

Regenerative Systemeffizienz

Günther Brauner

Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Gusshausstrasse 25/370-1, 1050 Wien, 0043 1 58801 370101,
guenther.brauner@tuwien.ac.at

Kurzfassung:

Bis zum Jahr 2050 wird voraussichtlich in Europa eine überwiegend regenerative Energieversorgung entwickelt. Aufgrund einer Metaanalyse der regenerativen Potenziale in Österreich, Deutschland und EU-28 [3] – [11] ergibt sich, dass die Potenziale nur für etwa 40 % des heutigen Endenergiebedarfs wirtschaftlich und umweltfreundlich zu realisieren sind. Photovoltaik wird voraussichtlich überwiegend auf Gebäuden installiert. Aufgrund einer Zeitreihenanalyse der regenerativen Angebote und der Lastprofile des Endenergiebedarfs kann der optimale Erzeugungsmix gefunden werden. Er besteht zu 75 % aus Windenergie und zu 35 % aus Photovoltaik mit dezentralen Speichern. Etwa 20 % des zukünftigen Energiebedarfs muss weiterhin aus thermischen Kraftwerken und zentralen Pumpspeichern als Ausgleichsenergie bereitgestellt werden.

Keywords: Systemeffizienz, Windenergie, Photovoltaik, Lastprofil

1 Langfriststrategien der regenerativen Energieversorgung

Der Übergang von der fossilen zur überwiegend regenerativen Energieversorgung wird durch die verfügbaren regenerativen Potenziale bestimmt. Von den technischen Potenzialen ist dabei nur ein kleiner Teil nutzbar. Diese werden als realisierbare Potenziale bezeichnet. Sie werden durch Wirtschaftlichkeit, Umweltauflagen und breite Akzeptanz der Bevölkerung bestimmt. Dabei ist das Gesamtsystem der Energieversorgung zu betrachten, dass aus den Erzeugungsquellen, den Übertragungs- und Verteilungsnetzen, den zentralen Pumpspeichern und dezentralen Akkumulatoren und den Sektoren der Endanwendung einschließlich deren Kopplung besteht. Während die Technologien der regenerativen Energieversorgung in ihren Grundprinzipien verfügbar sind, sind bei der umweltfreundlichen und damit akzeptablen Umsetzung noch Aufgaben zu lösen.

Als wirtschaftliche und umweltfreundliche Umsetzung kann eine Beschränkung des Bedarfs auf das akzeptierte regenerative Potenzial gelten. Eine hohe Systemeffizienz ist dabei notwendig. Systemeffizienz in den einzelnen Sektoren ist durch folgende Eigenschaften gekennzeichnet:

Erzeugungseffizienz Die regenerativen Energiequellen sollten in Regionen mit ausreichendem Potenzial installiert werden. Weiterhin sollte ihre Erzeugungscharakteristik in Richtung möglichst hoher Vollaststunden ausgelegt werden. Windenergie im Binnenland sollte daher vorwiegend aus Schwachwindanlagen bestehen um den Bedarf an Übertragungsleistung gering zu halten. Photovoltaik sollte vorwiegend in die Gebäude

integriert werden und mit lokalen Akkumulatoren ausgestattet werden. Weiterhin sollte die Erzeugungsleistung und die Speicherkapazität entsprechend dem lokalen Bedarf ausgelegt werden, damit ein unwirtschaftlicher Netzausbau zur Rückspeisung von PV-Strom möglichst vermieden wird.

Netzeffizienz Durch eine stärkere Dezentralisierung kann der Ausbau der Übertragungsnetze auf ein wirtschaftliches und umweltfreundliches Ausmaß reduziert werden. Im Übertragungsnetz stellen Freileitungen weiterhin die wirtschaftlichste Lösung dar. Im Verteilungsnetz sind dagegen Kabel als wirtschaftliche und umweltfreundliche Alternative möglich.

Effizienz der Endnutzung In diesem Bereich ist zukünftig eine hohe Endnutzungseffizienz erforderlich, da die regenerativen Potenziale nur für etwa 40 % des heutigen Energiebedarfs ausreichen. Durch Sektorenkopplungen sind hohe Effizienzsteigerungen möglich. **Power-to-Mobility** ersetzt das Fahrzeug mit Verbrennungsmotor durch Elektrofahrzeuge mit regenerativer Energieversorgung. Hierdurch kann der Endenergiebedarf des Verkehrssektors auf etwa 30 % gesenkt werden. Im Sektor der Gebäude stellt **Power-to-Heat** mit Wärmepumpen in thermisch gedämmten Gebäuden den Bedarf auf etwa 10 % absenken. Eine weitere Sektorenkopplung stellt **Power-to-Gas** dar, die entweder im Verkehrssektor den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen ermöglicht oder eine langfristige Energiespeicherung mittels Methanisierung ermöglicht.

2 Energiebedarf, Potenziale und Ressourcen in Europa

Der heutige Energiebedarf wird im Folgenden für die Länder Österreich, Deutschland und die Europäische Union der 28 Länder (EU-28) untersucht. Entsprechen der Tab. 1. liegt der Energiebedarf je Einwohner im Bereich von 25,2 bis 37,3 MWh/a. Der Elektrizitätsbedarf hat daran einen Anteil von 20,8 bis 24,3 %. Die Anteile der Anwendungssektoren am Endenergiebedarf sind im industrialisierten Europa sehr ähnlich.

	Österreich	Deutschland	EU-28
Einwohner EW Mio.	8,773	82,522	511,800
Fläche km ²	83.879	357.386	4.381.324
Einwohnerdichte EW/km ²	105	231	117
Endenergiebedarf TWh/a	327	2.517	12.883
Erneuerbare Energie am Endenergiebedarf	33,5 %	14,8 %	17,0 %
Endenergiebedarf pro EW in MWh/a	37,3	30,5	25,2
Elektrizitätsbedarf TWh/a	68	611	3.070
Elektrizitätsbedarf je EW in MWh/a	7,8	7,4	6,0
Elektrizität / Endenergie % 2016	20,8 %	24,3 %	23,8 %
<hr/>			
<i>Endenergiebedarfsanteile 2015</i>			
Haushalt	25 %	25 %	25,4 %
Verkehr	33 %	31 %	33,1 %
Industrie	26 %	29 %	25,3 %
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, GHD	16 %	15 %	16,2 %

Tabelle 1 Kennwerte des Energiebedarfs in Europa 2016 [1]

Der Anteil des Elektrizitätsbedarfs am gesamten Energiebedarf stellt einen Indikator für eine erfolgreiche Sektorenkopplung dar. Wie Bild 1 für Österreich zeigt, blieb dieser Anteil in den letzten 40 Jahren konstant und beträgt 20 %. Das bedeutet, dass die Sektorenkopplungen Power-to-Mobility mit dem elektrischen Antrieb und Power-to-Heat mit Wärmepumpen bisher keine entscheidende Entwicklung genommen hat. Hierdurch würde der Anteil der Elektrizität durch Substitution von fossilen Energieträgern am Endenergiebedarf ansteigen.



Bild 1 Elektrizitätsanteil am gesamten Endenergiebedarf in Österreich [1]

Durch Auswertung von verfügbaren Studien über die wirtschaftlich und umweltfreundlich realisierbaren regenerativen Potenziale im Bereich erneuerbare Elektrizität [3] – [11] ergibt sich (Tab. 2), dass die realisierbaren Potenziale nur etwa dem zweifachen heutigen Endelektrizitätsbedarf entsprechen. Das entspricht etwa 40 % des heutigen Endenergiebedarfs. Dies bedeutet, dass durch neue Technologien und Effizienzsteigerungen etwa 60 % des heutigen Bedarfs einzusparen sind.

TWh/a	Österreich		Deutschland		EU-28	
	2016	2050	2016	2050	2016	2050
Wasserkraft	39,3	42	20,6	22	340	500
Windenergie onshore	5,2	20	66,3	400	237	2.000
Windenergie offshore	-	-	12,3	200	47	700
Photovoltaik	0,5	30	38,1	250	102	1.500
Biomasse	2,5	20	50,8	60	169	300
Geothermie	0	0	0,16	20		60
Erneuerbare Elektrizität (EE)	47,5	112	188,2	952	895	5.060
<i>Endelektrizitätsbedarf</i>	68	140	611	1.200	3.070	6.200
% EE von Endelektrizitätsbedarf	70 %	80 %	31 %	79 %	29,2 %	82 %

Tabelle 2 Erneuerbare Elektrizität 2016 und Potenziale bis 2050 [1]

In Österreich bleibt die Wasserkraft bis 2050 mit einem Anteil von 37,5 % die dominierende regenerative Energiequelle. In Deutschland und EU-28 wird die Windenergie gefolgt von Photovoltaik den größten Anteil haben. In Tab. 2 wird bei der PV vorausgesetzt, dass diese nur in Gebäude integriert wird und dabei etwa 90 % der verfügbaren Dachflächen benötigen

wird. Die Windenergiepotenziale sind nur realisierbar, wenn die Raumordnung Siedlungsabstände unter 1 000 m zuläßt. Bei den heute teilweise vorgegebenen Abständen von 2 000 m reichen die Windenergiepotenziale nicht aus.

3 Sektorale Effizienzpotenziale

Da die Effizienzsteigerungen in der Energiewende wesentlich durch die Substitution von fossilen Endenergieanwendungen durch erneuerbare Elektrizitätsanwendungen erfolgt, soll im Folgenden der Anteil der fossilen Energieträger bei den einzelnen Sektoren untersucht werden. Bild 2 zeigt die absoluten Anteile des Ausgangszustandes der Sektoren im Jahr 2016 nach Energieträgern und absoluten Endenergiebedarf und Bild 3 die Minderungen durch Substitution und Effizienzsteigerung, ebenfalls in absoluten Anteilen.

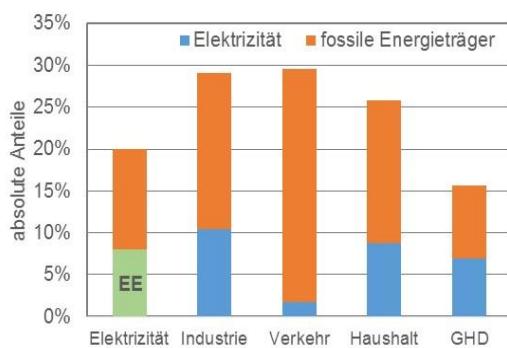


Bild 2 Energiebedarf der Sektoren 2016

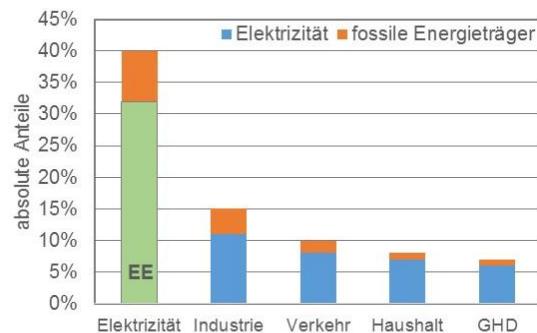


Bild 3 Endenergiebedarf nach Sektoren 2050 [1]

Im Jahr 2050 wird der Gesamtbedarf auf 40 % reduziert und die einzelnen Sektoren der Endanwendung steigern den Anteil der regenerativen Elektrizität und mindern den Bedarf durch Technologiewechsel (z.B. Elektromobilität anstelle Verbrennungsantrieb, Wärmepumpe anstelle Ölheizung). Etwa 20 % des Endenergiebedarfs im Jahr 2050 werden weiterhin durch fossile Energie bereitgestellt, da eine langfristige Speicherung von erneuerbarer Elektrizität weder wirtschaftlich noch von den Speicherpotenzialen her aus heutiger Sicht möglich ist.

4 Erzeugungsmix und Deckungsrate

4.1 Zukünftiger Erzeugungsmarkt

Der Übergang zur überwiegend regenerativen Energieversorgung führt zu massiven Ausbau von Windenergie und Photovoltaik. Windenergie ist sehr Raumwirksam indem sie große Gebiete zur Aufstellung von Windenergieanlagen und den Ausbau von Übertragungsleitungen erforderlich macht. Photovoltaik erfordert Installationen auf den überwiegenden Gebäudeflächen. Im Bereich der PV-Anlagen ist die Entwicklung der Bürgerkraftwerke sehr

wahrscheinlich, da sie im Vergleich zu den steigenden Strompreisen wirtschaftlich zu betreiben sind. Da die Grenzkosten der regenerativen Erzeugungsquellen nahe bei Null liegen, sind PV-Installationen nur wirtschaftlich, wenn die dezentral erzeugte Energie überwiegend auch lokal genutzt wird.

Windenergie in Onshore- und Offshore-Anlagen wird zukünftig ihre Wirtschaftlichkeit verbessern. Thermische Kraftwerke werden als Lieferanten von Ausgleichsenergie infolge ihrer verminderten Vollaststunden im Bereich von etwa 1.500 h/a und durch gestiegene Brennstoffpreise in ihren Erzeugungskosten steigen, während die von Windenergieanlagen durch Massenfertigung eher fallen werden. Die sich hierdurch öffnende Schere der Vergleichskosten wird die Wirtschaftlichkeit der Windenergieanlagen verbessern. Die thermischen Kraftwerke werden möglicherweise als sicherheitsrelevante Erzeugungsanlagen nicht mehr nach Grenzkosten des freien Energiemarktes sondern als Regel- und Ausgleichsenergie gehandelt.

4.2 Methode: Zeitreihenanalyse mit Erzeugungs- und Lastprofilen

Zur Analyse der möglichen regenerativen Deckungsrate werden Zeitreihenanalysen mit viertelstündlichen Werten des Dargebots von Windenergie und Solarstrahlung verwendet. Diese gelten für die Ostregion Österreichs. Die Windenergie stellt eine zentrale Erzeugungstechnologie dar, die entweder Küstennah oder in Regionen mit hohem Winddargebot konzentriert ist. Die Photovoltaikanlagen werden als gleichmäßig verteilt über alle Dachflächen von Gebäuden angenommen. Sie stellen eine verbrauchsnahe dezentrale Erzeugungstechnologie dar. Der Haushaltssektor wird hierdurch direkt versorgt, sowie durch Windenergie und thermisch erzeugte Ausgleichsenergie aus dem überlagerten Netz. Besonders interessant erscheint eine Untersuchung der möglichen energetischen Deckungsrate im Haushalt aus einer Mischung aus dezentraler und zentraler Erzeugung.

Der Elektrizitätsbedarf der Haushalte wird durch Lastprofile nachgebildet. Die H0-Lastprofile werden nach Wochentag, Samstag und Sonntag, sowie nach Sommer und Winter und die Übergangsperioden im Frühjahr und Herbst modelliert. Ergänzend wird der Elektrizitätsbedarf für die Elektromobilität berücksichtigt. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Durchdringung der Elektromobilität im Jahr 2050 bei 500 Elektromobilen je 1000 Einwohner liegt. Die Elektromobilität wird in der Zeitreihenanalyse ebenfalls durch normierte Lastprofile nach Leitinger [2] berücksichtigt.

Die Analyse mit mittleren regionalen Erzeugungsprofilen und normierten Lastprofilen stellt eine realitätsnahe Betrachtung dar, bei der größere Kollektive aus Erzeugung und Endnutzung aufeinander treffen. Im Kollektiv haben einzelne Haushalte mit Elektromobilität nur eine mittlere Spitzenlast von wenigen Kilowatt und können daher ohne Leistungsbegrenzung versorgt werden. Bei der Betrachtung von einzelnen Haushalten mit zugeordneter Photovoltaikanlage kann die Spitzenlast je Haushalt mit etwa 15 kW deutlich über einer wirtschaftlich vertretbaren PV-Erzeugungsleistung von wenige Kilowatt liegen. Dezentrale Erzeugungskollektive von PV-Anlagen im Verteilungsnetz und im Übertragungsnetz weiträumig vernetzte Windenergieanlagen ergeben Erzeugungsprofile mit verminderter Fluktuation und erlauben bei Vernetzung mit Verbraucherkollektiven eine Endnutzung ohne starke Leistungsbegrenzung. Bild 4 zeigt einen Ausschnitt der Zeitreihe aus Windenergie- und Photovoltaikerzeugung.

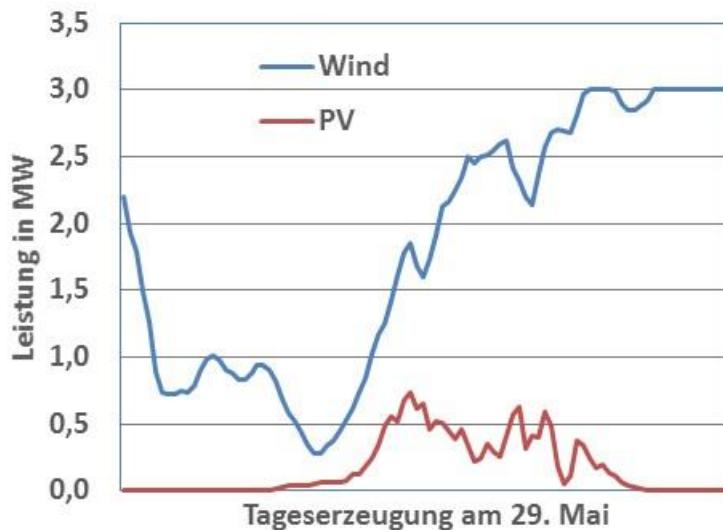


Bild 4 Ausschnitt aus der Zeitreihe von Windenergie und Photovoltaik [1]

4.3 Deckungsrate bei regenerativer Stromerzeugung

Die möglichen Deckungsraten des Elektrizitätsbedarfs bei überwiegend regenerativer Erzeugung werden durch die Charakteristik der Quellen bestimmt. Laufwasserkraftwerke haben eine sehr gleichmäßige Erzeugungscharakteristik und sind daher sehr günstig für eine hohe Deckungsrate. Entsprechend Tab. 2 stellen sie in Österreich auch im Jahr 2050 mit 37,5 % die dominante Erzeugungsquelle dar. In Deutschland wird die Wasserkraft nur noch einen Anteil von 2,3 % haben und in der EU-27 werden die nur 9,9 % sein.

Die größten Herausforderungen stellen wegen ihrer Fluktuationen Erzeugungssysteme dar, die nur aus Windenergie und Photovoltaik bestehen. Für diese Systeme sollen die möglichen Deckungsraten der Last bestimmt werden, die als worst-case der zukünftigen Energieversorgung gelten können.

4.3.1 Deckungsrate mit PV ohne Speichereinsatz

Mit PV allein ohne Speicher kann nur ein Teil der Haushaltlast gedeckt werden, da das Erzeugungs- und das Lastprofil nur eine geringe Überdeckung zulassen. Zudem sind insbesondere im Winter längere Perioden mit geringem solarem Dargebot zu erwarten.

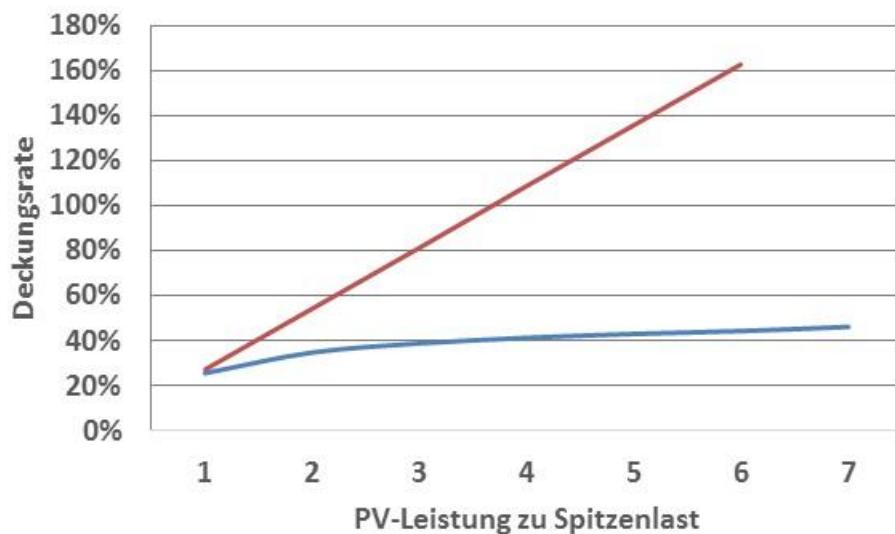


Bild 5 Vergleich von PV-Erzeugung (rot) und Deckungsrate (blau) der Haushaltslast [1]

Bild 5 zeigt die mögliche Deckungsrate über der PV-Leistung im Verhältnis zur mittleren Spitzenlast entsprechend den Lastprofilen. Die rote Kurve zeigt die erzeugte PV-Energie und die blaue den Anteil der nutzbaren Jahresenergie.

Bei einem Verhältnis der PV-Leistung im Vergleich zur Spitzenlast von zwei erreicht die jährliche Deckungsrate nur 35 %. Eine Steigerung der installierten PV-Leistung führt zu hohen Exporten in das Verteilungsnetz. Da die Grenzkosten der PV-Erzeugung nahe bei Null liegen, ist die Vermarktung unwirtschaftlich. Zudem kommt es ab einem Erzeugungsverhältnis von etwa vier bis fünf zu einer Überlastung der Verteilungsnetze bzw. zu einem unwirtschaftlichen Netzausbau mit geringer Nutzungsstundenzahl (Vollaststunden).

4.3.2 Deckungsrate mit Speichereinsatz

Durch Einsatz von dezentralen Speicherkapazitäten lässt sich die solare Deckungsrate deutlich erhöhen. In Bild 6 ist dies für ein optimales Verhältnis von zwei aus Erzeugungsleistung zur Spitzenlast dargestellt.

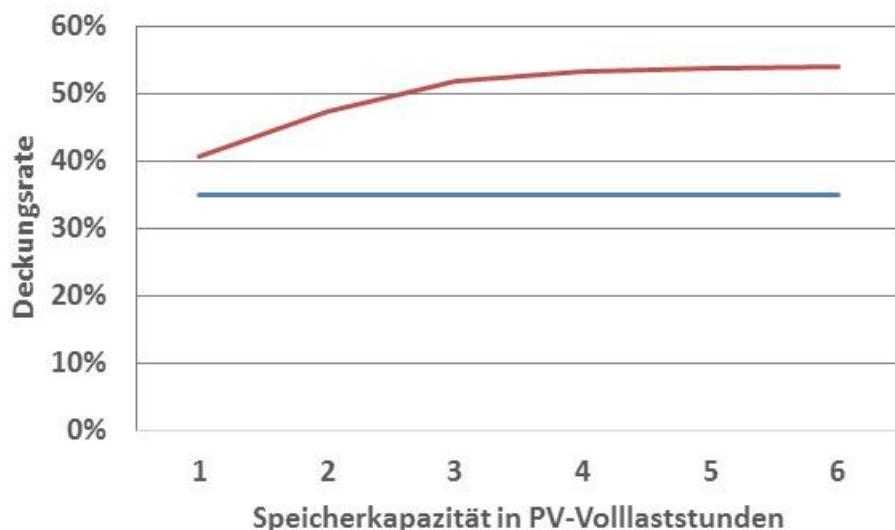


Bild 6 Deckungsrate mit Solarspeichern (blau: ohne Speicher, rot: mit Speicher) [1]

Größere Speicherkapazitäten als zur Aufnahme von drei Vollaststunden der installierten PV-Leistung führen zu keiner höheren jährlichen Deckungsrate. Dies ist in den langen jährlichen Perioden mit geringer Solarstrahlung begründet, die zu unwirtschaftlich großen Speicherkapazitäten führen würden.

Die Ergebnisse der Zeitreihensimulation mit Lastprofilen zeigen, dass dezentral nur eine Deckungsrate von 50 % mit Photovoltaik und Speichern zu erreichen ist. Aus der Sicht der Energieversorger bzw. Stromhändler bedeutet dies aber, dass etwa 50 % der dezentralen PV-Energie im Rahmen von Abnahmeverträgen gehandelt werden kann.

4.3.3 Deckungsrate bei optimalen Erzeugungsmix mit Speichern

Eine gemischte Energieversorgung aus Photovoltaik und Windenergie erlaubt hohe Deckungsraten. In Tab. 3 sind hierzu einige Varianten zusammengestellt. Günstig ist ein Verhältnis von 75 % der Jahresenergie aus Windenergie und 25 % aus Photovoltaik. Damit ist auch mit relativ kleinen dezentralen Speichern eine Deckungsrate über 80 % möglich. Dies stellt auch eine wirtschaftliche Auslegung dar, bei dem Perioden mit geringem regenerativem Dargebot aus Backup-Kraftwerken und zentralen Speichern mit Ausgleichsenergie versorgt werden.

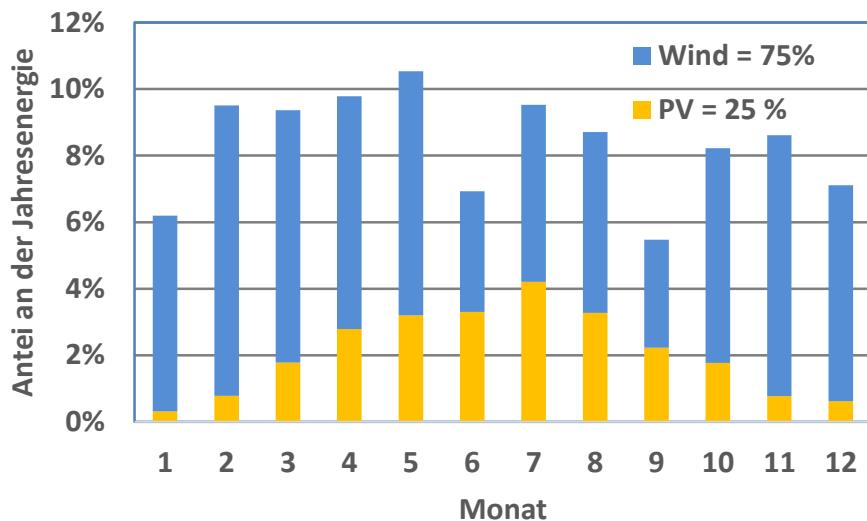
*Bild 7 Monatliche Deckungsanteile aus Windenergie und PV [1]*

Bild 7 zeigt die monatliche Deckung des Bedarfs. Die Rolle der PV-Energie für eine möglichst hohe Deckungsrate wird häufig unterschätzt. Sie erlaubt weitgehend ohne demand-side-management eine freie Energienutzung wie in früheren Perioden der Versorgung mit thermischen Kraftwerken.

Wie Tab. 3 in der mittlere Spalte zeigt, ist bei reiner Winderzeugung unter sonst gleichen Voraussetzungen nur eine Deckungsrate von 69 % möglich. Ohne dezentrale Speicher (letzte Spalte) sinkt die Deckungsrate aus Windenergie auf 64 %.

Jahresenergieanteile	Jahresenergie	Jahresenergie	Jahresenergie
Windenergieanteil	75 %	100 %	100 %
PV-Anteil Energie	25 %	0 %	0 %
Erzeugung/Last (Jahresenergie)	130 %	130 %	130 %
Speicher in h der Wind- und PV-Leistung	1 h	1 h	0 h
Jahres-Deckungsrate	81,7 %	69,2	64,4 %

Tabelle 3 Varianten aus Erzeugungsmix und Speichereinsatz [1]

5 Zusammenfassung und Ausblick

Eine überwiegend regenerative Energieversorgung bis zum Jahr 2050 ist möglich, wenn der Bedarf durch effiziente Endnutzung (Elektromobilität, Wärmepumpe) und durch Sektorenkopplung Power-to-Mobility, Power-to-Heat, Power-to-Gas auf etwa 40 % des heutigen Bedarfs abgesenkt wird. Die hohe Raumwirksamkeit der regenerativen Erzeugungsanlagen vermindert sich bei hoher Systemeffizienz durch Abstimmung der dezentralen Erzeugung auf den Bedarf und durch die Installation von Schwachwindanlagen im Binnenland. Systemeffizienz kann auch die Akzeptanz der Bevölkerung beim Ausbau von Windenergie und PV sowie beim notwendigen Ausbau insbesondere der Übertragungsnetze verbessern.

Literatur

- [1] Brauner, G.: Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung, Springer Verlag 2019, ISBN 978-3-658-24853-6.
- [2] Leitinger, C.: Netzintegration von solarer elektrische Mobilität – Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem. Dissertation an der Technischen Universität Wien, 2011.
- [3] Räumlich differenzierte Flächenpotenziale für erneuerbare Energien in Deutschland. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, BMVI-Online-Publikation, Nr. 08/2015.
- [4] Potenzial der Windenergienutzung an Land - Kurzfassung. Bundesverband Windenergie, BWE 2011.
- [5] Europe's onshore and offshore wind energy potential. European Environmental Association, Report EEA 06/2009.
- [6] Erneuerbare Energie in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016.
- [7] Das realisierbare Windpotenzial Österreichs für 2020 und 2030. Forschungsprojekt des Kima- und Energiefonds 2014, Auftragnehmer Energiewerkstatt.
- [8] Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Fraunhofer IWES.

[9] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht DLR, Fraunhofer IWES und IfnE, 2012.

[10] Beurskens, LWM, Hekkenberg, M.: Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States. European Environment Agency, 2011.

[11] Wasserkraftpotenzialstudie Österreich, Pöyry-VEÖ 2008.