer von 52.300 MWh rechnen.

Dem überlagert ist natürlich der Tagesrhythmus, dessen Ermittlung sich als etwas aufwändiger erweist. Um zu repräsentativen Aussagen zu kommen, muss man praktisch alle Sonderfälle wie Feiertage und Brückentage herausfiltern und nach Wochentagen unterscheiden. Zunächst kann man alle Wochentage untereinander vergleichen (Abb. 5).

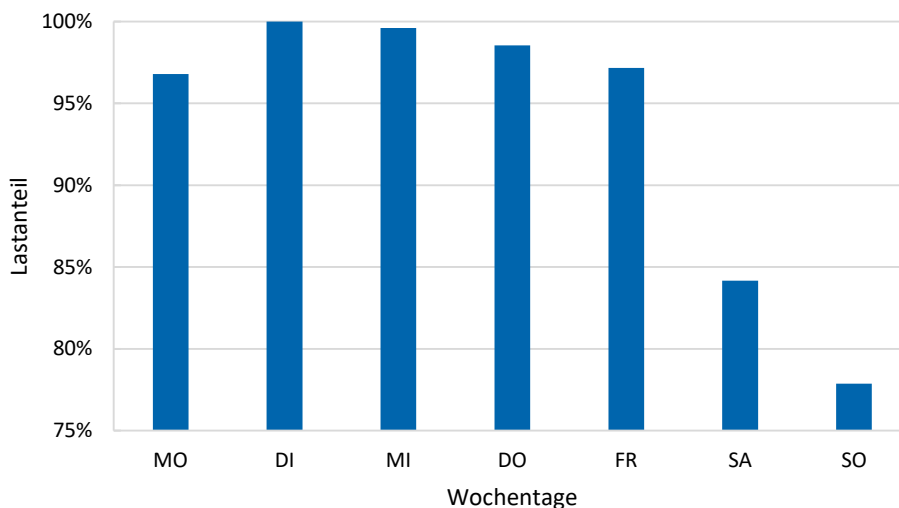


Abb. 5: Vergleich des Stromverbrauchs an verschiedenen Wochentagen.

Offenbar unterscheiden sich die fünf klassischen Werktage nicht derart gravierend, dass hier eine differenziertere Analyse erforderlich wäre. (In der Abbildung ist zu beachten, dass auf der y-Achse der Nullpunkt unterdrückt wurde.) Samstag und Sonntag müssen jedoch getrennt betrachtet werden. Teilt man also unter den genannten Randbedingungen in klassische Arbeitstage und die Wochenendtage auf, so ergibt sich das in Abb. 6 dargestellte gemittelte Tagesprofil für das Jahr 2019, auch hier wieder mit unterdrücktem Nullpunkt.

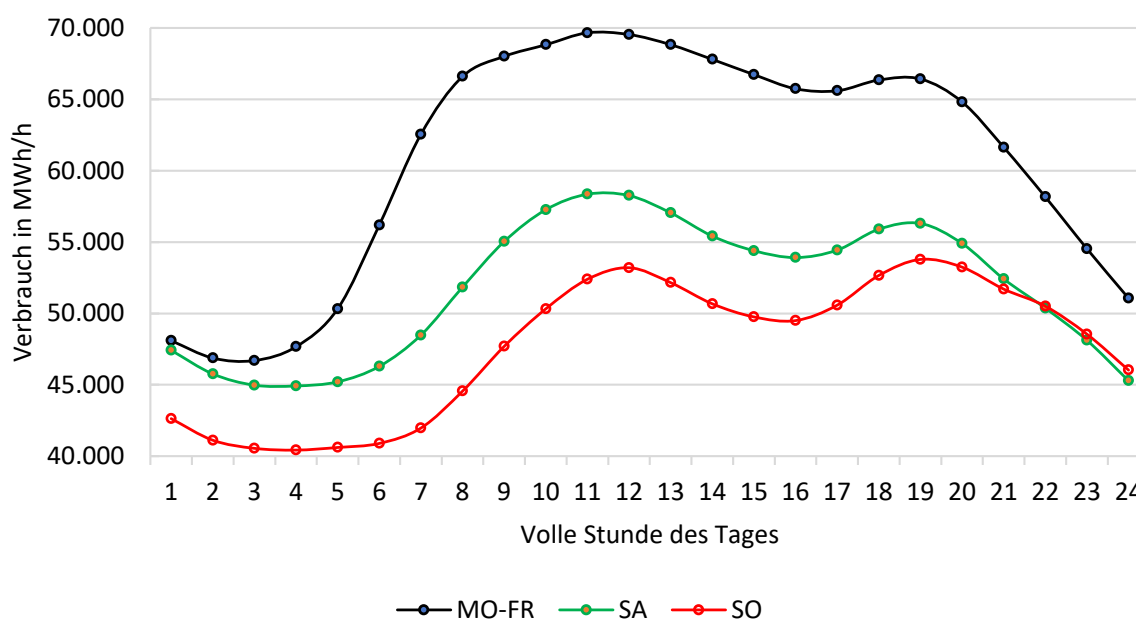


Abb. 6: Über die jeweilige Stunde gemittelte Tagesprofile des Stromverbrauchs unter Weglassen der jährlichen Sonderfälle wie Feiertage und Brückentage.

Man findet in der Literatur mehrfach solche Diagramme wie Abb. 6 (z.B. [6]). Es stellt sich allerdings die Frage, ob statistische Aussagen wie Mittelwert oder gar Streuung angesichts der Messdaten sinnvolle Kennzahlen sind. Ist überhaupt zu erwarten, dass es sich um normalverteilte Größen handelt? Um hier einen Eindruck zu gewinnen, wurden jeweils die Messdaten der 12. Tagesstunde, also in der Umgebung des Tagesmaximums, für das gesamte Jahr an jeweils verschiedenen Wochentagen (52 Messwerte) verglichen. Dargestellt (Abb. 7) ist exemplarisch das Ergebnis für die Dienstage, die beiden „Ausreißer“ ergeben sich an Feiertagen. Die Repräsentation durch Mittelwerte erscheint angesichts der Verteilung durchaus als angemessen.

Wir haben damit also die Seite des Strombedarfs im Jahres-, Wochen- und Tagesgang modellmäßig erfasst und wenden uns jetzt der Stromerzeugungsseite zu. Dabei interessieren uns letztlich nur die Photovoltaik und die Windangebote on- und offshore, für die natürlich das Wettergeschehen die zentrale Rolle spielt, so dass in der Darstellung der Jahresverläufe (Abb. 8 bis 10) zunächst nur wenig zu erkennen ist: bei Photovoltaik das Sommerhoch, bei Windkraft die Winterstürme. Im Monatsdiagramm (Abb. 11) wird diese generelle Charakterisierung noch einmal deutlich, und in der Tat gleichen sich PV und Wind im Jahreslauf in gewisser Weise aus (Abb. 12).

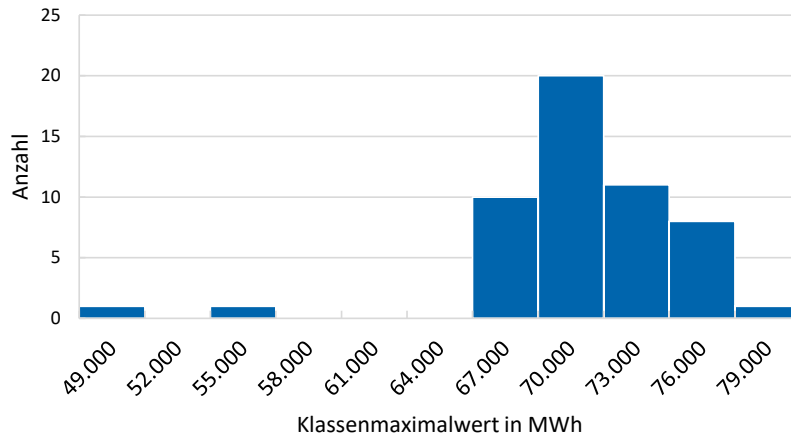


Abb. 7: Verteilungsart der Messwerte, exemplarisch Mittagswerte der Dienstag 2019.

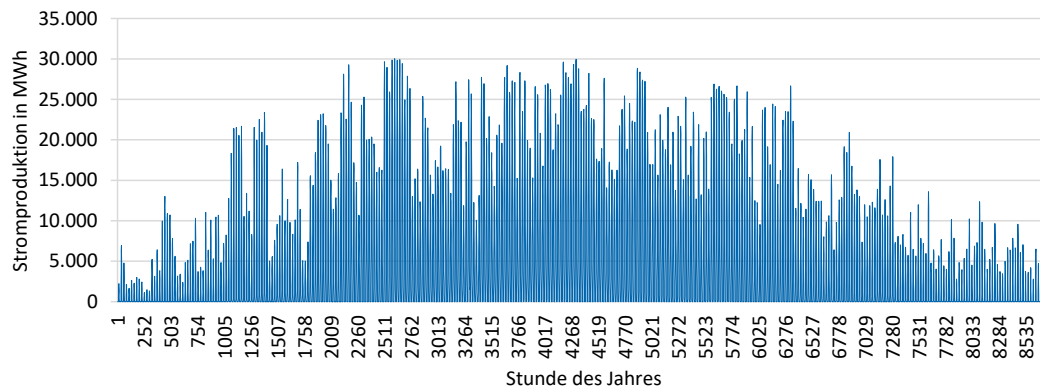


Abb. 8: Stromproduktion aus Photovoltaik im Jahr 2019.

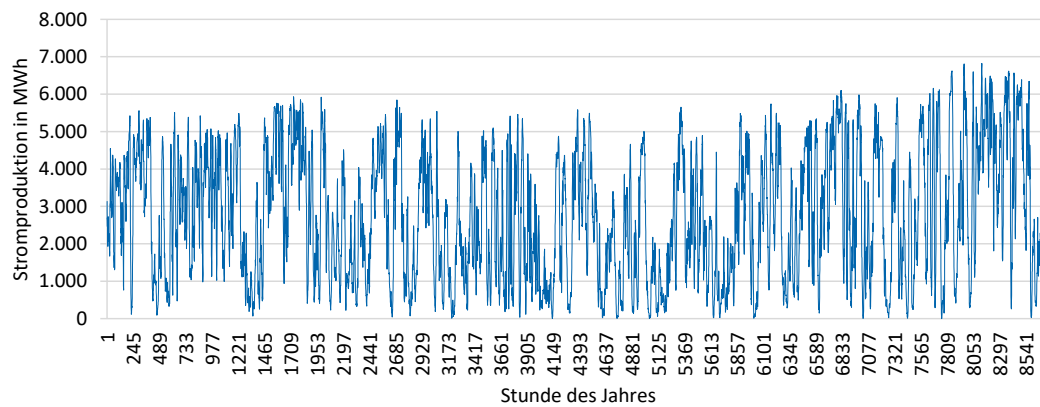


Abb. 9: Stromproduktion aus Offshore-Windkraftanlagen im Jahr 2019.

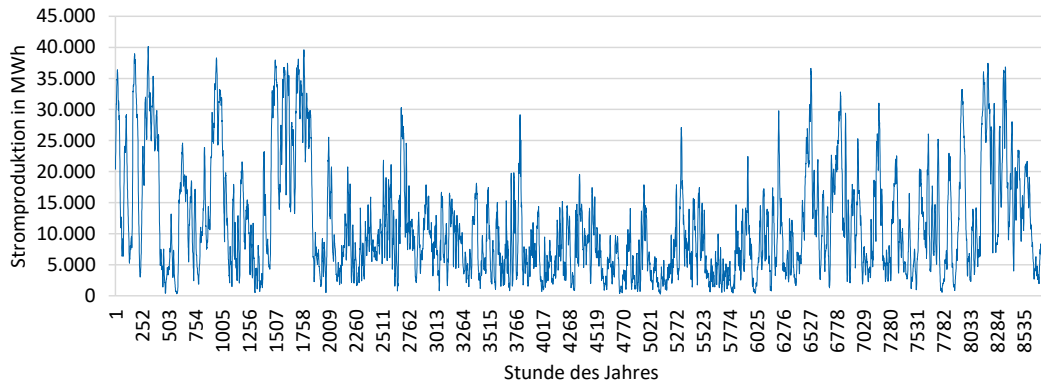


Abb. 10: Stromproduktion aus Onshore-Windkraftanlagen im Jahr 2019.

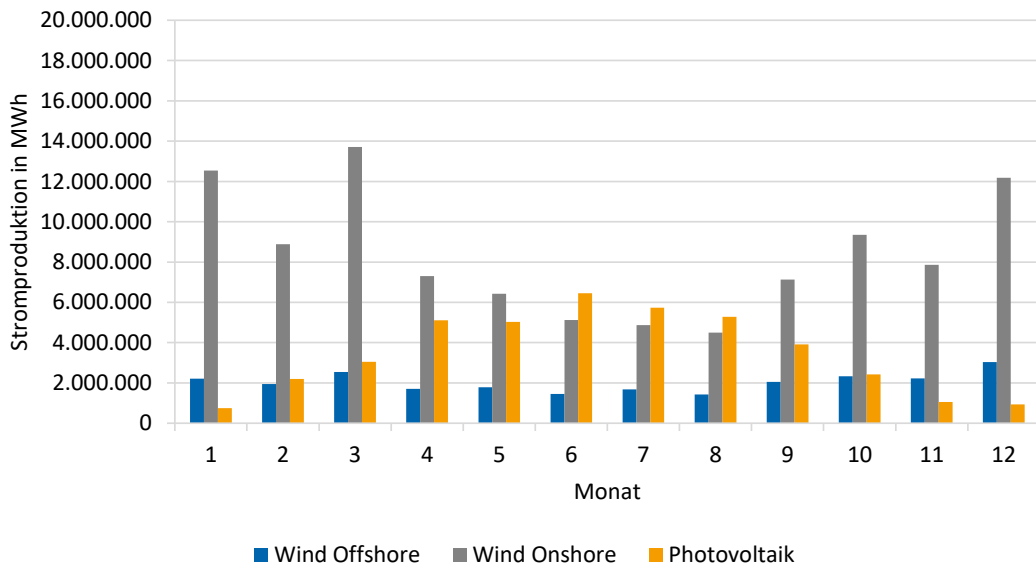


Abb. 11: Monatsüberblick der Stromerzeugung im Jahr 2019.

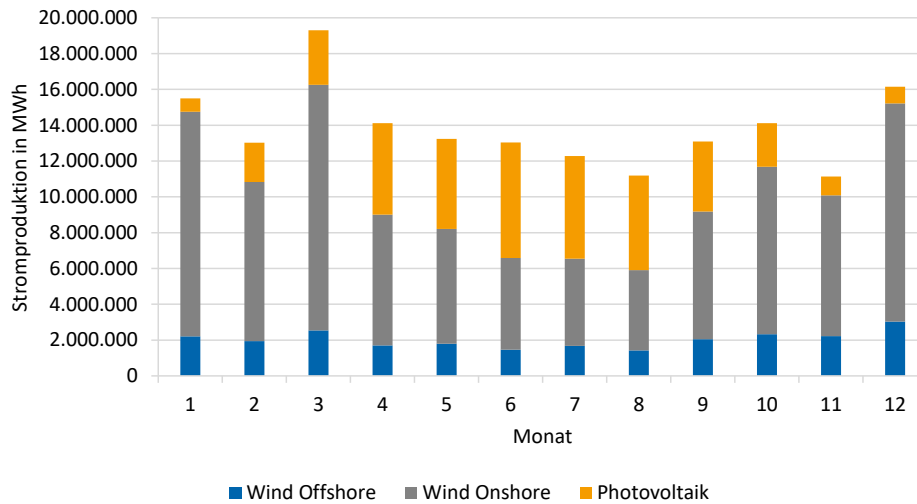


Abb. 12: Summarischer Monatsüberblick der Stromerzeugung im Jahr 2019.

Man kann die Produktion noch einmal im Detail untersuchen, indem man Häufigkeitsprofile erstellt: Wie oft erbringen die verschiedenen Träger welche Energiemenge? Dabei werden die vollkommen unterschiedlichen Charakteristika deutlich. Bei Photovoltaik (Abb. 13) ist zunächst die Nacht zu berücksichtigen, die mit 3.826 Stunden ohne jede Produktion zu Buche schlägt. Diese wurden im Diagramm bereits weggelassen. Als nächstes machen sich die Morgen- und Abendstunden mit wenig Einspeisung bemerkbar, da die meisten Paneele nach Süden ausgerichtet sind. Der Rest ergibt sich aus Sonnenscheindauer und Jahreszeiten.

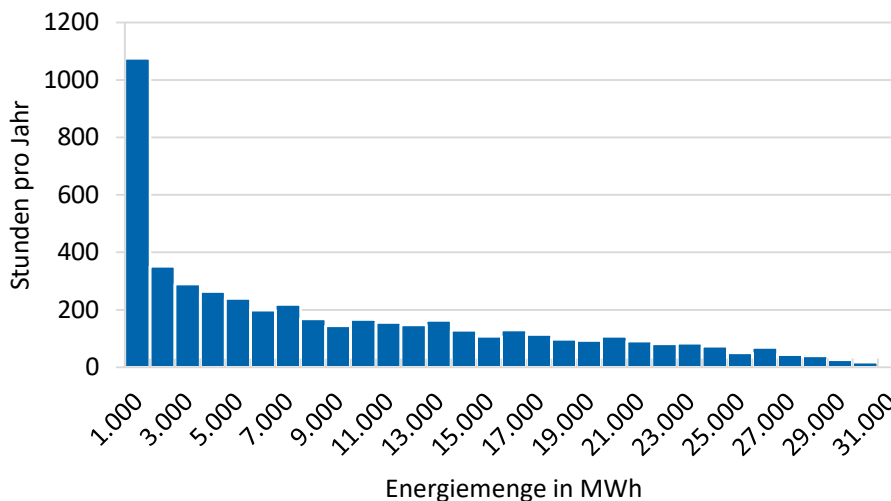


Abb. 13: Häufigkeit der pro Stunde eingespeisten Energiemenge für Photovoltaik.

Wind weht offensichtlich immer (Abb. 14 und 15), so dass der Fall der Null-Einspeisung praktisch

nicht vorkommt. Allerdings könnte man schon die Leistungsklasse bis 1.000 MWh pro Stunde als vernachlässigbar im Kontext der installierten Leistung von 53,1 GW [7], also 53.100 MW bezeichnen. Das bedeutet nämlich, dass während 151 Stunden des Jahres nur maximal 1,9 % der Anlagen einspeisten. Im Maximum bei der Klasse ab 39.000 MWh waren es zwar fast drei Viertel der Anlagen, aber nur während 22 Stunden des Jahres. Zwei Ungenauigkeiten dieser Berechnung wirken sich noch positiv auf die Bilanz aus: Nicht im ganzen Jahr 2019 war bereits die gesamte Leistung installiert, und es wurde auch manchmal deshalb nicht eingespeist, weil Eigner und Netzbetreiber eingegriffen haben. Das ändert aber nichts Grundsätzliches an der Aussage.

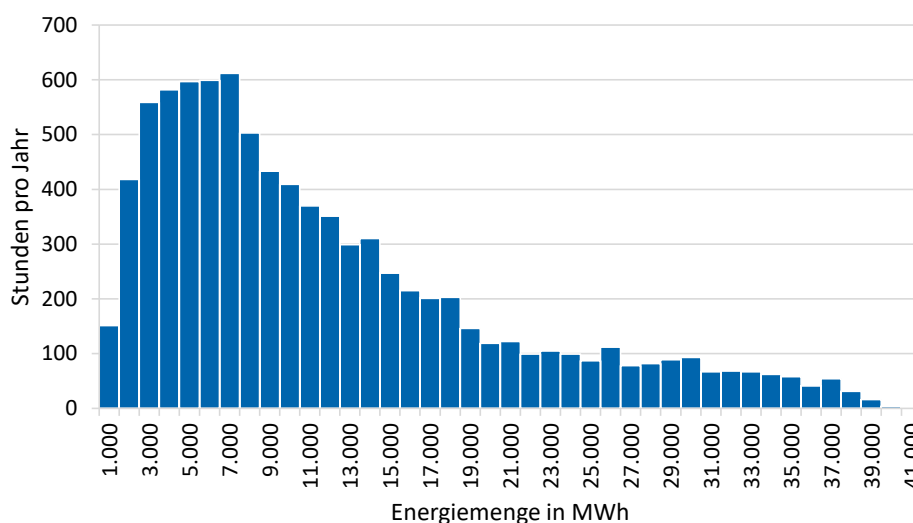


Abb. 14: Häufigkeit der pro Stunde eingespeisten Energiemenge für Wind onshore.

Deutlich angenehmer fällt die Bilanz der Windenergieanlagen auf See aus: ein gleichmäßigere Nutzung der 7,6 GW installierten Leistung und immerhin fast 1.000 Stunden in der Leistungsklasse über 5 GW.

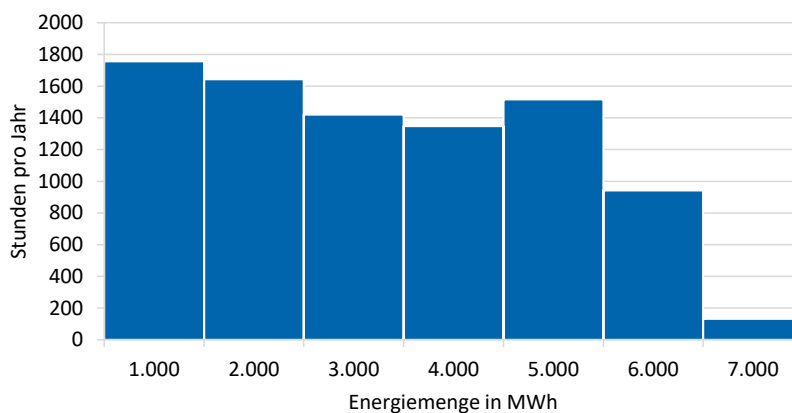


Abb. 15: Häufigkeit der pro Stunde eingespeisten Energiemenge für Wind offshore.

Als letzte Untersuchung zur Statistik der Einspeisung kann man noch die mittleren Tagesprofile untersuchen (Abb. 16 bis 18). Das PV-Profil spiegelt den Sonnengang, die Windprofile zeigen eine leicht höhere Produktion über Nacht. Auch hier scheint also ein gewisser Ausgleich schon im Tagesverlauf zwischen den Energieträgern möglich.

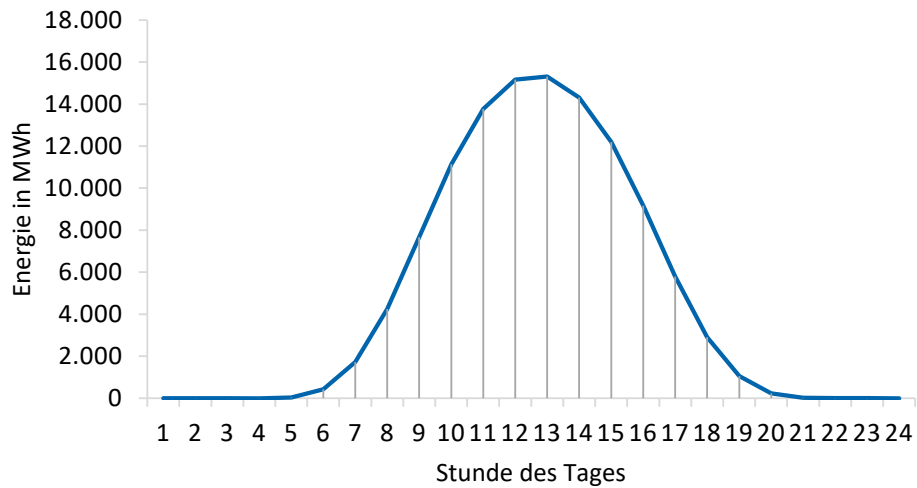


Abb. 16: Tagesgang der PV-Einspeisung.

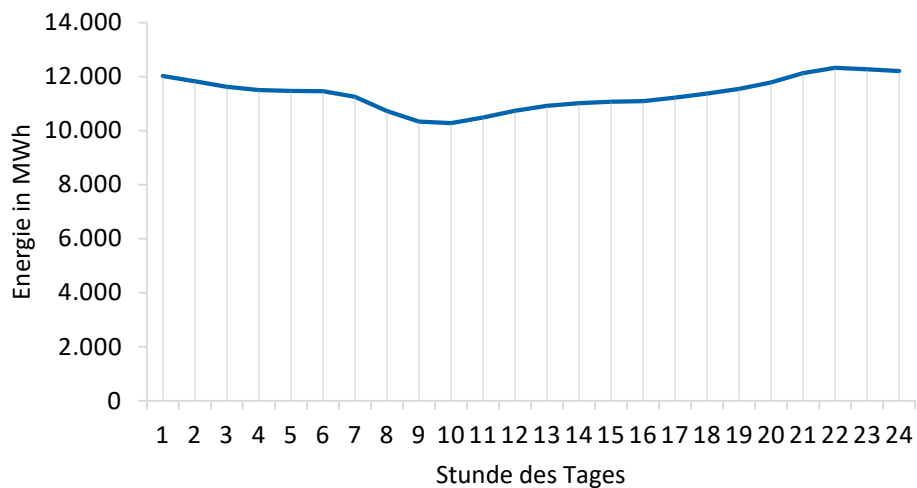


Abb. 17: Tagesgang der Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen.

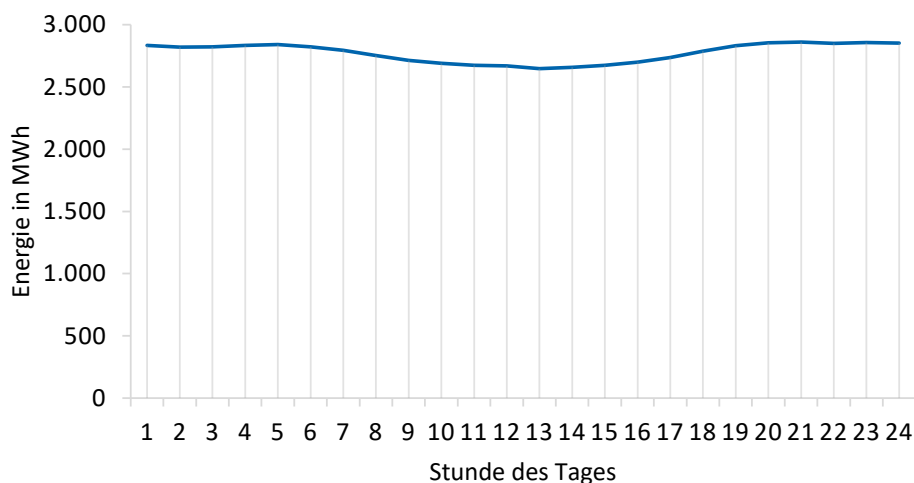


Abb. 18: Tagesgang der Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen.

3 | Deckung der Bedarfe

Rein bilanziell betrachtet konnten wir im Jahre 2019 bereits knapp die Hälfte der elektrischen Energie in Deutschland aus regenerativen Quellen decken (46,1 %) [7]. Berücksichtigt man allerdings nur Wind- und Solarenergie, war es ein gutes Drittel (33,6 %). Nach dem Versorgungsmodell mit weitgehendem Verzicht auf den Ausbau der Wasserkraft und Reduktion bei Biomasse müssten wir also etwa das Dreifache an installierter Leistung bei Wind und Sonne vorsehen. Die Frage ist nun, ob sich das auch bei näherer zeitlicher Betrachtung bewahrheitet. Ein Vergleich der Tagesprofile (Abb. 19) zeigt dreierlei:

- Bilanziell ließe sich der Tagesbedarf mit dem dreifachen Grünstrom anscheinend gut abdecken.
- Es blieben deutliche Schwächen an den Flanken um 8:00 Uhr und 19:00 Uhr, was sich übrigens auch im Großhandelspreis für Strom niederschlägt (Abb. 20).
- Aufgrund der Erzeugungsprofile (Abb. 16 bis 18) erscheint es als grundsätzlich nicht möglich, diese Flanken durch Erhöhung der installierten Leistung oder Kombination höherer Anteile der Träger wirtschaftlich abzudecken. Das Bedarfsprofil lässt sich zumindest im Mittel nicht nachbilden.

Als nächster Schritt gilt es nun, nach dem Tagesprofil auch das Stundenprofil von Bedarf und Erzeugung zu vergleichen. Dieses soll in einer eher ungewohnten Sichtweise geschehen, nämlich durch den jeweils aktuellen Abdeckungsgrad: Wie groß ist die aktuelle Erzeugung im Vergleich zum aktuellen Bedarf (Abb. 21)? Erstaunlicherweise ergibt sich auch hier eine mittlere Abdeckung von 0,3335.

Man erkennt an Abb. 21 allerdings, dass ein Faktor 3 in der Grünstromproduktion lediglich die mittlere Abdeckung auf 1 = 100 % anheben würde, so dass in der Hälfte der Stunden der Bedarf nicht ge-

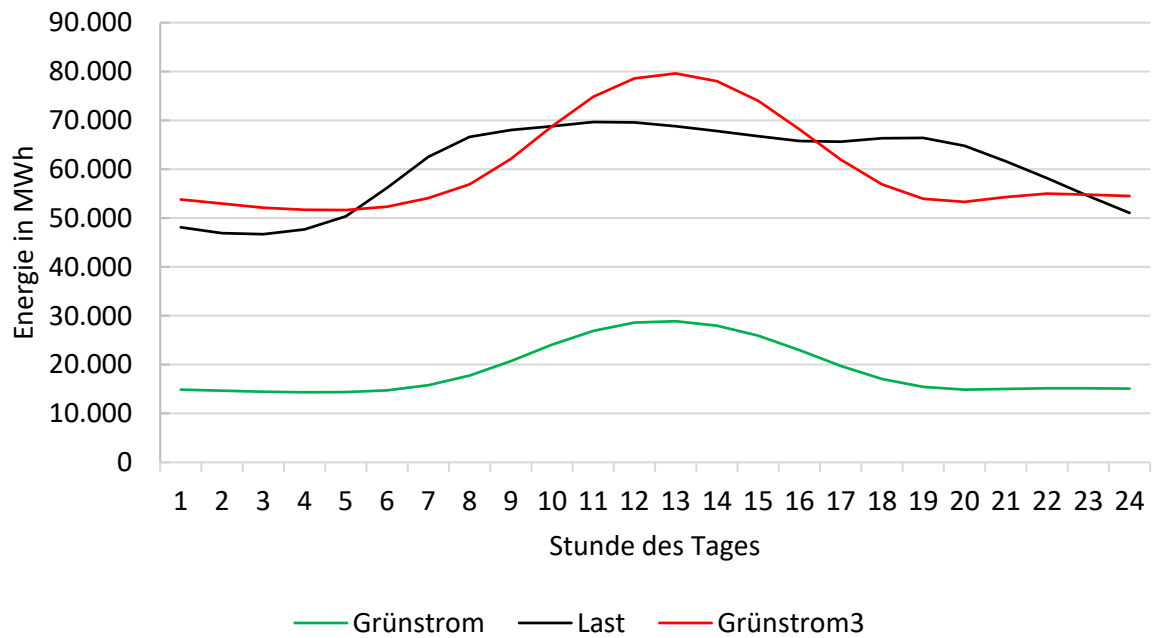


Abb. 19: Vergleich des Lastprofils im Alltag mit dem dreifachen Grünstromprofil (Wind On- und Offshore und PV).

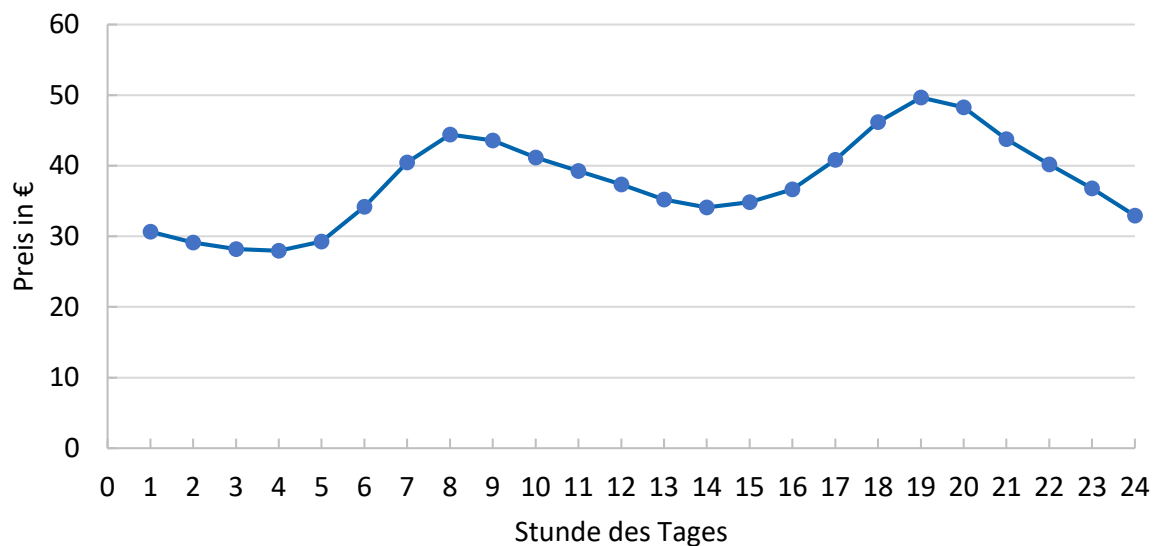


Abb. 20: Mittelwert des Großhandelspreises Strom über alle Tage des Jahres 2019.

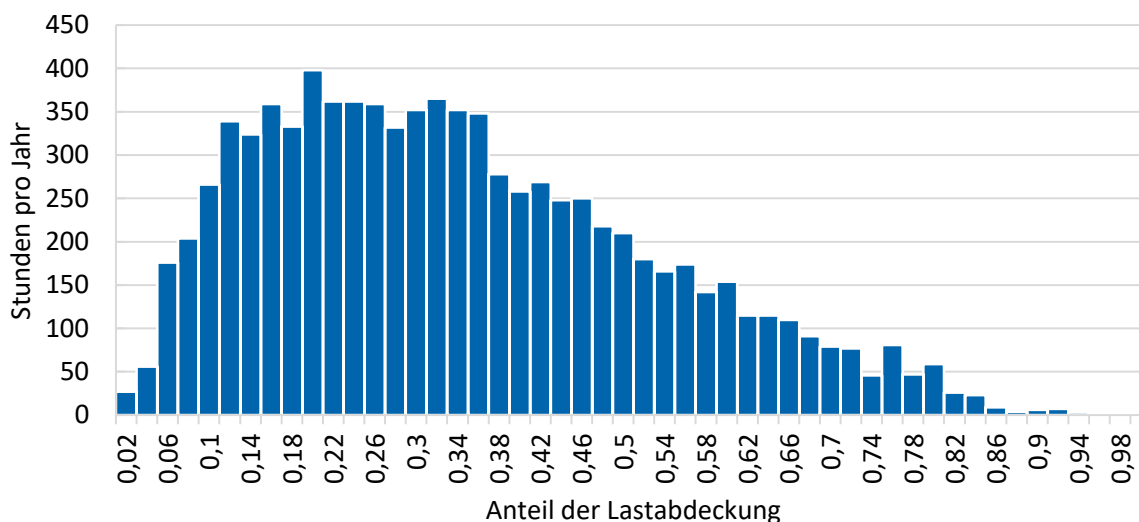


Abb. 21: Stundengenauer Vergleich von Bedarf und Erzeugung durch Wind und PV.

deckt werden könnte. Selbst bei einer Steigerung auf einen Faktor 10 wäre noch während etwa 700 Stunden im Jahr die Lastabdeckung bei einem unveränderten Lastprofil nicht gewährleistet (angenommen, es gibt keine Nutzungsänderung z. B. durch Preisanreize). Daraus kann man die wichtige Konsequenz ziehen, dass ein stabiler Betrieb des Stromnetzes ohne Langzeitspeicher ausgeschlossen ist. Daran wird auch die Vernetzung mit den Nachbarstaaten nur bedingt etwas ändern, denn Sonnenscheindauer und Großwetterlage sind immer innerhalb von Tagesfrist sehr ähnlich und die Kapazitäten für den Stromaustausch und -transport werden zwar gesteigert, bleiben aber begrenzt.

4 | Einfacher Speicherbetrieb

Wie könnte man sich einen solchen Speicherbetrieb vorstellen? Das einfachste Modell geht von einer um einen bestimmten Faktor erhöhten Energieerzeugung aus, mit der bei Energieüberschuss mithilfe der Wasser-Elektrolyse Wasserstoff produziert wird, der dann bei Energiemangel zurückverstromt werden kann, entweder in Brennstoffzellen oder Gasturbinen. Das bedingt Wirkungsgradverluste beim Hin- und Rückweg, und insofern sollte ein möglichst hoher Anteil des Stroms direkt verwendet werden. Auch kann die Berechnung nicht bilanziell, sondern sie muss zeitaufgelöst erfolgen. Wenn man also in der einen Stunde einen Überschuss an elektrischer Energie hat, kann man ihn theoretisch mit einem Wirkungsgrad von beispielsweise 66 % in Wasserstoff umwandeln. Wenn dann in der nächsten Stunde ein Mangel auftritt, kann man diese Lücke durch Rückverstromung mit einem Wirkungsgrad von beispielsweise 75 % schließen. Eine solche Berechnung zeigt Abb. 22, wobei wir von einem „Startkapital“ beim Wasserstoff von knapp 14 Milliarden MWh entsprechend einer Reserve von 10 mittleren Verbrauchstagen ausgehen.

Dabei wurde rechnerisch ein nötiger Überschussfaktor von 3,53 ermittelt, und zwar so, dass zum Jahresende die Startreserve wieder verfügbar war, also das Jahr mit einer „Netto-Null“ abgeschlossen

sen werden konnte. Man kann daher feststellen, dass wir gemäß diesem einfachen Modell mit einer entsprechenden Wasserstoffreserve und etwa dem Dreieinhalbfachen der Energie aus Wind- und Solar-Energieanlagen 2019 den Strombedarf Deutschlands zu jedem Zeitpunkt theoretisch hätten decken können. Es wäre nicht zu Mangelsituationen gekommen.

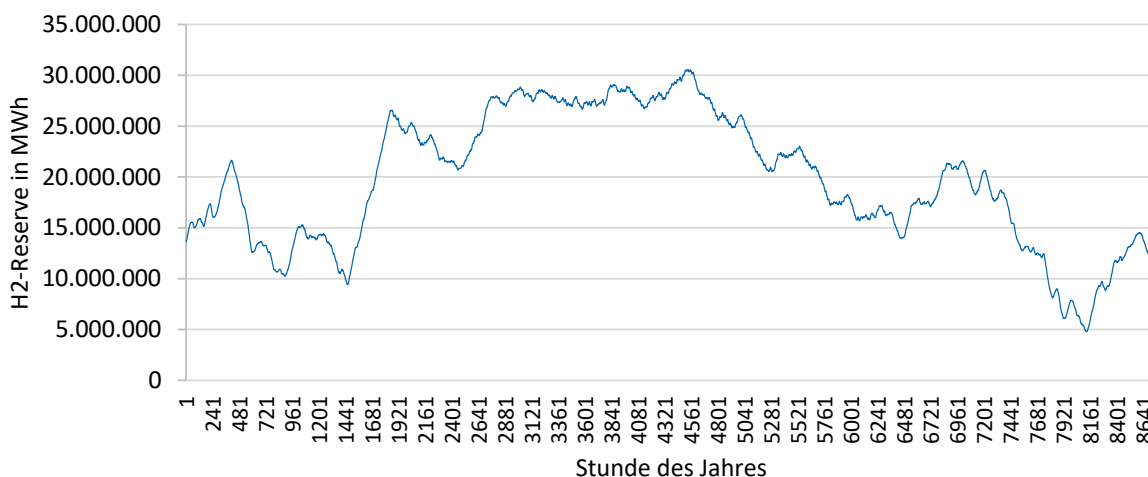


Abb. 22: Ergebnisse des Modells mit stundenweiser Ein- und Ausspeisung der Wasserstoffreserven (Faktor 3,53).

Entscheidend für die Reservebildung war allerdings ab etwa Stunde 1440 = Tag 60 die Erzeugungsspitze aus dem März 2019 [8], wie sie in Abb. 11 zu erkennen ist. Ein solcher punktueller Vorgang allein kann nicht die Basis einer sicheren Stromversorgung sein, weshalb wir entweder den Faktor erhöhen oder weitere Wasserstoffreserven bilden müssten.

Das Modell unterstellt zudem, dass jeweils eine beliebige Menge an Überschussenergie in Wasserstoff umgewandelt, und dass ebenso die gesamte aktuell benötigte Zusatzleistung auch rückverstromt werden kann. Aber in welchem Umfang ist ein Betrieb der Elektrolyseure und Brennstoffzellen- bzw. Wasserstoff-Gaskraftwerke wie dargestellt überhaupt machbar und sinnvoll? Dazu muss man sich das Ausgleichsverhalten dieses einfachen Modells näher ansehen. Abb. 23 zeigt den erforderlichen Verlauf dieser beiden Prozesse, schwarz die Elektrolyse, rot die Rückverstromung.

Für die zu installierenden Leistungen würde dieses simple Vorgehen einen Ausbau bei der Elektrolyse auf etwa 95 GW, bei der Rückverstromung auf etwa 128 GW bedeuten. Zum Vergleich: Die 2021 in Deutschland insgesamt installierte Kraftwerksleistung belief sich auf gut 223 GW [9], davon etwa 28 GW für Gaskraftwerke. Die Zahlen sind angesichts der bundesweiten Erfordernisse also nicht vollkommen unrealistisch, wenn auch weit jenseits vieler Planspiele. Die Wirtschaftlichkeit eines solchen Ansatzes bleibt zudem fraglich: Der mittlere Bedarf an Elektrolyseleistung beträgt in dem Modell 20 GW, und ein solches Stromüberangebot wäre nur während etwa 3100 Stunden gesichert, die 100 GW sogar nur während 80 Stunden im Jahr (Abb. 24).

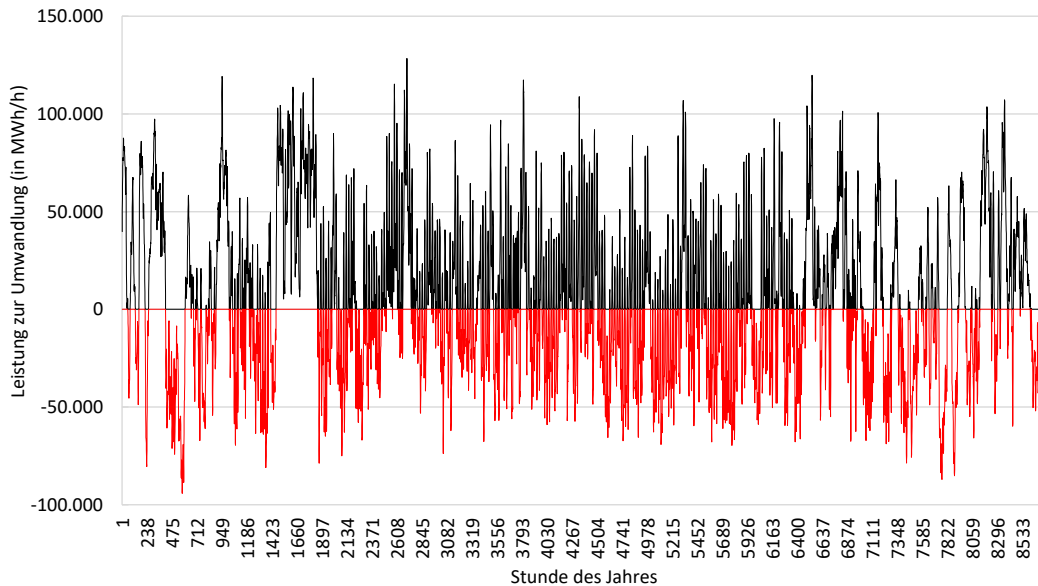


Abb. 23: Erforderliche Elektrolyseleistung und Rückverstromungsleistung (Faktor 3,53).

Mehr als 5 GW wären aber bereits während über 4000 Betriebsstunden verfügbar.

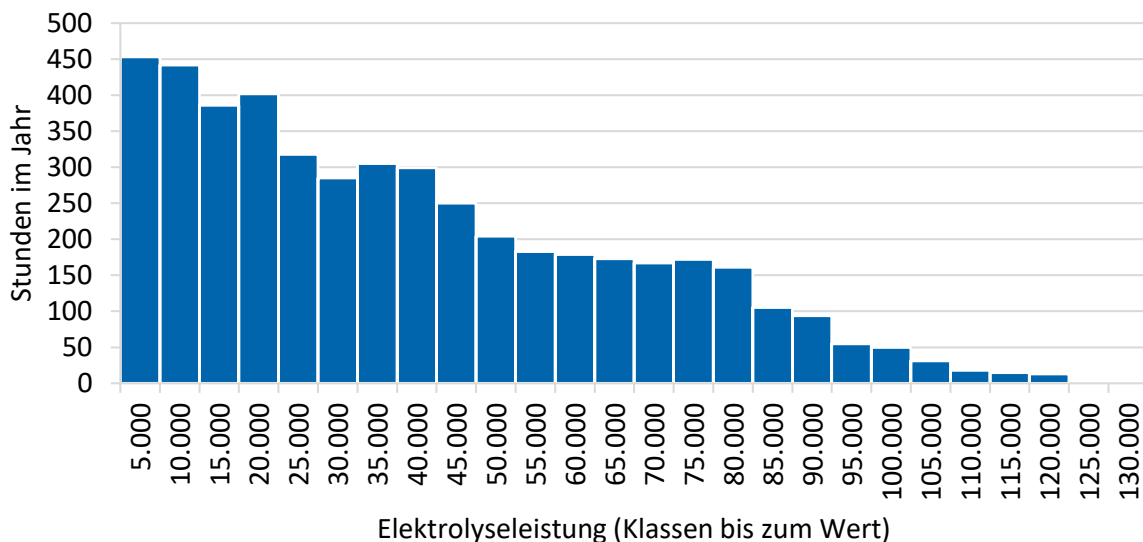


Abb. 24: Verteilung der theoretisch zu verarbeitenden Überschüsse bei Faktor 3,53 (in MW).

Es stellt sich damit also die Frage, welche Strategie bei der Abschöpfung der Stromüberschüsse in Folge des Ausbaus von Wind und Photovoltaik die sinnvollste ist. Für einen Elektrolysebetrieb wird es vor allem um eine Balance zwischen Auslastung und Strompreisen gehen. Bestimmte Stromspitzen lassen sich womöglich besser mit Anwendungen abfangen, die niedrigere Investitionen als die

Elektrolyse bedingen (z. B. Wärmespeicher, Trocknungsprozesse). Das ist letztlich ein Thema der Geschäftsmodelle und des rechtlichen Rahmens. Als sicher kann jedoch gelten: Die Überschüsse werden auf jeden Fall anstehen, wenn wir nicht wollen, dass der Import von Energieträgern und damit die Energieabhängigkeit Deutschlands dramatisch zunimmt.

Der Haken einer begrenzten Elektrolysekapazität läge eben darin, dass nicht mehr genügend Wasserstoff für die Rückverstromung bereitstehen würde. So könnten mit einer Leistung von bis zu 20 GW nur etwa halb so viele Überschüsse (44 %) verarbeitet werden, wie für eine Netto-Null erforderlich wären. Die übrigen knapp 100 TWh elektrische Energie müssten in Form von 66 TWh Wasserstoff oder seinen Derivaten importiert werden. Es ist daher davon auszugehen, dass sich weitere Geschäftsmodelle mit der Nutzung der Energiemengen oberhalb einer Grenze wie 20 GW für die Elektrolyse finden werden, beispielsweise über Batteriespeicher, mit denen jeweils wenige Stunden zu überbrücken wären, um einen kontinuierlicheren Elektrolysebetrieb sichern zu können.

Auf der Rückverstromungsseite gibt es kaum Alternativen: Die Lücken müssen geschlossen werden, das bedingt schon die Versorgungssicherheit. Auch hier zeigt sich eine Häufigkeitsverteilung beim Bedarf (bei Wirkungsgrad 75 %), die die Diskussion über die Abdeckung hoher Werte nahelegt (Abb. 25).

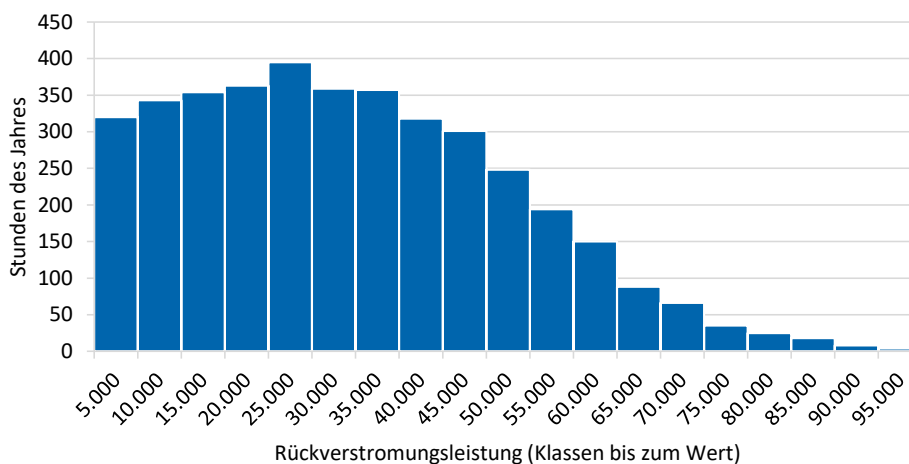


Abb. 25: Häufigkeit des Bedarfs an Rückverstromungsleistung mit Faktor 3,53 nach Leistungsklassen (in MW).

Wie groß sind die Versorgungslücken, die selbst bei dem dreieinhalbfachen Grünstrom noch zu überbrücken wären? Dazu wurde untersucht, wie lang die Mangelsituationen andauert hätten. Einen Eindruck liefert Abb. 26. Man erkennt, dass die häufigsten Engpässe weniger als einen Tag andauern hätten, allerdings gibt es mit 103 und 185 Stunden auch Fälle mit bis zu knapp 8 Tagen (20. – 24. Oktober und 17. – 25. Januar), die man als echte „kalte Dunkelflaute“ bezeichnen kann. Die Energiemengen, die in dieser Zeit hätten eingespeist werden müssen, belaufen sich auf 3,2 bzw. 9,1 TWh.

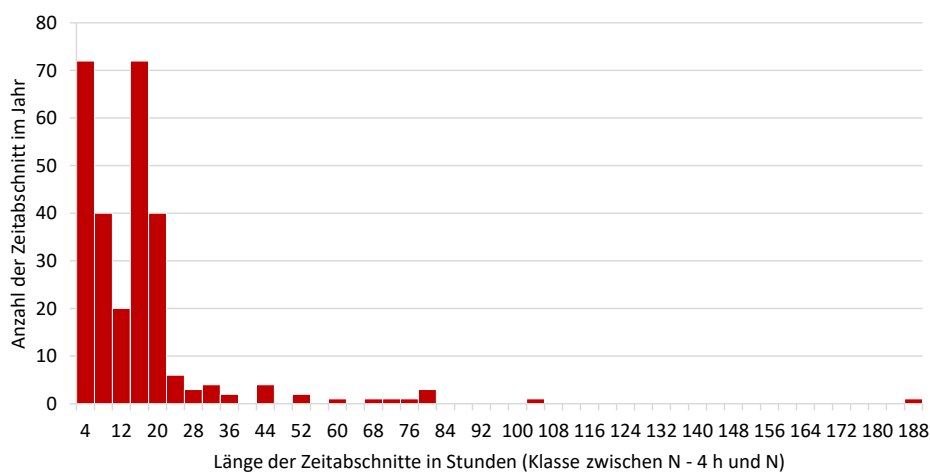


Abb. 26: Auswertung der Dauer der Versorgungslücken für die Modellberechnung.

Man sieht in Abb. 27 noch einmal sehr deutlich, dass eine Erhöhung der Leistung erst bei extrem hohen Werten etwas bringen würde, weil die Produktion in dieser Zeit aufgrund der Großwetterlage erheblich abfiel. Es ergibt sich erneut, dass ohne merkliche Reserven bei der Rückverstromung die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet wäre.

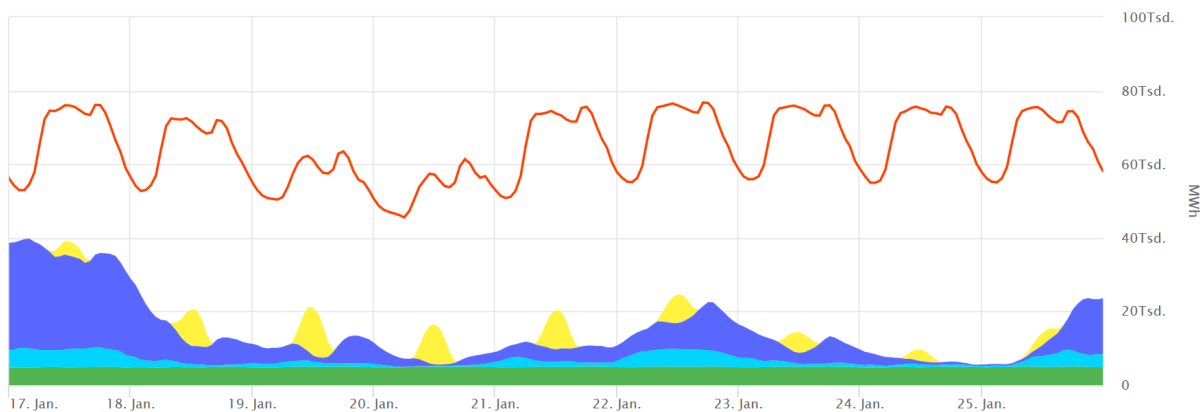


Abb. 27: Originaldaten der Januar-Dunkelflaute (hellblau = Wind offshore, dunkelblau = Wind onshore, gelb = PV, rot = Netzlast).

Die Rückverstromung wird zudem in Abhängigkeit von Strom- und Gasnetzausbau einen wichtigen Beitrag zur Versorgung Süddeutschlands liefern. Wenn tatsächlich das Land Bayern allein bis zu 101 GW PV-Erzeugung installiert, wie es im Szenario C2045 des neuen Entwurfs für den Netzentwicklungsplan [10] vorgesehen ist, wird das Mittagshoch im Sommer möglicherweise sehr massiv ausfallen, während in diesen Regionen große Teile des Rest des Tages und auch des Jahres ohne Sonnenstrom bewältigt werden müssen. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen offenbar ebenfalls von sehr hohen Transportleistungen auf den Stromversorgungsnetzen aus, was nahelegt, dass gerade die Versorgung der bestehenden süddeutschen Industriestandorte noch nicht vollständig geklärt ist.

Zu den wichtigsten Aufgaben neben einer erhöhten Speicherkapazität sollte die bessere Nachbildung des mittleren Tagesprofils gehören, die zumindest statistisch für einen Ausgleich sorgen könnte. Insbesondere die Versorgungslücken um den Sonnenauf- und -untergang herum müssten durch eine teilweise Ost- oder Westausrichtung der Solarzellen eigentlich reduziert werden [11]. Dieses kann man dadurch in einem Modell nachbilden, dass das tatsächliche mittlere PV-Tagesprofil künstlich verbreitert wird, ohne die insgesamt erzeugte Energiemenge zu erhöhen (Abb. 28).

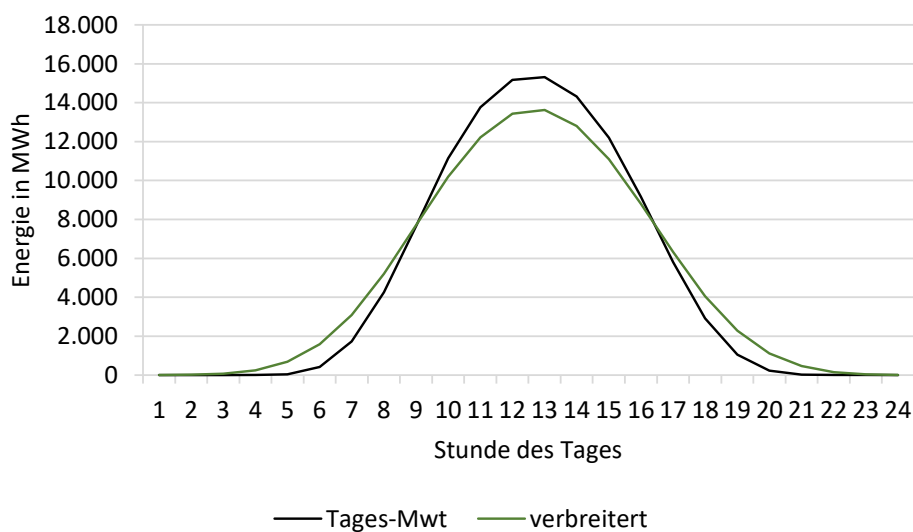


Abb. 28: Künstlich verbreitertes Profil der PV-Erzeugung.

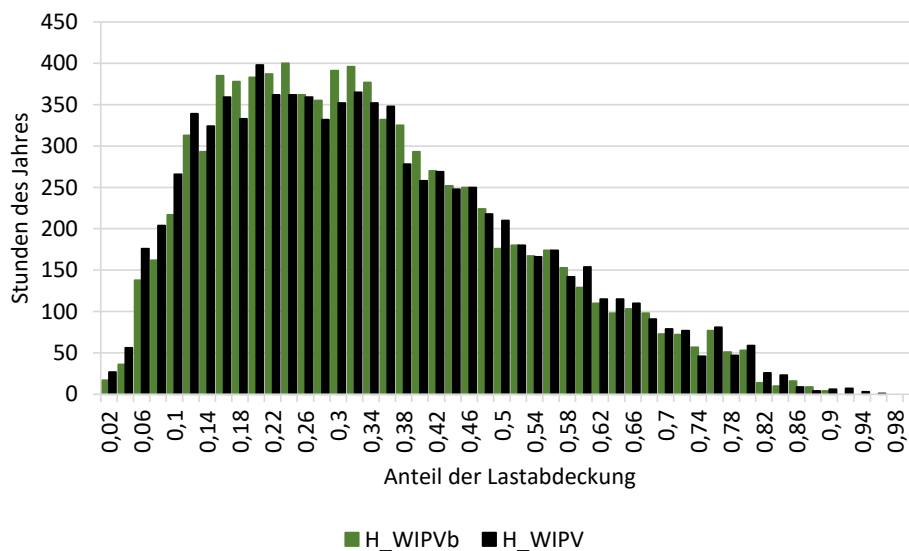


Abb. 29: Verteilung der Lastabdeckung, Vergleich zwischen breitem (grün) und tatsächlichem PV-Profil.

Das gleiche Filtermodell (gewichteter Mittelwert $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$, $\frac{1}{4}$, sechsfach angewandt) kann auch auf

die stundenweise Erzeugung übertragen und wieder mit den tatsächlichen stündlichen Bedarf verglichen werden (Abb. 29).

Die Ergebnisse dieser Simulation sind eher ernüchternd:

- Die mittlere Lastabdeckung verbessert sich lediglich von 0,3335 auf 0,3342.
- Geringe und hohe Abdeckungen treten relativ seltener auf. Das dürfte darauf zurückzuführen sein, dass die Spitzenerzeugung in dem Maße abgesenkt wird, wie sich das Profil verbreitert.
- Gewinne lassen sich im Bereich der mittleren Abdeckung erkennen.

Es kann daher im Sinne der technischen Gesamtbetrachtung nicht unbedingt empfohlen werden, statt PV-Flächen mit Südausrichtung solche mit Ost-West-Ausrichtung zu installieren. Allenfalls eine zusätzliche Installation erscheint als sinnvoll. Man erkennt zudem, dass einleuchtende qualitative Überlegungen zunächst auch in ihrer quantitativen Wirkung überprüft werden sollten.

5 | Resümee

Wenngleich die bilanziellen Betrachtungen der für die Stromversorgung erforderlichen Mengen an erneuerbarer Energie zunehmend optimistisch stimmen, zeigt die zeitlich aufgelöste Betrachtung, dass die Diskussionen längst nicht abgeschlossen sind. Die Ex-post-Betrachtung zum Jahr 2019 identifiziert dazu einige Ansatzpunkte:

- Rein bilanziell betrachtet konnten wir im Jahre 2019 ein gutes Drittel (33,6 %) des Strombedarfs aus Windenergieanlagen und Photovoltaik decken. Nach dem Versorgungsmodell mit weitgehendem Verzicht auf den Ausbau der Wasserkraft und Reduktion bei Biomasse müssten wir also etwa das Dreifache an installierter Leistung bei Wind und Sonne vorsehen.
- Die Zunahme des Bedarfs durch Wärmepumpen und Elektromobilität lässt sich bisher nur summarisch abschätzen, die daraus resultierenden Tagesprofile praktisch nicht. Generelle Einsparungen im Strombereich oder allgemeine Verhaltensänderungen lassen sich bisher ebenfalls nicht voraussagen. Das Modell auf Basis des Jahres 2019 zeigt dennoch Schwächen auf und gibt Hinweise auf sinnvolle Maßnahmen wie erhebliche eigene Elektrolyse- und Rückverstromungskapazitäten sowie den massiven Netzausbau.
- Bilanziell ließe sich der mittlere Tagesbedarf mit dem dreifachen Grünstrom aufgrund der Tagesprofile gut abdecken. Es blieben allerdings deutliche Schwächen an den Flanken zu Sonnen-auf- und -untergang. Eine Veränderung der Erzeugungsprofile durch eine Ost- und Westausrichtung der PV-Anlagen bringt hier anscheinend nur geringe Verbesserungen.
- Aufgrund der Erzeugungsprofile der beiden Energiequellen erscheint es als grundsätzlich nicht möglich, das Bedarfsprofil im Mittel über den Tag nachzubilden. Daraus kann man die wichtige Konsequenz ziehen, dass ein stabiler Betrieb des Stromnetzes ohne Langzeitspeicher nicht gesichert werden kann. Der Stromimport aus Nachbarländern wird vermutlich ansteigen, auch hier sollten wir aber bedenken, dass sich die Jahreszyklen, die Großwetterlagen und auch die Tageszeiten in Mittel- und Nordeuropa nicht grundsätzlich unterscheiden.

- Das allereinfachste Speichermodell – sozusagen „von der Hand in den Mund“ – geht von einer um einen bestimmten Faktor erhöhten Energieerzeugung aus, mit der bei Energieüberschuss Wasserstoff produziert wird, der dann bei Energiemangel zurückverstromt werden kann, entweder in Brennstoffzellen oder Gasturbinen.
- Wenn man bei der Erzeugung von Wasserstoff einen Wirkungsgrad von 66 % und bei der Rückverstromung einen Wirkungsgrad von 75 % ansetzt (Kette $\frac{2}{3} \cdot \frac{3}{4} = \frac{1}{2}$), benötigt man etwa einen Faktor 3,53 an Vielfachem der tatsächlichen Erzeugung aus Wind und Sonne, um über das Jahr gesehen plus minus null herauszukommen. Sieht man dabei 10 mittlere Verbrauchstage als Reserve vor, wird diese im Jahr niemals ganz ausgeschöpft. Der Faktor gilt allerdings nur für das Jahr 2019 mit einem Starkwindereignis im Frühjahr; für ein langjähriges Mittel wäre er noch zu ermitteln.
- Für die zu installierenden Leistungen würde dieses simple Hand-in-den-Mund-Vorgehen einen Ausbau bei der installierten Elektrolyseleistung auf etwa 95 GW, bei der Rückverstromung auf etwa 128 GW bedeuten. Hier werden verschiedene Geschäftsmodelle unter Berücksichtigung von Wasserstoffimporten und dem zusätzlichen Einsatz kurzfristigerer Speicher greifen und für Entlastung sorgen müssen.
- Das Ungleichgewicht zwischen Windstrom aus dem Norden und Sonnenstrom aus dem Süden wird erhebliche Anforderungen an den Energietransport stellen, sofern nicht auch eine Verlagerung der Verbräuche stattfindet. Bilanzielle Ansätze können hier, was die Erfordernisse angeht, leicht in die Irre führen.

6 | **Nachbemerkung**

Regelmäßig zur Jahresmitte erreichen uns Zwischenbilanzen über den Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Energieversorgung in Deutschland, und – wie für Pressemeldungen wohl nicht anders möglich – beziehen sie sich auf den gegenwärtigen Strombedarf ohne Berücksichtigung der anstehenden Veränderungen durch Autos und Heizungen, und vor allem sind sie rein bilanziell. Die vorliegende Analyse zeigt jedoch, dass eine bilanzielle Berechnung nicht ausreicht. Es geht vielmehr um die Bereitstellung von Strom jederzeit, überall und in der jeweils benötigten Menge. Wer die Energiewende ernst meint, sollte deshalb Ort und Zeit des Bedarfs und der Erzeugung stärker berücksichtigen.

Der Autor war bis zu seiner Pensionierung im Februar 2022 Wissenschaftlicher Leiter des ITE und Koordinator der Landeskompetenzzentrums Wasserstoffforschung HY.SH. Er zeichnet allein verantwortlich für den Inhalt dieses Papiers.

Literatur

- [1] TEAM CONSULT G.P.E. GmbH. Bandbreite von Speicherdauer und Speicherkapazität verschiedener Speichertechnologien, o.J. URL www.teamconsult.net/de/energiespeicher.php.
- [2] Projektträger Jülich. EnArgus-Wiki: Primärregelung, o.J. URL https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d8918-2/*/*/*Prim%C3%A4rregelung.html?op=Wiki.getwiki&search=Prim%C3%A4rregelung.
- [3] Sören Petzak, Peter Edel, Hendrik Berhalter, Wolfgang Zander und Sarah Roes. NEW 4.0: Abschlussbericht Arbeitspaket 3: Auswertung der Testphase, November 2020. URL https://www.stadtwerke-norderstedt.de/fileadmin/user_upload/Dokumente/NEW_4.0/BET_-_Abschlussbericht_AP3_-_Auswertung_Testphase.pdf.
- [4] Michael Berger. Der Strom- und Wasserstoffbedarf in Deutschland 2050. *Schriftenreihe interdisziplinäre Energieforschung des ITE*, 8, März 2023. ISSN 2748-0070;2748-0062. URL <https://doi.org/10.48591/5db6-ha85>.
- [5] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. SMARD.de Benutzerhandbuch, Juli 2022. URL www.smard.de/resource/blob/208546/108612cd96cc27646cb328f0ca9cb3d2/smard-benutzerhandbuch-07-2022-data.pdf.
- [6] Ulf Meerwald. Daten zur Energiewende, Januar 2022. URL <https://meerwald.net/energy/index.htm>.
- [7] Bruno Burger und Karin Schneider. Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland 2019: Mehr erneuerbare als fossile Energieerzeugung, Januar 2020. URL <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2019/oeffentliche-nettostromerzeugung-in-deutschland-2019.html>.
- [8] Susanne Haeseler, Peter Bissolli, Christiana Lefebvre, Jan Daßler und Volker Zins. Serie von Sturmtiefs im März 2019 über Europa mit Orkanböen in Deutschland, März 2019. URL https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/stuerme/20190320_sturmtiefs_europa.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [9] Umweltbundesamt. Kraftwerksleistung in Deutschland, April 2022. URL <https://www.umweltbundesamt.de/bild/kraftwerksleistung-in-deutschland>.
- [10] Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0. Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, 2023, zweiter Entwurf. URL <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>.
- [11] Bernd Möller. Planungsparameter Photovoltaik, Juli 2021. URL <https://solar.stoffstrom.org/solar-leitfaden/planung-von-solaranlagen/photovoltaik-2/>.

Ausgangspunkt der Auswertungen sind die vollständigen Daten der Bundesnetzagentur, wie sie unter www.smard.de unter der Lizenz CC BY 4.0 öffentlich zur Verfügung stehen. Alle Quellen wurden im Mai/Juni 2023 zuletzt abgerufen.

