

Strategien zur dezentralen Energie mit PV bis 2050

Günther Brauner

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe/TU Wien, Gusshausstrasse 25/370-1,
Telefonnr. 0043 1 58801 370110, brauner@ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung: Die langfristige Energiestrategie von Europa setzt bis zum Jahr 2050 auf überwiegend nachhaltige Energieversorgung. Photovoltaik und Wind werden die überwiegenden Quellen. Die niedrigen Volllaststunden erfordern hohe Leistungen, die zu einem hohen Ausbaubedarf der Netze führen. Durch Begrenzung der Spitzenleistungen der Quellen können bei geringen Verlusten der Jahresenergie erhebliche Netzausbauleistungen eingespart werden.

Keywords: Photovoltaic, peak load, limitation, distribution grid

1 Strategien der nachhaltigen Energieversorgung

Europa hat das Ziel, längerfristig die Energieversorgung auf nachhaltige Energiequellen umzustellen. Dabei unterscheiden sich die kurzfristigen und langfristigen Strategien. Kurzfristig soll bis zum Jahr 2020 entsprechend dem Klimaschutzpaket [1], [2] der Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) auf 20% steigen. Die langfristigen Ziele bis 2050 sind noch nicht festgelegt, sehen aber eine überwiegend regenerative Energieversorgung vor.

Die Richtlinie COM (2008)19 [1] gibt für die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union unterschiedliche Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen und zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien (EE) bis zum Jahr 2020 vor. Deutschland muss seine Emissionen um 14% bezogen auf das Referenzjahr 2005 absenken und der Anteil der EE an der Endnutzung soll von 5,8% (2005) auf 18% gesteigert werden. Im Bereich der elektrischen Energie soll der Anteil der EE von 12,5% im Jahr 2005 auf 40% gesteigert werden. Die Zielvorgaben für Österreich sind: Der Anteil der EE an der Endnutzung soll von 23,2% (2005) auf 34% gesteigert und die Emissionen um 16% gegenüber 2005 vermindert werden. In der Elektrizität soll sich der Anteil der EE von derzeit 60,8% (2005) auf 70,6% (2020) [6] erhöhen. Die Entwicklungsziele für die übrigen Mitgliedsstaaten fallen sehr unterschiedlich aus, entsprechend der unterschiedlichen nachhaltigen Potenziale, der unterschiedlichen historischen Entwicklungen und der unterschiedlichen Strategien dieser Länder.

Das Klimaschutzpaket der EU stellte eine kurzfristige Entwicklungsstrategie bis zum Jahr 2020 dar. Die wesentlichen Potenziale stellen hierbei insbesondere Photovoltaik und Windenergie dar. Die Wasserkraft hat in Europa nur noch begrenzte Ausbaupotenziale. Ebenso sind die kurzfristig nutzbaren Potenziale von Biomasse und Geothermie beschränkt.

Langfristig strebt die EU eine überwiegend nachhaltige Energieversorgung bis zum Jahr 2050 an. Ob dies aus der Sicht der technologischen Entwicklungen, des Ausbaus der Infrastrukturen, insbesondere der Netze und der langfristigen Speicherkapazitäten und der Ak-

zeptanz der Bevölkerung sowie der Industrie und des Gewerbes möglich ist, werden die zukünftigen Entwicklungen erst zeigen.

Die kurz- und langfristigen Strategien unterscheiden sich im Wesentlichen durch die folgenden Eigenschaften:

Kurzfristige Energiestrategie bis 2020

Die Leistungen der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen aus Wind und PV erreichen gerade die Höchstlast der Netze. Damit ist es prinzipiell möglich, die Bilanzierung der Netze mit den heute vorhandenen Speicherkapazitäten vorzunehmen, wenn die thermischen Kraftwerke flexibel eingesetzt werden. Die Verluste an EE durch nicht zeitgerechte Nutzungs-, Transport- oder Speichermöglichkeiten sind gering und betragen nur wenige Prozent. Dies sind die überwiegenden Szenarien in Europa bis zum Jahr 2020.

Langfristige Energiestrategie bis 2050

Die Leistungen der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen aus Wind und PV übersteigen zeitweilig die Höchstlast der Netze in bedeutendem Ausmaß. Der Ausbau der langfristigen Speicherkapazitäten kann aus Gründen der begrenzten Ausbaupotenziale, der geringen Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit nicht adäquat erfolgen. Weiterhin wird es voraussichtlich schwierig sein ein transnationales Supergrid im dicht besiedelten Europa zu realisieren. Die zukünftigen Entwicklungsstrategien der elektrischen Energieversorgung müssen sich daher stärker auch die dezentralen Energiesysteme als Ergänzung zu den weiterhin notwendigen zentralen Systemen entwickeln und in ein kooperatives Gesamtsystem der Energienutzung integrieren. Die heute übliche Entwicklung und Förderung der EE ohne Betrachtung der hierdurch entstehenden Folgekosten für den Ausbau der Netze und der Speicher, sowie der Systemstabilisierung müssen einer gesamtheitlichen volkswirtschaftlichen und umweltrelevanten Betrachtung weichen, die minimale volkswirtschaftliche Kosten und insgesamt geringste Umweltauswirkungen abstrebt.

Folgende Strategien für die überwiegende nachhaltige elektrische Energieversorgung sind bis 2050 in ihrer Eignung zu überprüfen und bei positiver Prüfung zu entwickeln und umzusetzen:

- Ausbau der zentralen Speichertechnologien mittels Pumpspeichern. Hierbei muss eine große Zahl der derzeitigen Jahresspeicher im Pumpspeicher umgebaut werden mit ausreichend großen Wälzvolumina.
- Ausbau der Übertragungsnetze, insbesondere für die Integration der Onshore- und Offshore-Windenergie und Ausbau der Verteilungsnetze, insbesondere für die Integration der Photovoltaik.
- Entwicklung von Power-to-Gas und Gas-to-Power Technologien. Hierbei wird überschüssige regenerativ gewonnene Elektrizität durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und somit das Netz entlastet. Ein Teil des Wasserstoffs kann direkt für Brennstoffzellenfahrzeuge verwendet werden oder in dezentralen Brennstoffzellen-Kraftwerken für die Elektrizitätsversorgung verwendet werden. Hiermit ist insbesondere bei starkem Ausbau der PV eine Verlagerung der mittäglichen PV-Erzeugung für den Abend- und Nachtbedarf möglich.
- Umwandlung von Wasserstoff mittels CO₂ aus Abgasen der thermischen Kraftwerke oder aus der Atmosphäre in Öko-Methan. Damit ist eine langfristige Speicherung in

den Porenspeichern der ausgebeuteten Erdgasfelder möglich und eine Verlagerung insbesondere von PV-Erzeugung vom Sommer in den Winter möglich.

- Erhöhen der Flexibilität der Verbraucher in den Elektrizitätsnetzen, insbesondere Großverbraucher wie Heizungs- und Klimaanlage eignen sich hierfür, um deren Bedarfscharakteristik stärker an die die fluktuierende Erzeugungscharakteristik von Wind und PV heranzuführen.
- Entwickeln von Ladestrategien für die Elektromobilität, die ebenfalls durch das fluktuierende Dargebot der EE bestimmt werden.
- Anpassen der Erzeugungscharakteristik von Wind und PV in Richtung Leistungsbegrenzung und höhere Volllaststunden. Bei Windenergie ist dies durch Überdimensionierung der Rotoren gegenüber den Generatoren möglich. Bei PV müssen die kurzzeitigen Leistungsspitzen entweder abgeschnitten werden oder lokal in nicht elektrischen Anwendungen wie Heizung, Klimatisierung oder Ladung von E-Mobilen verwendet werden.

2 Langfristige Strategien für Windenergie und Photovoltaik

Die Mitgliedsstaaten der EU hatten im Jahr 2010 einen „National Renewable Energy Action Plan“ (NREAP) [6] auszuarbeiten, in dem sie darstellen, wie sie die individuellen Nachhaltigkeitsziele der Europäischen Klimastrategie bis 2020 erreichen wollen. Österreich setzt in seiner Strategie auf die gemäßigte Entwicklung von Wasserkraft, Windenergie und Biomasse (Tabelle 1). Photovoltaik spielt in dieser Kurzfriststrategie nur eine untergeordnete Rolle. Langfristig sind die Potenziale von Wasserkraft und Windenergie beschränkt und die PV bietet bedeutende Potenziale. Dies wurde in einer Studie über die nachhaltigen Potenziale zur Elektrizitätserzeugung in Österreich bis 2050 untersucht [7].

Erzeugungstechnologie	2005 NREAP [6]		2020 NREAP [6]		2050 Potenzial [7]	
	Leistung MW	Arbeit GWh/a	Leistung MW	Arbeit GWh/a	Leistung MW	Arbeit GWh/a
Wasserkraft	7.907	31.125	8.997	42.112		52.000 ¹
Windenergie	694	1.343	2.578	4.811	4.000	8.000
Photovoltaik	22	21	322	306	23.000 ²	31.000 ²
Biomasse	976	2.823	1.281	5.147	Nicht untersucht	
Geothermie	1	2	1	2	Nicht untersucht	
Gesamt	9.600	41.314	13.179	52.377		91.000

¹) davon 10.000 GWh/a aus Pumpspeichern, ²) PV-Wirkungsgrad von 20% vorausgesetzt (2050)

Tabelle 1 Nachhaltige Energiestrategie bis 2020 und nachhaltige Potenziale für Österreich [6], [7]

Wenn vorausgesetzt wird, dass PV aus Gründen des Umweltschutzes nur auf Dach- und Fassadenflächen installiert wird, ergibt sich für den heutigen Gebäudebestand bei einem

mittleren Wirkungsgrad der PV-Anlagen von 12% ein Potenzial von 17 GW bzw. 16 TWh/a auf den Dachflächen und 6 GW bzw. 4 TWh auf Fassadenflächen. Insgesamt sind dies 20 TWh/a. Um mit dem Gebäudeflächenpotenzialen das Ziel von 31 TWh/a zu erreichen, müssten die PV-Technologien derartig verbessert werden, dass der Wirkungsgrad von derzeit 12% auf 20% gesteigert wird.

Die Photovoltaik wird in den langfristigen Energiestrategien von Österreich einen bedeutenden Anteil haben müssen und wird ein wesentliches Entwicklungsziel bei den energieaktiven Siedlungen und Städten insbesondere bei der Klimatisierung von Gebäuden und der Elektromobilität spielen. Es wird damit möglich, eine nachhaltige Elektrizitätsversorgung von Österreich zu realisieren. Der derzeitige Elektrizitätsbedarf liegt bei etwa 70.000 GWh/a und das Potenzial bei 91.000 TWh/a, somit ist eine voll regenerative Energieversorgung Österreichs möglich, wenn einerseits die Energieeffizienz gesteigert wird, und andererseits fossile Heizungen durch elektrisch betriebene Wärmepumpen ersetzt und fossil betriebene Fahrzeuge durch elektrisch angetriebene Fahrzeuge ersetzt werden.

Deutschland hat andere Voraussetzungen der nachhaltigen Energieversorgung. Die Wasserkraft hat nur noch geringe Ausbaupotenziale bis 5,3 GW (Tabelle 2) [3], [4], [5]. Onshore- und Offshore-Windenergie stellen bedeutende Potenziale bis 2050 dar, aber auch Photovoltaik und Biomasse sind bedeutend. Im Vergleich mit Österreich erscheinen die langfristigen PV-Strategien als zu gering geschätzt.

Erzeugungstechnologie	2005 [4]		2020 VDE-AT40 [5]		2050 Langfristszenario[4]	
	Leistung GW	Arbeit TWh/a	Leistung GW	Arbeit TWh/a	Leistung GW	Arbeit TWh/a
Wasserkraft	4,33	19,6	5	21	5,2 – 5,3	25
Windenergie	18,4	27,2	58	127	115–140	260
Photovoltaik	1,98	1,3	60	48	82 – 86	63,8
Biomasse	3,12	14,0	7	47	10,4	59,2
Geothermie	0	0	0	0	5 – 9	19,2
Gesamt	27,85	62,1	130	243	218-251	427,4

Tabelle 2 Nachhaltige Energiestrategie in Deutschland bis 2050 [4], [5]

3 Strategien der PV-Nutzung

Photovoltaik hat nur etwa 1000 Volllaststunden pro Jahr, Onshore-Windenergie 2.000 h/a, Offshore-Wind 3.500 h/a und Wasserkraft etwa 4.500 h/a. Zum Vergleich habe Kernkraftwerke 8.000 h/a und Kohlekraftwerke im Mittel etwa 6.400 h/a. Bei der Stilllegung von Kernkraftwerken müsste für die gleiche Jahresenergie die achtfache PV-Leistung installiert werden.

Abb. 1 zeigt einen Vergleich der zu installierenden Leistungen. Thermische Gas- und Kohlekraftwerke sowie Wasserkraftanlagen kommen durch ihre hohen Volllaststunden mit geringen Installationsleistungen aus und lassen sich daher mit geringem Aufwand in bestehende

Netzinfrastrukturen integrieren. Offshore-Windenergie erfordert durch seine abgelegene Installation Zubringer-Leitungen und eventuell HGÜ-Backbones um die Lastzentren zu erreichen. Onshore-Windenergie und PV benötigen bei massivem Ausbau einen starken Netzausbau.

Bei zentraler Installation am Ort der stillgelegten Kernkraftwerke würden Perioden mit hoher Übererzeugung mit Netzüberlastung auftreten und auch die Netzkapazitäten wären in erheblichem Ausmaß zu erhöhen. Weiterhin wären hohe Leistungen von Speichern mit ausreichendem Volumen zu installieren. Die zentrale Nutzung ist daher sehr wenig effizient in Bezug auf diese benötigten Ressourcen.

Bei der bisherigen Förderstrategie bleiben die Kosten für die Netzintegration unberücksichtigt.

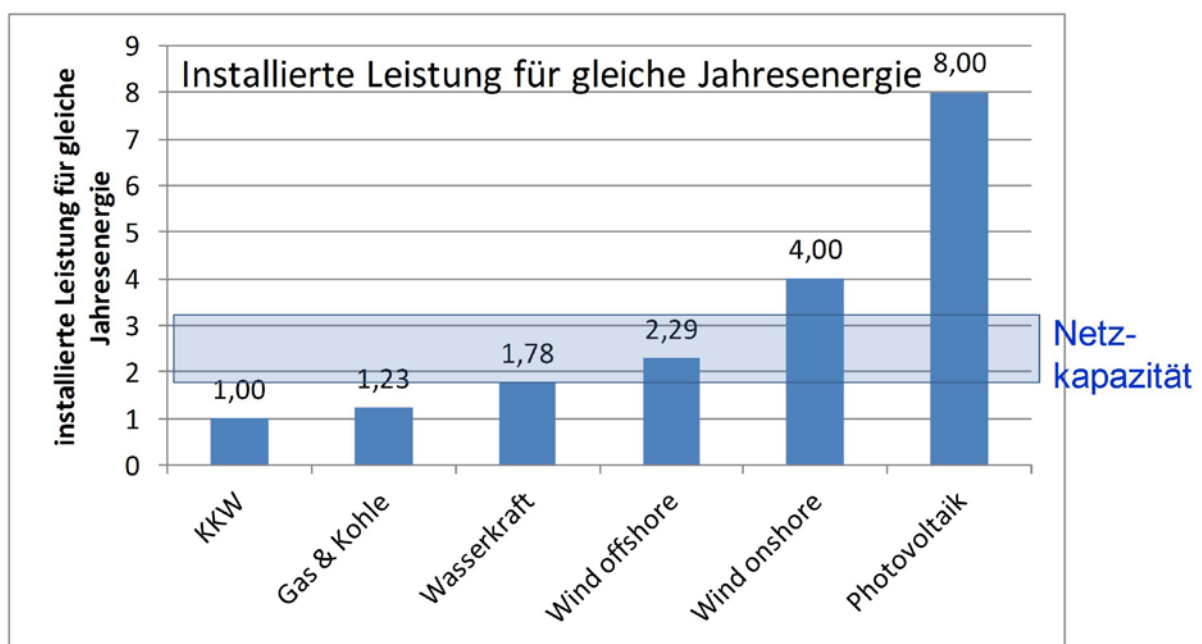


Abb. 1 Vergleich der Installationsleistungen für gleiche Jahresenergie

Dezentrale PV-Installationen in Siedlungen, energieaktiven Städten oder Regionen können in Zukunft vorteilhaft sein, wenn sich die Verbraucherprofile derart anpassen lassen, dass sie sich stärker an der fluktuierenden Erzeugung orientieren.

Für eine Kosten-Nutzen-Analyse sollen im Folgenden die jährlichen Nutzungsstunden des zusätzlichen Netzausbaus betrachtet werden. Abb. 2 zeigt hierzu die Jahresdauerlinien der PV-Erzeugung für drei verschiedene Anordnungen:

- Sun-Tracker, hierbei werden die PV-Anlagen dem Sonnenstand nachgeführt und es ergeben sich Volllaststunden von 1.300 h/a,
- Süd-Ausrichtung mit festem Erhebungswinkel von 30° ergeben 1.050 h/a,
- Anordnung an der Fassade in Süd-Ost-Ausrichtung haben 670 h/a.

Die Untersuchungen wurden im Zeitraum von 2010 bis 2012 im Photovoltaik-Forschungszentrum in Zwentendorf/NÖ durchgeführt, das von der EVN zusammen mit der TU-Wien betrieben wird.

Wenn die in das Netz eingespeiste Leistung auf 70% der installierten Leistung beschränkt wird, ergeben sich 30% Einsparungen bei den Netzkapazitäten. Es geht aber dabei nur ein geringer Anteil der Jahresenergie verloren, der 4% beim Sun-Tracker, 3% bei Süd-Ausrichtung und 2% bei Anordnung an der Fassade ausmacht. Diese Energie kann lokal z.B. zur Heizung eines Warmwasserkessels oder mittels Wärmepumpe zur Heizung oder Kühlung verwendet werden und sollte nicht über das Netz transportiert werden.

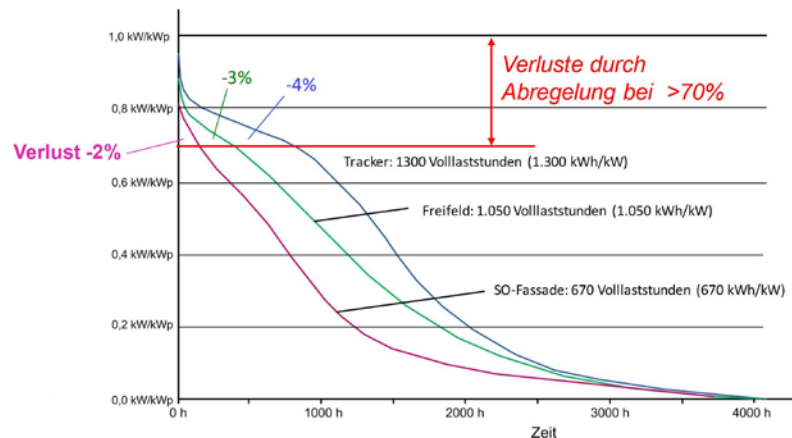


Abb. 2 Jahresdauerlinien von PV-Installationen und Energieverluste durch Begrenzung

Die Fixkosten von Anlagen werden durch die jährliche Nutzungsdauer bestimmt. In Abb. 3 ist die Nutzung von Netzkapazitäten, die zum Transport von Leistungen dienen, die über 70% der installierten Erzeugungsleistungen liegen dargestellt.

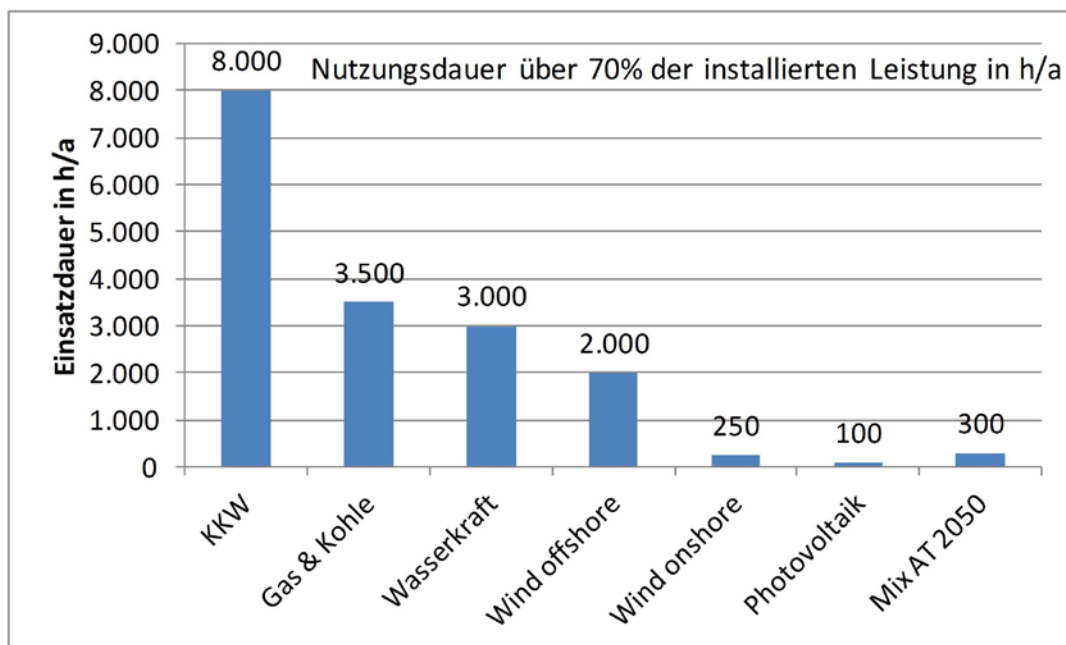


Abb. 3 Nutzungsdauer der Installierten Netzkapazität über 70%

Abb. 3 zeigt, dass insbesondere bei Onshore-Wind und PV die Nutzungsstunden sehr gering sind, d.h. der Netzausbau entsprechend der Spitzenleistung der installierten EE ist nicht wirtschaftlich darstellbar. Zukünftig ist daher eine Leistungsbegrenzung der EE bei Elektrizitätsexporten in das überlagerte Netz energiewirtschaftlich sinnvoll. Die Leistungsbegrenzung bei Windenergieanlagen kann durch Überdimensionierung der Rotorfläche im Vergleich zur installierten Generatorleistung erfolgen. Hierdurch sind auch bei Onshore-Anlagen Volllaststunden von mindestens 3.000 h/a möglich. Die vermiedenen Netzkosten sind hierbei wesentlich größer als die zusätzlichen Investitionskosten der Windenergieanlagen.

Bei PV-Anlagen wird derzeit eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70% der installierten Leistung bereits in Deutschland vorgeschrieben. Ab 2014 müssen die Umrichter von privaten Installationen bereits derartige Begrenzungen ermöglichen. Bei PV-Großanlagen wird die Begrenzung zentral vom Netzoperator vorgenommen. Hierzu müssen die Anlagen die Möglichkeit schaffen, dass Leistungen durch Fernsteuerung reduziert werden kann.

4 Literatur

- [1] Directive of the European Parliament and the Council on the promotion of use of renewable energy sources in the end-use. COM(2008) 19.
- [2] Package implementation measures for the EU's objective on climate change and renewable energy for 2020. SEC(2008) 85/3.
- [3] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland (Leitzszenario 2009). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, August 2009.
- [4] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.(Leitzszenario 2012). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 29. March 2012.
- [5] VDE: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. VDE-Studie 2012.
- [6] L.W.M. Beurskens, M. Hekkenberg: Renewable energy projections as published in the national renewable energy action plans of the European Member States. ECN-E 10-069, 1. Feb. 2011
- [7] Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel – Super4-Micro-Grid. Forschungsprojekt des Klima- und Energiefonds 2011.