

DIPLOMARBEIT

**Autonome regenerative Energieversorgung von
Passivhaussiedlungen**

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades
eines Diplom-Ingenieurs unter der Leitung von

o.Univ.-Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner
am
Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
(Institutsnummer: E373)

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Andreas Ehrenhöfer
Mtr.Nr. 0125404
Geiselbergstraße 27-31/15/16, 1110

Oktober 2007

Abstract

In this paper an autonomous electrical supply for low energy residential houses is examined. In a simulation renewable energy sources on four locations in Austria will be used to meet the local demand for electrical power. In case of insufficient supply, an additional energy source has to provide the difference. In this case a fuel cell based on hydrogen will generate additionally needed energy whereas the fuel is produced in times of excess energy using water electrolysis. The simulation results show the installed capacities required to meet the electrical demand. Furthermore, the thermal energy contribution for domestic hot water and heating by using the fuel cell is determined.

Kurzfassung

In dieser Arbeit wird die energie- und leistungsautonome elektrische Versorgung von Passivhaussiedlungen untersucht. In einer Simulation werden regenerative Energieträger an vier repräsentativen Standorten Österreichs eingesetzt, um dort den Strombedarf zu decken. Liefern die Stromquellen zu wenig Strom, muss der Fehlbetrag durch andere Energiequellen aufgebracht werden. In diesem Fall kommt eine auf Wasserstoff basierende Brennstoffzelle zum Einsatz, deren Treibstoff Wasserstoff mit der überschüssigen Energie durch Elektrolyse hergestellt wird. Die Simulation soll zeigen, welche Leistungen installiert werden müssen, um eine autonome Stromversorgung zu garantieren und welchen Beitrag die Abwärme der Brennstoffzelle zur Gebäudeheizung bzw. Wasseraufbereitung liefern kann.

Danksagung

An erster Stelle danke ich meinem Betreuer Herrn o.Univ.-Prof. Dr.-Ing.Günther Brauner. Ohne sein Engagement in dem Bereich dezentraler regenerativer Energiesysteme, durch welches er mir dieses Thema schmackhaft gemacht hat, und seine produktiven Anstöße wäre diese Arbeit nicht entstanden.

Bedanken möchte ich mich auch bei den Mitarbeitern des Institutes für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, die jederzeit ein offenes Ohr für mich hatten.

Besonderen Dank gebührt jenen, die die mühevollen Arbeit des Korrekturlesens auf sich genommen haben.

Schließlich gilt mein Dank meiner Familie für die Finanzierung des Studiums und Unterstützung jeglicher Form.

Abkürzungen

A	Fläche (der Photovoltaikanlage)
AFC	Alcalic Fuel Cell, Alkalische Brennstoffzelle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BZ	Brennstoffzelle
CGH2	Compressed Gaseous Hydrogen, komprimierter Wasserstoff
EE, EET	Erneuerbare Energieträger
EKZ	Energiekennzahl, Einheit: kWh / m ² a
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FC	Fuel Cell (Brennstoffzelle)
GHG	Greenhouse Gas (Treibhausgas)
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk (engl. combined cycle)
GT	Gasturbine
H₂, H₂	Wasserstoff
HH	Haushalt
KW	Kraftwerk
KWK	Kraftwärmekopplung
LH₂	Liquid Hydrogen, Flüssiger Wasserstoff
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell, Karbonatschmelze-Brennstoffzelle
MEL	Summe der Spitzenwerte der einzelnen Lastgänge
MH	Metallhydrid
MSL	Spitzenwert des Summenlastgangs
NEH	Niedrigenergiehaus
P	Leistung

PAFC	Phosphor Acid Fuel Cell, Phosphorsäure-Brennstoffzelle
PEMFC	Pronton Exchange Membrane Fuel Cell, Polymerelektrolytmembran-BZ
PH	Passivhaus
PV	Photovoltaik
RW	Raumwärme
SOFC	Solid Oxygen Fuel Cell, Festkeramik-Brennstoffzelle
TPES	Total Primary Energy Supply, Globaler Primärenergieverbrauch
v	Geschwindigkeit (des Windes)
VKM	Verbrennungskraftmaschine
W	Arbeit
WEA	Windenergieanlage
WKW	Wasserkraftwerk
WW	Warmwasser

Inhaltsverzeichnis

Kapitel 1	Einleitung	1
Kapitel 2	Beschreibung einer autonomen Siedlung	10
2.1	Stromverbrauch und Lastgänge	14
2.2	Passivhaus	17
2.3	Warmwasserbedarf	22
Kapitel 3	Wasserstoffsystem	24
3.1	Herstellung	25
3.1.1	Elektrolyse	28
3.2	Brennstoffzelle	28
3.2.1	AFC Alkalische Brennstoffzelle	31
3.2.2	PEMFC Proton Exchange Membrane Fuel Cell	31
3.2.3	SOFC Solid Oxygen Fuel Cell – Festkeramik-BZ	31
3.2.4	PAFC Phosphor Acid Fuel Cell - Phosphorsäure-BZ	32
3.2.5	MCFC Molten Carbonate Fuel Cell - Karbonatschmelze-BZ	33
3.2.6	Zusammenfassung - Überblick	33
3.3	Speicherung	34
3.3.1	Druckgasspeicher – CGH ₂ (Compressed Gas)	35
3.3.2	Flüssigspeicher – LH ₂ (Liquid Hydrogen)	36
3.3.3	Metallhydrid-Speicher - MH	37
3.3.4	Sonstige Speicher	38
3.3.5	Übersicht	38
Kapitel 4	Modellbeschreibung	39
4.1	Stromlastgänge	39
4.2	Raumheizung	44
4.3	Warmwasser	45
4.4	Brennstoffzelle	45
4.5	Standort	46
4.6	Photovoltaik	46
4.7	Wind	47
4.7.1	Leichtwindenergieanlage	49
4.7.2	Starkwindenergieanlagen	52

4.7.3	Alle Windenergieanlagen im Vergleich	52
4.7.4	Zukünftige Konzepte	55
4.8	Kleinwasserkraft	55
Kapitel 5	Modellkonzept	56
Kapitel 6	Elektrische Versorgung	63
6.1	Elektrische autonome Versorgung ausschließlich mit Photovoltaik-Zellen	63
6.1.1	Abdeckung der Nachfrage von 100 Haushalten	63
6.1.2	Verringerung der Anzahl der Haushalte	69
6.2	Elektrische autonome Versorgung ausschließlich mit Windenergieanlagen	71
6.2.1	Leichtwindenergieanlage	71
6.2.2	Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 60m	76
6.2.3	Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 80m	80
6.2.4	Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 100m	83
6.2.5	Vergleich der WEA bei autonomer Energieversorgung	85
6.3	Autonome Stromversorgung mit PV- und Windstrom	88
6.3.1	Region 1	89
6.3.2	Region 2	91
6.3.3	Region 3	93
6.3.4	Region 4	94
6.3.5	Überblick über die Kombination aus Sonnen- und Windstrom	96
6.4	Kleinwasserkraft und Photovoltaik als kombinierte Stromversorger	97
6.5	Stromversorgung mit Wasser- und Windkraft	100
6.5.1	Region 2	100
6.5.2	Region 4	101
6.5.3	Ökonomische Betrachtung	103
6.6	Überblick über die kombinierte Stromerzeugung von Wasser-, Windkraft und Photovoltaik	104
6.7	Zusammenfassung der Ergebnisse	106
Kapitel 7	Wärmebereitstellung	108
7.1	Region 1	108
7.1.1	Billigste Konfiguration	108
7.1.2	Alternative Konfiguration	110
7.2	Region 2	111
7.2.1	Billigste Konfiguration	111
7.2.2	Ökologische Konfiguration	113
7.2.3	Energieversorgung ohne Wasserkraft	114
7.3	Region 3	115
7.3.1	Billigste Stromerzeugungskombination	115
7.4	Region 4	116
7.4.1	Billigste Stromerzeugung	116
7.4.2	Konfiguration ohne Wasserkraft	117

7.5	Zusammenfassung	118
Kapitel 8	Anhang	119
8.1	Leichtwindenergieanlage, Auswertung	119
8.2	Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 60m, Auswertung	122
8.3	Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 80m, Auswertung	125
8.4	Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 100m, Auswertung	127
8.5	Stromversorgung mit PV und WEA, Region 3	132
8.5.1	Leichtwindenergieanlage und Photovoltaik	132
8.5.2	Starkwindenergie- (100m) und Photovoltaikanlage	133
8.6	Kleinwasserkraft und Photovoltaik als kombinierte Energieversorger	134
8.7	Wasser- und Windkraftanlagen	137
8.8	Spezifische Kosten	142

Kapitel 1 Einleitung

Die Energieversorgungsunternehmen (EVUs) von heute stehen vor großen Herausforderungen. Zum einen muss der steigende Energiebedarf abgedeckt, andererseits müssen die CO₂-Emissionen gesenkt werden. Durch das Anwachsen der Wirtschaft in den Schwellen- und Entwicklungsländern in den nächsten 50 Jahren ist mit einem weiteren Anstieg des Primärenergieverbrauchs zu rechnen (siehe Abbildung 1.1).

Nach [IEA04] steigt der globale Gesamtbedarf an Primärenergie um 1,6% jährlich. Das größte jährliche Wachstum (5,7%) geht auf das Konto der anderen erneuerbaren Energieträger. Darunter fallen Photovoltaik, Windenergie, Ozeanenergie (Gezeiten-, Strömungs- und Wellenkraftwerke), sowie Geothermie und Solarenergie. Das größte Wachstum der fossilen Energieträger entfällt auf Erdgas (2,3%). Die Wasserkraft erfährt eine Kapazitätserhöhung von 1,8% jährlich. Damit liegt sie noch vor Erdöl und Erdgas (1,6% bzw. 1,5%), deren geringe Steigerungsraten aufgrund der schon jetzt enormen Mengen nicht erstaunlich sind.

Bemerkenswert ist hier noch, dass trotz der Steigerung des Einsatzes von erneuerbaren Energieträgern auf mehr als das 4,68-fache (bezogen auf 1971), deren Anteil, aufgrund des enormen Mehrverbrauches, nur um 2,08% auf 5,71% im Jahr 2030 steigen wird.

Mit dem anwachsenden Verbrauch steigt auch der Ausstoß von CO₂ stark an. Auch wenn das Anwachsen des Ausstoßes mit dem heutigen Tag begrenzt werden kann, ist eine Temperaturerhöhung von etwa 0.6° C unumgänglich [IPC07]. In [IPC07] werden die wahrscheinlicheren Temperaturanstiege aufgrund von Modellen – abhängig von der politischen und wirtschaftlichen Entwicklung - im Ausmaß von 1.1°-6.4°C angegeben. Laut [IPC07, Szenario B1¹] ist es möglich bei sofortigem Umstieg auf erneuerbare Energieträger und einem sofort

¹ Das B1-Szenario geht von einem Bevölkerungswachstum bis etwa 2050 aus. Danach nimmt die Weltbevölkerung langsam ab. Die Wirtschaft hingegen ändert sich drastisch in Richtung Service- und Informationsgesellschaft bei geringem, aber effizientem Einsatz an Ressourcen. Der Entwicklung von sozialen und global-ökonomischen Beziehungen sowie nachhaltigem ökologischen Wirtschaften wird hierbei besondere Aufmerksamkeit beigemessen.

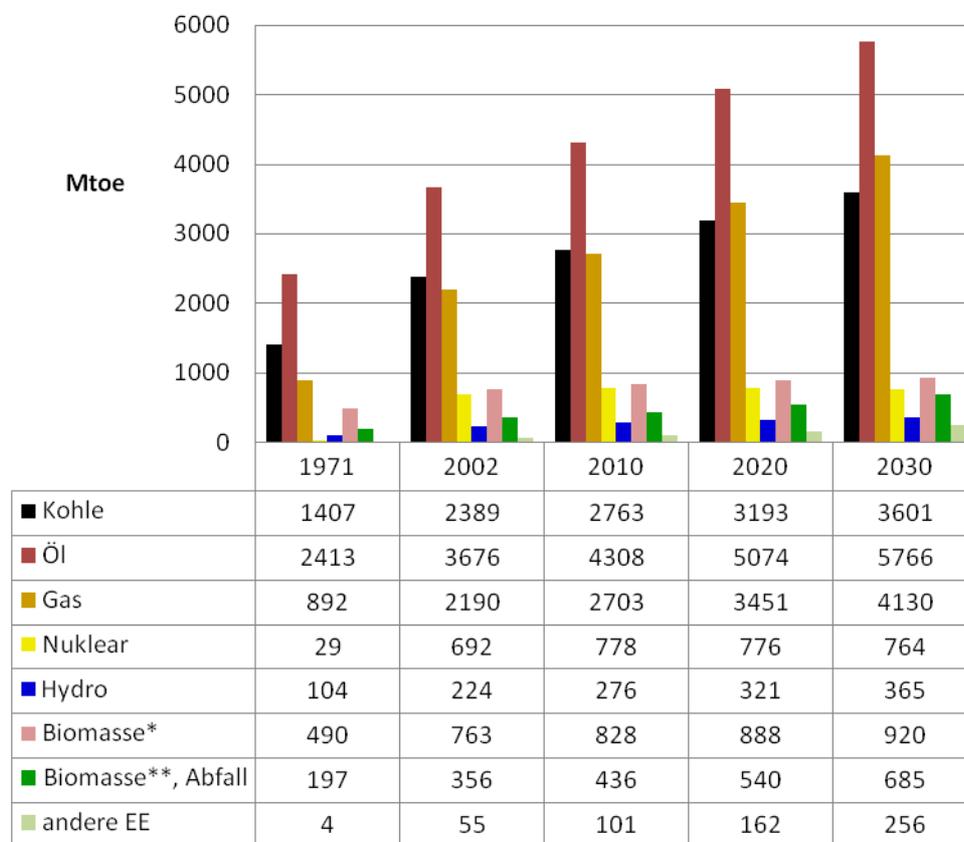


Abbildung 1.1: Globaler Primärenergiebedarf 1971-2030 (ab 2002 Prognose), Datenquelle [IEA04] (*...nicht erneuerbar, **...erneuerbar)

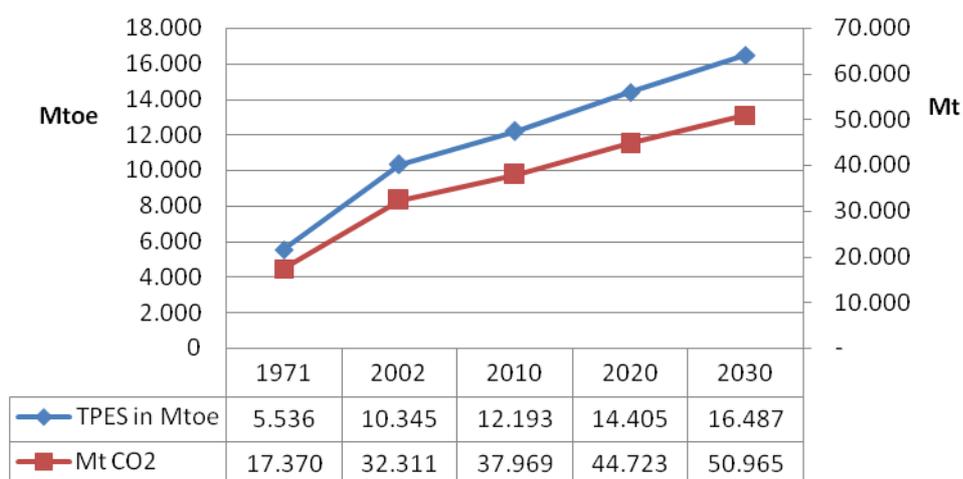


Abbildung 1.2: Anstieg des globalen Gesamtprimärenergieverbrauches (TPES) und der CO₂-Emissionen, Datenquelle [IEA04]

wirksamen Absenken der CO₂-Emissionen die Temperaturerhöhung mit 1.1°-2.9°C zu begrenzen. Dieses Ziel ist aber nur mit einschneidenden Maßnahmen weltweit und einer drastischen Abkehr von fossilen Ressourcen erreichbar.

Um eine nachhaltige Entwicklung zu garantieren, muss mehr Wert auf die Entwicklung erneuerbarer Energieträger und die Steigerung der Energieeffizienz von vorhandenen Technologien gelegt werden.

Wenn man bedenkt, dass der durchschnittliche globale Wirkungsgrad im Energiesektor nur 10% beträgt (In Deutschland beträgt der Wirkungsgrad etwa 30%) [GEI04], kann diese Forderung nur unterstrichen werden.

Eine Möglichkeit zur Effizienzsteigerung im Energiesektor stellt die Kraftwärmekopplung, kurz KWK, dar. Schon seit Jahrhunderten machen tibetanische Mönche von der Kraftwärmekopplung gebrauch. Um nicht die ungenützte Energie in der Abluft der Öfen zu vergeuden, trieben sie damit ihre Gebetsmühlen² an.

In den USA wurde Anfang des 20. Jahrhunderts die überschüssige Wärme von (damals Kohle-) Kraftwerken an die umliegenden Gebäude abgegeben. Durch Probleme Ende des zweiten Weltkriegs beim Eisenbahntransport der Kohle in die Städte verlegte man die Kraftwerke an die Quellen der Rohstoffe. Zwar wurde dabei auf die KWK verzichtet, allerdings siegte der Vorteil der verlustarmen elektrischen Stromverteilung über den höheren Wirkungsgrad [PEH02].

Laut [BKW07] sind in Deutschland im März 2007 etwa 21 GW an Stromerzeugung durch KWK-Anlagen installiert. Dies entspricht einem Anteil von 12% der gesamten Elektrizitätserzeugung. Außerdem seien Potentiale vorhanden, um eine Stromerzeugung Deutschlands durch KWK von 57% zu ermöglichen.

In Österreich ist die Stromproduktion von Wärmekraftwerken mit KWK, bis auf das Jahr 2000, ständig gestiegen (Abbildung 1.3). Die bereitgestellte elektrische Energie ist von 14,4GWh im Jahr 1998 um 35,3% auf 19,5GWh im Jahr 2005 gestiegen. Betrug der Anteil der Wärmekraftwerke mit KWK im Jahr 1998 noch 25%, so stieg er im Jahr 2005 auf 29% an. Leider muss man sagen, dass der Anteil an Wasserkraft als Energieträger zurückgegangen ist. Allerdings erleben die (anderen) erneuerbaren Energieträger einen Aufschwung und sind mit einem 2-prozentigen Anteil im Jahr 2005 vertreten.

² Gebetsmühlen sind weit verbreitete religiöse Hilfsmittel des Buddhismus. Werden diese hölzernen bzw. metallischen, bemalten runden ‚Fässer‘ gedreht, wird gutes Karma aufgebaut. Außerdem sollen dabei körperliche Aktivität und geistig-spirituelle Inhalte miteinander verbunden werden.

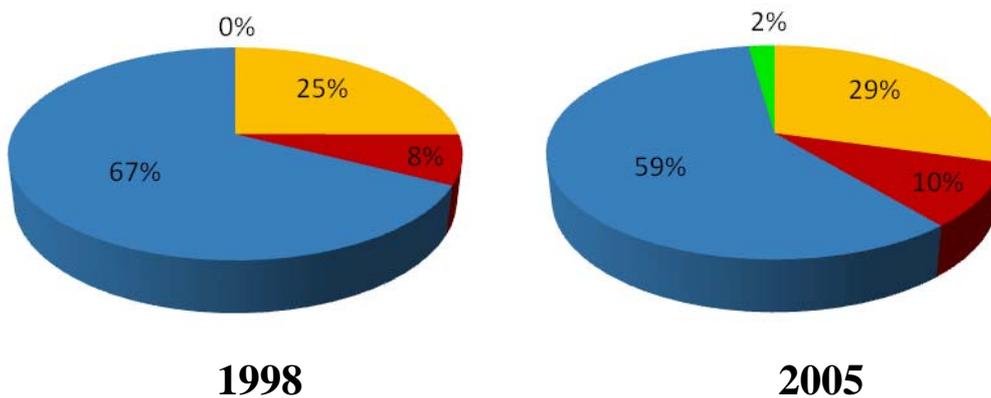
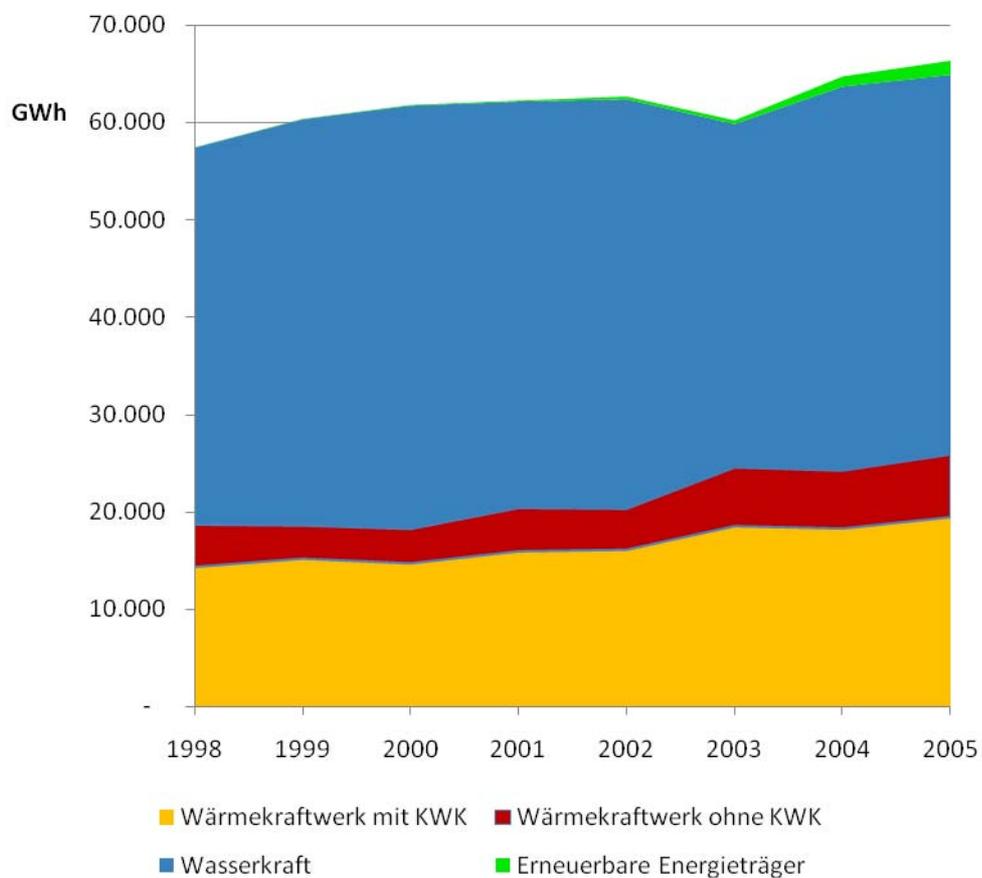


Abbildung 1.3: Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträger in Österreich, Datenquelle:[ECO07]

Je größer die Kraftwerke mit KWK sind, desto weitläufiger muss das Wärmeverteilnetz (Fernwärmenetz) ausgebildet sein, um genügend Abnehmer der erzeugten Wärme zu haben. Doch mit steigender Größe fallen Isolationsverluste der Wärmeleitungen mehr ins Gewicht. Daher erscheint es sinnvoll, kleinere Kraftwerke mit Wärmeauskopplung im Zentrum von Regionen zu errichten, in denen Wärmenachfrage besteht. Bei dezentralen Systemen (Smart Grids) können Leitungsverluste minimiert werden. Als weitere positive Effekte sind die Stabilisierung der Spannung (Blindleistungskompensation) und die hohe Ausfallssicherheit zu nennen³. Werden die dezentralen Mini-Kraftwerke mittels zentralem Energiemanagementsystem geregelt, können Verteilung und Produktion optimiert werden. Dies schlägt sich in geringen Leitungsbelastungen, hohen Kurzschlussleistungen und Effizienzsteigerung der Produktion (Betrieb in Wirkungsgradoptimum) nieder. Diese virtuellen Kraftwerke können bei geeigneter Regelung Teilnetze autonom betreiben, wenn die Erzeugungskapazitäten ausreichend sind.

Geeignete Technologien für virtuelle Kraftwerke stellen Brennstoffzellen (BZ), Mikrogasturbinen (Mikro-GT), Biomasseanlagen oder Blockheizkraftwerken (BHKW) dar. Vor allem BZ besitzen schon bei kleinen Leistungen hohe Wirkungsgrade. Die Möglichkeit, alle Wärmeleitungsverluste zu vermeiden, ergibt sich nur bei Brennstoffzellen geringer Leistung. Nämlich dann, wenn sie in den Haushalten selber – vorzugsweise im Keller – aufgestellt werden.

Auch das Auftreten von Teillastbetrieb stellt bei BZ in diesen Micro Grid-Strukturen kein Problem dar. Im Gegenteil: Der maximale Wirkungsgrad tritt bei 60-70% auf (s. Kapitel 3.2). Neben der Effizienzsteigerung ist es unumgänglich, den Energieverbrauch einzuschränken. Bei den Elektrogeräten der letzten Jahre sind deutliche Fortschritte zu sehen (s. Abbildung 1.4). Durch die verpflichtende Kennzeichnung der Geräte bezüglich des Energieverbrauches ist aufgrund der Einteilung in Energieeffizienzklassen der Energieverbrauch ersichtlich. Die Klassen ‚A‘ (niedriger Verbrauch) bis ‚F‘ (hoher Verbrauch) werden bei Kühl- und Gefriergeräten durch die Klassen ‚A+‘ (energiesparend) und ‚A++‘ (sehr energiesparend) erweitert.

Große Mengen an Energie verschlingt die Raumheizung von Gebäuden. Bei etwa 40% des Endenergieeinsatzes und einer Steigerung des Gebäudebestandes von 1960 auf mehr als das Doppelte (in Österreich, [BMV07]), erscheinen Maßnahmen zur Effizienzsteigerung gerade dort sinnvoll. Andererseits bedeutet dies, dass viele Gebäude einen alten Standard und daher ein großes Energieeinsparungspotential besitzen.

³ Durch die kleineren Einheiten fällt der Ausfall einzelner Kraftwerke weniger ins Gewicht als wenn ein großes zentrales Kraftwerk vom Netz genommen wird.

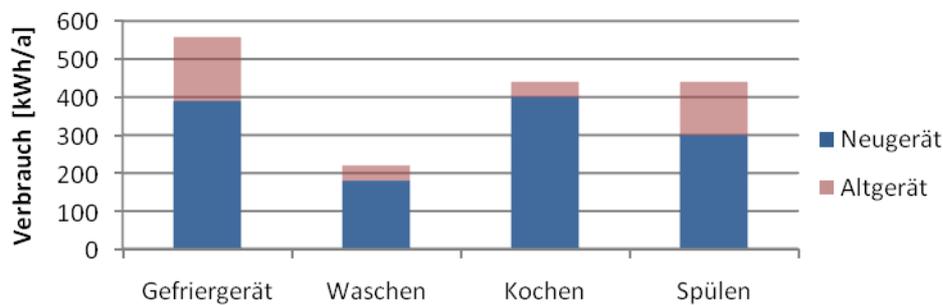


Abbildung 1.4: Jahresenergieverbrauch von Haushaltsgeräten (alt und neu) [EES07]

In Deutschland betrug im Jahr 2000 der Anteil der Raumwärme in privaten Haushalten etwa 40,5% des Gesamtwärmebedarfs ([KRE04]). In [KRE04] werden auch zwei Szenarien betrachtet, die den Wärmemarkt bis 2050 untersuchen. Beim Nachhaltigkeitsszenario, das sich im wesentlichen auf das entsprechende Szenario aus der Studie des Umweltbundesamtes (2002) stützt, wird eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 80% gegenüber 1990 vorgegeben. Dabei „sollen politische Entscheidungen so getroffen werden, dass sie Effizienzpotentiale bestmöglich ausschöpfen“. Die Entwicklung der Raumwärme in privaten Haushalten erfährt hierbei die größten Einsparungen (64,1%). Der Anteil sinkt somit - bis auf anfängliche Umsetzungsschwierigkeiten - auch kontinuierlich auf etwa 30% bis zum Jahr 2050 (s. Abbildung 1.5). Daraus ergibt sich eine Senkung des Energieeinsatzes von etwa 2500 PJ/a auf etwa 900 PJ/a. Laut dem betrachteten Szenario wird durch die verbesserte Effizienz 1900 PJ jährlich eingespart. Dies entspricht einem Ausstoß von etwa 160 Mt CO₂.

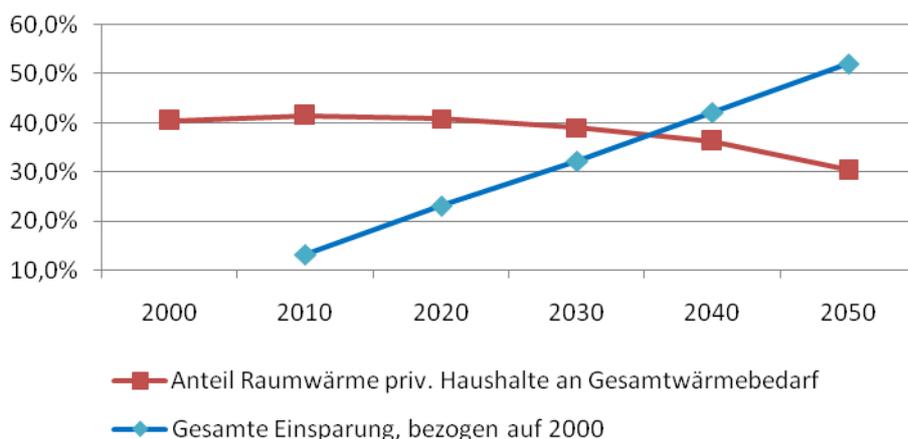


Abbildung 1.5: Entwicklung des Anteils an Raumwärme in privaten Haushalten und Energieeinsparung im gesamten Wärmeenergieeinsatz in Deutschland lt. Nachhaltigkeitsstudie in [KRE04]

Auch in Österreich wurde dieses Einsparungspotential erkannt. So startete die Bundesregierung 1999 die Programmlinie „Haus der Zukunft“. Damit sollen Impulse für das Umweltbewusstsein beim Hausbau geliefert werden. Neben Heizenergievermeidung steht vor allem der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern sowohl beim Neubau, als auch bei der Sanierung von Altbauten, im Vordergrund. In der Klimastrategie Österreichs von 2002 [BML02] ist die Rede von einer Einsparung von 1,6t CO₂-Äquivalent jährlich. Vor allem Altbauten in der Periode von 1945 bis 1980 wären davon betroffen.

Durch diese Anstöße entstanden einige Gebäude (ChristophorusHaus, 2003 in Stadl-Paura, Oberösterreich; PH-Kindergarten, 2004 in Ziersdorf, Niederösterreich; Schiestlhaus, 2005 am Hochschwab, Steiermark; Wohnhaus, 2006, Wien 14.; weitere siehe [BMV07]), die unter die Klassifizierung Niedrigenergiehaus (NEH) bzw. Passivhaus (PH) fallen. Der NEH-Standard ist ab 1.1.1995 in Deutschland verbindlich eingeführt worden. In Österreich existiert bis zum heutigen Datum kein einheitlicher, bundesweiter Standard. Auch in den Bundesländern gibt es keinen Komplettestandard. Einzelne Komponenten sind jedoch genormt (siehe Kapitel 2.2). Trotz dieser bundeslandspezifischen Bauordnung wird versucht den Bau von PH und umweltschonenden Komponenten gezielt zu unterstützen. Dies versucht man mittels Förderungen, die anhand von Energiekennwerten des Baus ermittelt werden. Durch diesen „versteckten“ Druck auf die Bauherren sollen die Heizwärmekosten - und damit auch der CO₂-Austoß - drastisch reduziert werden.

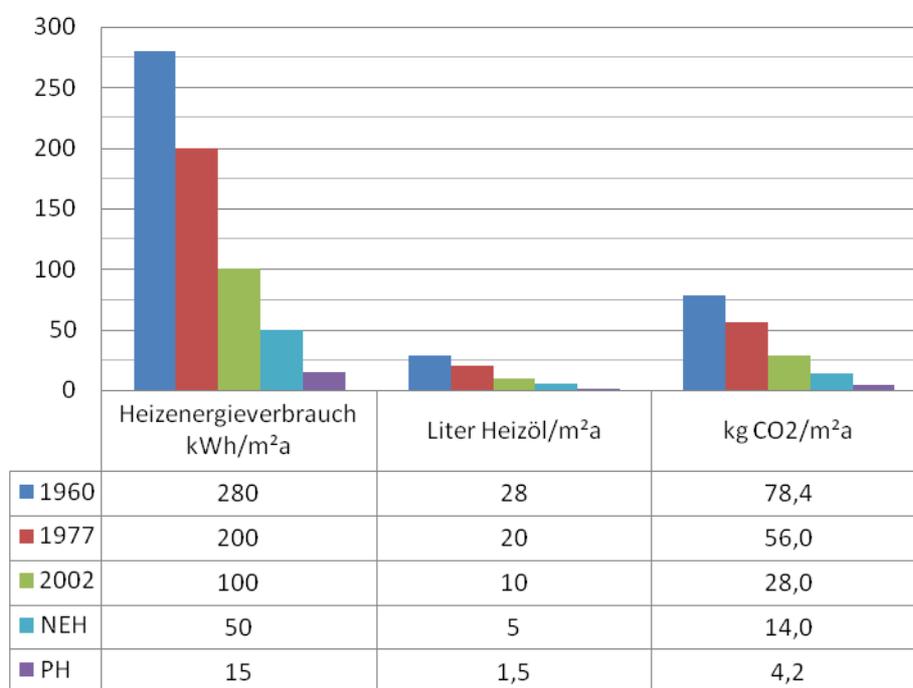


Abbildung 1.6: Kenndaten und Entwicklung der Gebäudestandards, Quelle [BUR07], NEH [IGP07]

Die Heizenergieverbräuche der unterschiedlichen Gebäudetypen sind in Abbildung 1.6 dargestellt. Hierbei kann das mögliche Einsparungspotential abgeschätzt werden. Die in Deutschland geschätzten Einsparungen von 64% [KRE04] sind auch hier möglich. Die Jahreszahlen markieren die Standards laut Bauverordnung der jeweiligen Jahre. Der Wärmebedarf von NEH (Niedrigenergiehaus) beträgt maximal 50 kWh/m²a. Beim PH (Passivhaus) wird dieser - durch die gute Wärmeisolierung - auf unter 15 kWh/m²a verringert. Durch die geringeren Folgekosten (Heizkosten) sind die geringfügigen Mehrinvestitionskosten bereits nach einigen Jahren amortisiert. Auch die ständig wachsenden Erdölpreise begünstigen den wirtschaftlichen Faktor.

Für diese Diplomarbeit soll eine Siedlung untersucht werden, die dem Standard des Passivhauses unterliegt. Dieser Standard erreicht durch eine gute Dämmung sehr geringe Heizlasten. Außerdem bestechen die Gebäude mit einer außergewöhnlichen Luftqualität, Individualität und Wohnkomfort (s. auch 2.2). Deswegen steigt die Zahl der PH in Österreich stark an (Abbildung 1.7).

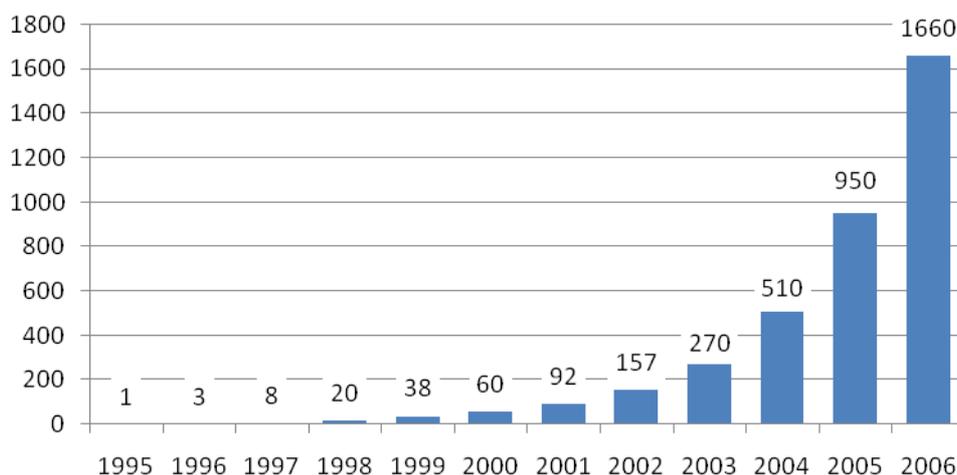


Abbildung 1.7: Entwicklung der Anzahl der Passivhäuser in Österreich ab 1995

Um eine autarke Energieversorgung auch in der Nacht zu garantieren, muss ständig Strom erzeugt werden, auch wenn keiner durch die PV-Zellen, Windkonverter oder Kleinwasserkraftanlagen produziert wird. Deswegen wird jedes Haus der Siedlung mit Brennstoffzellen ausgerüstet, die mit Wasserstoff zu betreiben sind. Diese stellen neben der Stromerzeugung auch einen Teil der benötigten Wärme zur Verfügung⁴. Obwohl die Speicherung von Wasserstoff noch große Probleme bereitet, wird eifrig nach Möglichkeiten zu einer effizienten Aufbewahrung des flüchtigen Sekundärenergieträgers geforscht. Neben der

⁴ In welchem Ausmaß die BZ zur Abdeckung der Heizwärme bzw. der Warmwasseraufbereitung beitragen kann, soll in dieser Arbeit ermittelt werden.

Speicherung des H_2 -Gases in Druckflaschen bzw. Druckbehältern stehen auch die Verflüssigung und die Einlagerung in Metallstrukturen (Metallhydridspeicher) zur Auswahl. Gerade bei diskontinuierlichen Stromerzeugungsprozessen (z.B.: Windenergieanlagen WEA) kann das Einspeiseprofil geglättet werden. Hier stellt sich aber die Frage, ob die hohen Umwandlungsverluste (Gesamtwirkungsgrad von Elektrolyse und Brennstoffzelle betragen etwa 25%) in Kauf genommen werden sollen, um die Bereithaltung von Reserveleistung in kalorischen Kraftwerken zu vermeiden. Allerdings könnte der gespeicherte Wasserstoff für die Betankung von BZ-Fahrzeugen genutzt werden (nachhaltige Erzeugung), oder in Flaschen abgefüllt werden, die dann in den Haushalten mit BZ-Heizsystemen zur Auffüllung bzw. als Reserve dienen.

Kapitel 2 Beschreibung einer autonomen Siedlung

Die hier untersuchte Passivhaussiedlung besteht aus mehreren Passivhäusern, die in einer abgegrenzten Umgebung situiert sind. Sie verbindet der Passivhausstandard, der ein minimales Maß an Heizlast pro m² und Jahr vorsieht. Durch die niedrige, notwendige Heizleistung kann das Hauptaugenmerk auf die elektrische Versorgung gelegt werden.

Das Stromversorgungskonzept der Zukunft sieht vor, den kompletten Strombedarf mittels erneuerbaren Energieträgern zu decken. Um die Umweltbelastung zu minimieren und die Wirtschaftlichkeit zu maximieren, ist es notwendig, das Dargebot an Sonne, Wind und Kleinwasserkraft des jeweiligen Standortes abzuschätzen und effizient einzusetzen. Als Stromerzeuger kommen in Frage:

- Photovoltaikanlagen
- Windkonverter
- Kleinwasserkraft

Die Photovoltaikzellen können als ganze Anlage zentral aufgestellt oder - viel eleganter - in die Dächern der Passivhäuser integriert werden. Die Grenzen für einen wirtschaftlichen Einsatz der Zellen sollen in der Simulation ermittelt werden. Dem schlechten Wirkungsgrad steht die kostenlose Lichtquelle gegenüber.

Auch für Windkonverter soll eruiert werden, ob sich das Aufstellen wirtschaftlich lohnt bzw. welche Leistung die Windenergieanlage besitzen muss. Dafür werden vier unterschiedliche Typen bzw. Kategorien definiert. Die erste Kategorie beinhaltet Windenergieanlagen, die für leichten Wind optimiert ist. Solche Leichtwindenergieanlagen besitzen eine Nabenhöhe von lediglich 18 Metern und einen Rotordurchmesser von 13 Metern. Laut [BIN07] reduzieren diese geringen Abmessungen die Geräuschentwicklung und die visuelle Landschaftsbeeinträchtigung. Die restlichen Kategorien stellen moderne WEA dar, deren einziger Unterschied die Nabenhöhe (60m, 80m, 100m) ist. Je nach erforderlicher Leistung kann dann der entsprechende Rotor gewählt werden.

Für die Auslegung der Kapazität der einzelnen Stromerzeuger sollen anhand der Simulation Richtgrößen ermittelt werden. Ein wichtiges Kriterium dazu ist die autonome Versorgung.

Bei einer autonomen Versorgung der Siedlung muss der gesamt benötigte Strom selbst erzeugt werden (energieautonom). Andererseits ist eine Ankopplung an das Stromnetz nicht vorgesehen. Dies fordert auch eine leistungsautonome Versorgung. Dabei wird die verbrauchte Leistung zum Zeitpunkt t auch in diesem Zeitpunkt erzeugt. Je mehr Passivhäuser sich zu einem elektrischen Netzverbund zusammenschließen, desto geringer ist die Spitzenlast. Dadurch können die Stromerzeuger kleiner dimensioniert werden. Um dies zu verdeutlichen, werden verschiedene Siedlungsgrößen analysiert.

Die Leistung der Stromerzeuger muss an das Dargebot und den Verbrauch angepasst werden. Wird im betrachteten Zeitpunkt t mehr Strom produziert als verbraucht, so wird mit der überschüssigen Energie ein Elektrolyseur betrieben. Der dabei gesplante Wasserstoff wird in geeigneten Tanks gespeichert (gasförmig, ev. flüssig). Besteht im Zeitpunkt t ein Mangel an Strom, so wird mit Hilfe einer Brennstoffzelle der zusätzliche Bedarf gedeckt. Bei der „Verbrennung“ des Wasserstoffs in der Brennstoffzelle entsteht als „Abfallprodukt“ Wärme. Diese kann für die Erwärmung des Gebäudes bzw. zum Erhitzen des Warmwassers eingesetzt werden. Durch die Sonneneinstrahlung ist die Energie durch photovoltaische Umwandlung nur tagsüber verfügbar. Daraus folgt, dass der Einsatz der Brennstoffzelle zu einem großen Teil in der Nacht erfolgen wird. Vor allem im Winter, wo die Tage kürzer und der Wärmebedarf größer als im Sommer ist, steht viel Verlustwärme zur Verfügung. Dadurch ergibt sich eine hohe Effizienz des Gesamtsystems.

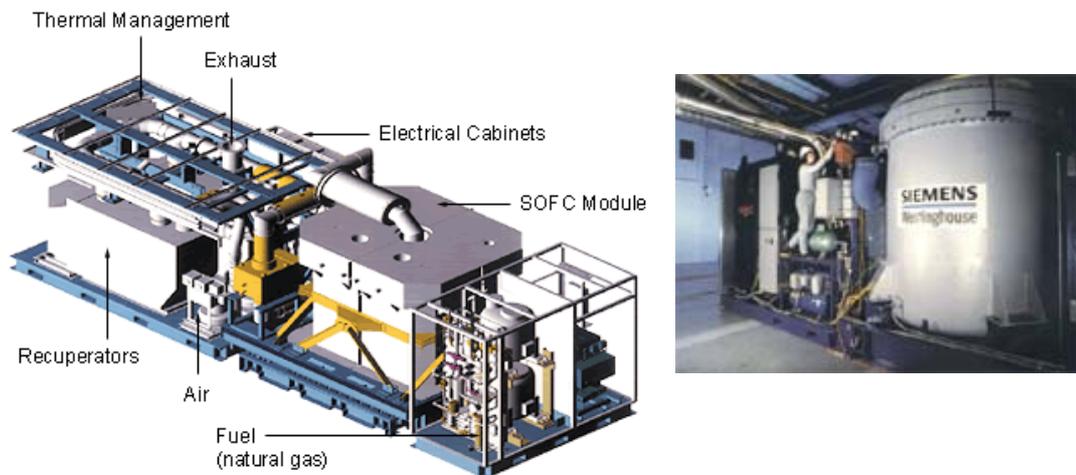
Bei der Umsetzung des beschriebenen Konzeptes gibt es zwei prinzipielle Möglichkeiten:

- Eine Brennstoffzelle, die zentral für die gesamte Siedlung arbeitet
- Jeder Haushalt besitzt eine Brennstoffzelle

Jede dieser Varianten besitzt Vorteile, aber auch Nachteile. So besteht ein großer Vorteil in der zentralen Struktur, dass SOFC (Solid Oxygen Fuel Cell, Festkeramik-BZ) eingesetzt werden können. Diese Hochtemperaturbrennstoffzelle (800°C-1000°C) ist sehr weit entwickelt und besitzt Wirkungsgrade von 47% elektrisch und 33% thermisch (auskoppelbar)⁵. Bei der Nachschaltung einer Dampfturbine soll sich der elektrische Wirkungsgrad auf bis zu 58% erhöhen [KRE04]. Wegen des geringen Elektrolytwiderstandes und der - durch die hohe Temperatur - beschleunigten Zellreaktion sind bei der SOFC hohe Stromdichten möglich [KRE04]. Beim zentralen Einsatz stören auch die langen Anfahrzeiten nicht, da die SOFC im Dauerbetrieb fahren könnte. Ein großer Vorteil ist auch die Möglichkeit, CH₄ als Treibstoff zu verwenden, was einige Firmen dazu bewogen hat, intensiv in diese Entwicklung zu investieren. Eine Demonstrationsanlage von

⁵ Die restlichen 20 % sind nicht verwertbare Verluste wie etwa ungenützte Vorort-Abwärme und der Verbrauch der Hilfsbetriebe.

Siemens Westinghouse war in den Niederlanden im Einsatz und wurde im März 2001 nach 16.667 Betriebsstunden bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 46% nach Essen übersiedelt [KRE04, SPG07]. Diese BZ wird mit Erdgas betrieben und koppelt Wärme in Form von Warmwasser an die örtliche Fernwärmanlage aus. Eine 220-kW-SOFC/Gasturbinen-Hybridanlage im National Fuel Cell Research Center (NFCRC), Irvine, Kalifornien (200kW BZ, 20 kW Gasturbine) konnte nach 3.400 Betriebsstunden einen elektrischen Wirkungsgrad von 53% vorweisen (Siemens, [SPG07]).



**Abbildung 2.1: SOFC der Siemens-Westinghouse in Essen (links) und in Irvine (rechts),
Quelle [SPG07]**

Es sind aber auch Demonstrationsprojekte von SOFCs mit kleinen Leistungen vorhanden. So baute die Schweizer Firma Sulzer (Hexis) in Oldenburg und Duisburg SOFCs mit einer Leistung von 1kW. Auch eine 5kW-Anlage von Fuel Cell Technikens (Stockholm) wird mit Erdgas betrieben [KRE04].

Nachteile einer zentralen Wärmeversorgung sind die Leitungsverluste (bzw. hohe Kosten der Isolation) und die fehlende Redundanz bei einem Totalausfall.

Die Vorteile einer dezentralen Struktur, bei der in jedem Haushalt eine Brennstoffzelle im Keller steht, sind die große Versorgungssicherheit bei Ausfall einer Brennstoffzelle und keine Übertragungsverluste des Wärmenetzes. Die Größe der Brennstoffzelle kann mit Hilfe der Simulation in Kapitel 6 abgeschätzt werden. Dadurch ergibt sich die zu reservierende Platzgröße und das Angebot an thermischer Energie – für den Warmwasserbedarf und die Raumheizung. Zusätzlich kann beim Konzept der Haushalts-BZ der Platz für die sonst notwendige zentrale KW-Einheit weggelassen werden. Auch die hohen Kosten für die Verlegung der gut isolierten Warmwasserleitungen entfallen.

Tabelle 2.1 zeigt einen Vergleich der möglichen Technologien zur autarken Stromversorgung von Siedlungen, wobei konventionelle (fossil) genauso wie ‚saubere‘ (BZ) Technologien angeführt werden. Die Brennstoffzellentypen werden ausführlicher in Kapitel 3.2 behandelt.

Technologie	Stromanteil	Wärmeanteil	Stromkennzahl	Gesamtwirkungsgrad
AFC	0,35	0,45	0,80	0,80
PEMFC	0,40	0,40	1,00	0,80
PAFC	0,40	0,42	0,95	0,82
MCFC	0,52	0,33	1,58	0,85
SOFC	0,35	0,55	0,64	0,90
SOFC+GT	0,60	0,20	3,00	0,80
Mini BHKW	0,23	0,62	0,37	0,85
Gas-Ottomotor	0,34	0,53	0,64	0,87
Dieselmotor	0,38	0,42	0,90	0,80
GuD	0,58	0,27	2,14	0,85
Micro-GT	0,26	0,58	0,45	0,84

Tabelle 2.1: Vergleich verschiedener KWK-Technologien, Quelle [BRA05]

Abgesehen von GuD (Gas und Dampf, engl. combined cycle) – Kraftwerken sind die höheren Stromkennzahlen⁶ eher bei den BZ zu finden. Dies stellt einen weiteren Grund dar, die Zukunft der Energieversorgung in der Verwendung von Brennstoffzellen zu sehen.

Für diese Arbeit soll das Hauptaugenmerk auf die Struktur in Abbildung 2.2 gelegt werden, in der jeder Haushalt bzw. jedes Haus einen Wasserstofftank und eine Brennstoffzelle im Keller besitzt. Um Spitzenverbräuche zu glätten sind alle Anlagen der betrachteten Siedlung elektrisch miteinander verbunden.

Je nach Szenario sollen die Auswirkungen einer PV-Anlage, WEA bzw. eines Kleinwasserkraftwerks als alleinige Stromquelle (neben der BZ), aber auch in den verschiedensten Kombinationen (Stromquellenmix) analysiert werden. Das Schema einer derartigen Energieversorgung ist in Abbildung 2.2 dargestellt.

⁶ Stromkennzahl s beschreibt das Verhältnis des Stromanteils zum Wärmeanteil einer KWK-Anlage

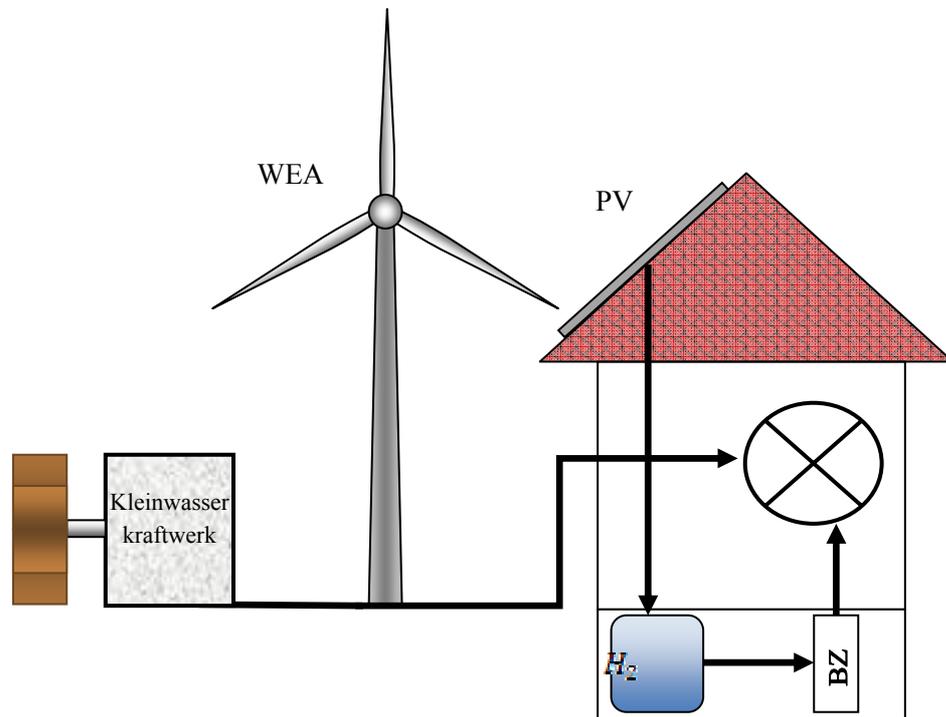


Abbildung 2.2: Schema einer autarken Stromversorgung

2.1 Stromverbrauch und Lastgänge

Da die Umwandlung und Zwischenspeicherung mit Wasserstoff hohe Energieverluste mit sich bringt (75%), fordert die Effizienz die bestmögliche Anpassung der Stromerzeugung an den Stromverbrauch. Daher ist es notwendig, die Lastgänge der Passivhäuser zu kennen.

Die Erstellung von Prognosen einzelner Lastgänge gestaltet sich als überaus schwierig. Die Abhängigkeiten für Modelle müssen klimatische Faktoren (Globalstrahlung, Temperatur, Wind, Sonnenauf- und Sonnenuntergang) sowie die Gewohnheiten der Bewohner (Aufsteh- und Bettruhezeit, Anzahl an Geräten, Energieeffizienz der Geräte, Verwendung von Unterhaltungsmedien wie Fernseher, Computer oder Spielkonsolen) umfassen. Durch diese Faktoren, die stark variieren können, ergibt sich die Situation, dass einzelne Lastgänge nicht prognostizierbar sind. Die größten Probleme bei der Stromversorgung verursachen die hohen Spitzenwerte einzelner Lastgänge. Betrachtet man allerdings mehrere Haushalte, so treten die Spitzenwerte zeitlich verschoben auf und ergeben dadurch eine geglättete Lastkurve. Je mehr Häuser zu einem elektrischen Verbund zusammengefasst werden, desto kleiner ist das Verhältnis der Summe der Spitzenlasten aller Haushalte gebrochen durch die Spitzenlast des Summenlastganges.

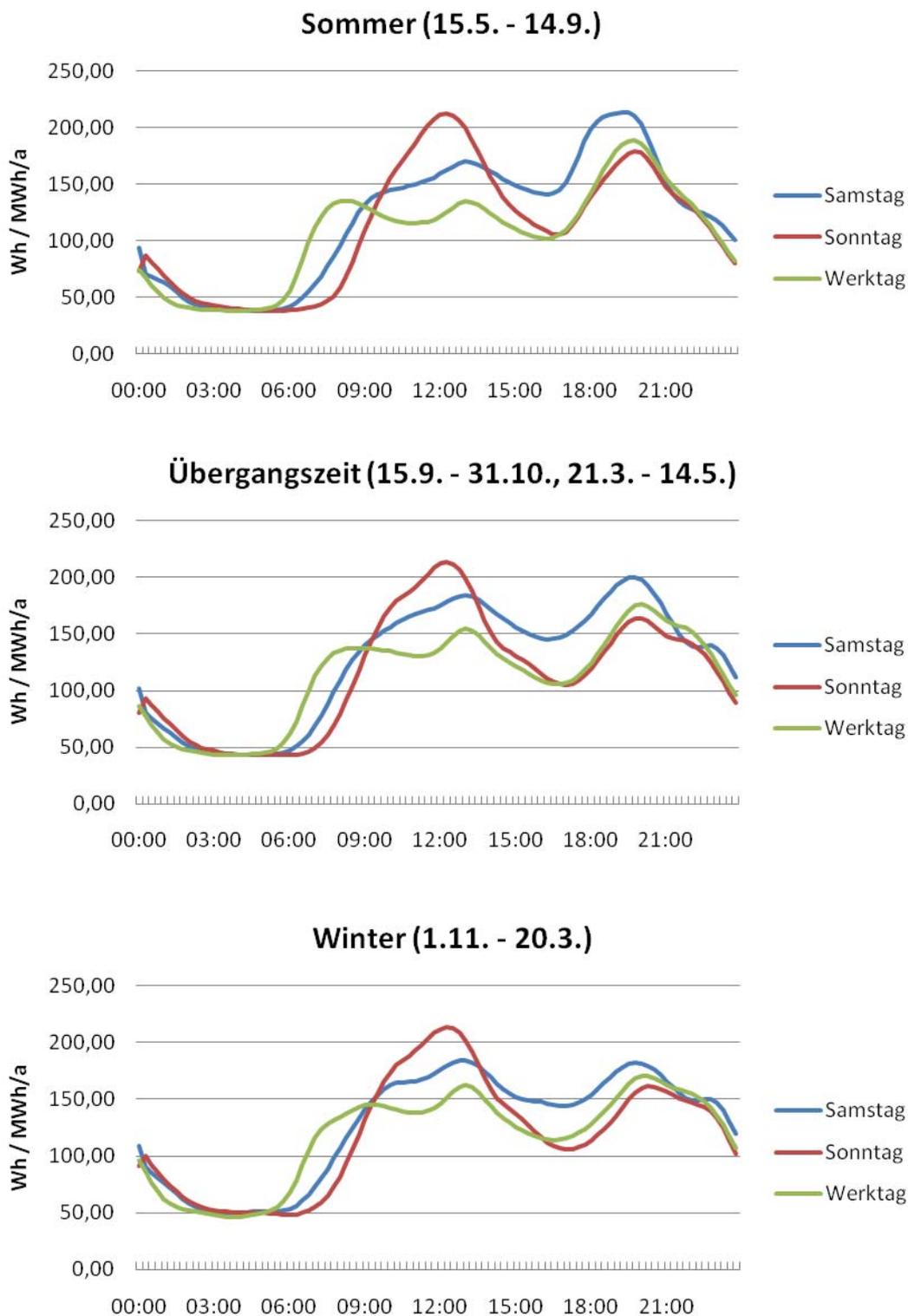


Abbildung 2.3: Lastgänge der Haushalte (H0); Quelle: VDEW

Dieser Gleichzeitigkeitsfaktor stagniert ab einer Anzahl von ca. 100 Haushalten. Dadurch können Lastprofile erstellt und diese für Prognose und Lastflussberechnungen verwendet werden. Das Standardprofil für Haushalte H0 zeigt wochentagsspezifische (Werktag, Samstag, Sonntag/Feiertag) und jahreszeitliche (Sommer, Winter, Übergangszeit) Muster.

In Abbildung 2.3 werden die Lastprofile H0 entsprechend ihrer Kategorie dargestellt. Die Werte sind bezogen auf den Jahresbedarf von 1.000kWh.

Man kann hier deutlich die Gewohnheit des Ausschlafens an Samstagen und Sonntagen erkennen. Außerdem ist ersichtlich, dass der Stromverbrauch an Sonntagvormittagen weit über dem der restlichen Wochentage liegt. In den Wintermonaten liegt der Stromverbrauch über dem des Sommers (Abbildung 2.4). Nur am frühen Abend wird im Sommer mehr Strom verbraucht.

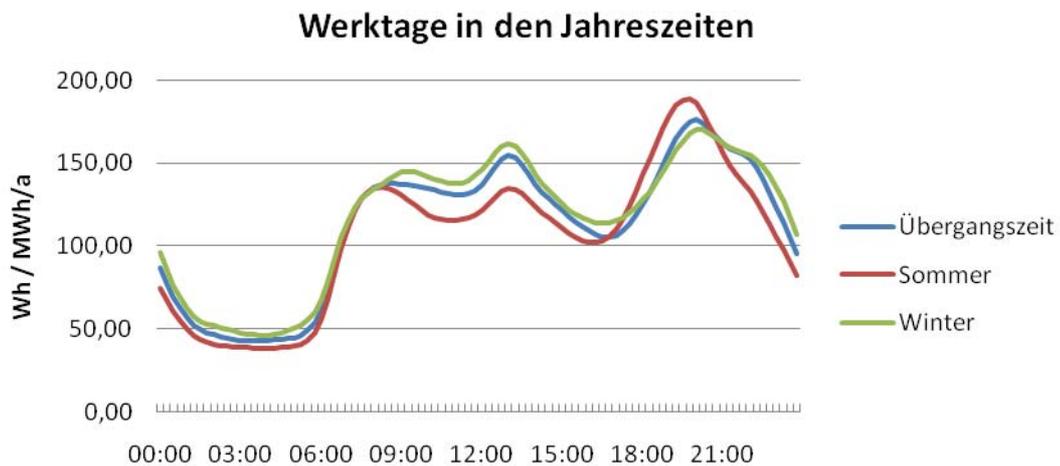


Abbildung 2.4: Vergleich der Profile in Abhängigkeit der Jahreszeiten, Quelle: VDEW

Untersuchungen von Gewerbe, Industrie und öffentliche Beleuchtung sowie Photovoltaikanlagen (und noch einige mehr) liefern ebenso Profile, nach denen Netzbetreiber ihre Netznutzung berechnen (siehe z.B. [EBW07]).

2.2 Passivhaus

Im Vergleich zu konventionellen Wohnbauten zeichnen sich Passivhäuser durch einen extrem niedrigen Heizwärmeverbrauch aus. Durch eine gute Dämmung - dadurch geringe Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte⁷) - und die effiziente Nutzung der solaren Wärme wird die Heizenergie drastisch reduziert. Trotz individuellem Design kann die Errichtung eines zentralen Heizungssystems entfallen. Die benötigte Wärme wird mit Hilfe der kontrollierten Wohnraumlüftung optimal verteilt⁸. Die frische Luft wird über einen Erdreichwärmetauscher geführt, sodass im Winter eine Temperatur von 5 °C gesichert ist. Im Sommer hat diese Maßnahme kühlende Wirkung. Vor allem auch dadurch, dass der im Winter zugeschaltete Wärmetauscher - der die in der Abluft enthaltenen Wärme zu mehr als 90% der Frischluft wieder zuführt - umgangen wird. Obwohl ein ständiger Luftwechsel stattfindet, ist kein Luftzug bemerkbar. Durch die permanente Frischluftzufuhr kann das Öffnen der Fenster (lüften) komplett entfallen (die Möglichkeit besteht allerdings weiterhin). Dadurch sinkt, besonders an kalten Tagen, die Raumtemperatur nicht ab und die Gebäudeisolation wird nicht überbrückt. Während bei konventionellen Bauten der CO₂-Gehalt in den Nächten die Pettenkofergrenze⁹ überschreitet [EBN06], werden bei PH das anfallende CO₂ und andere Schadstoffe ständig abgeführt.

Die bereits oben angesprochene Gebäudeisolation ist ein wesentlicher Faktor zur Realisierung eines PH. Ist die Gebäudehülle nicht luft- und winddicht, so kann es lt. [EBN07] zu folgenden Erscheinungen kommen:

- Gefahr von Bauschäden durch Tauwasserbildung
- Hohe Wärmeverluste
- Verringerung des sommerlichen Wärmeschutzes
- Verschlechterung des Schallschutzes
- Unkontrollierter Luftwechsel
- Zu trockenes Raumklima im Winter

⁷ Der U-Wert [W/m²K], früher k-Wert genannt, ist ein Wärmedurchgangskoeffizient. Er gibt an, wie viel Wärmeleistung pro m² Bauteilfläche bei einem Temperaturunterschied von 1°C durch das Bauteil fließt.

⁸ Die kontrollierte Wohnraumlüftung ist als alleinige Heizquelle ausreichend, wenn die Heizlast 10 W/m² nicht überschreitet [EVB04], sonst sind Zusatzheizungen – in Form von Elektroheizungen oder (pelletsbetriebenen) Wohnraumheizungen - für besonders kalte Tage erforderlich.

⁹ Max Josef von Pettenkofer stellte als Begründer der Hygiene um 1860 Richtlinien für die Belüftung von Wohnräumen auf. Die oberste Grenze für den Gehalt von CO₂ sollte 0,1% nicht überschreiten.

Um die Dichtheit der Gebäudehülle zu messen wird eine Luftdichtheitsmessung durchgeführt. Bei diesem so genannten „Blower Door Test“ wird im Gebäude mit Hilfe eines Ventilators ein Über- bzw. Unterdruck von 50 Pa erzeugt. Dieser wird eine Stunde konstant gehalten (durch Regelung des Ventilators). Dadurch ergibt sich ein Volumenstrom, der äquivalent dem Gesamtvolumenstrom durch alle Undichtheitsstellen ist. Bei NEH darf der Luftwechsel maximal dem Gebäudevolumen entsprechen, bei Passivhäusern nur dem 0,6-fachen davon.

Ein wichtiger Behaglichkeitsfaktor ist das Verhältnis der Raumtemperatur zur Wandtemperatur. Ist der Temperaturunterschied zu groß, entsteht das Gefühl eines unangenehmen Luftzugs. Dieser wird bei PH durch eine gute Wärmedämmung und die Wohnraumlüftungsheizung verhindert. So kommt es zum Fehlen von kalten Mauerstellen, was auch das Kondensieren des in der Luft enthaltenen Wasserdampfs an diesen Stellen verhindert. Dies könnte sonst zur Schimmelbildung führen.

Ein weiterer schöner Nebeneffekt resultiert aus der Nutzung der Sonne als Heizung. Die dafür nötigen, nach Süden ausgerichteten, Fensterflächen lassen viel Tageslicht in das Gebäude, sodass die Räume hell und freundlich wirken. Bei der Planung sollte man berücksichtigen, dass oft genutzte Räume nach Süden orientiert sind, selten genutzte Räume dagegen im Norden liegen, sodass letztere weniger „Sonnenheizung“ benötigen.

Wie schon in der Einleitung erwähnt, existieren in jedem Bundesland unterschiedliche Vorgaben der Dämmwerte. Die in der Tabelle 2.2 dargestellten U-Werte sind Maximalwerte, die in jedem Fall einzuhalten sind. Die niedrigsten Werte sind hier grünlich unterlegt. Auffallend ist hierbei die Tendenz: Je aktueller die Bauordnung, desto geringer sind die Werte.

In Oberösterreich gibt es eine zusätzliche Vorschrift, die in Abhängigkeit der Kompaktheit des Gebäudes die Energiekennzahl¹⁰ vorgibt. Für eine Kompaktheit (Gebäudehüllfläche/ beheiztes Gebäudevolumen) von unter $0,2\text{m}^{-1}$ ist eine EKZ von 40, über $0,8\text{m}^{-1}$ von 90 - und dazwischen linear ansteigend - festgelegt.

Die Wiener Kennwerte gelten sowohl für Neubauten als auch für Zubauten. Außerdem wird hier eine neue Energiekennzahl eingeführt, die in 8 Größenklassen eingeteilt ist: der Transmissionswärmeverlust¹¹ in $\text{W}/\text{m}^3\text{K}$. Diese nur in Wien verwendete Energiekennzahl wird durch die Größe des beheizten Volumens bestimmt. Beträgt dieses bis zu 500m^3 ergibt

¹⁰ Die Energiekennzahl (EKZ) gibt den jährlichen, flächenbezogenen Energiebedarf eines Gebäudes an. Die Einheit lautet: $\text{kWh}/\text{m}^2\text{a}$.

¹¹Die energetische Kennzahl "spezifischer Transmissions-Wärmeverlust" mit der Einheit $\text{W}/(\text{m}^3\text{K})$ ist der rechnerische Wärmeleistungsbedarf in Watt je Kubikmeter des beheizten Volumens und je Kelvin Temperaturdifferenz zwischen der Außentemperatur und der Raumtemperatur. Diese Energiekennzahl ist nur in Wien gebräuchlich ([EAA03]).

sich der Transmissionswärmeverlust zu $0,36\text{W}/\text{m}^3\text{K}$. Bei einer Größe über 8000m^3 wird dieser Wert auf $0,2\text{W}/\text{m}^3\text{K}$ begrenzt. Dazwischen verläuft er linear (in 500er-Schritten).

Obwohl es verschiedene Vorschriften gibt, wurde in Österreich mit 1.1.2006 ein Energieausweis eingeführt. Dieser ist für alle Neubauten verpflichtend und gibt vergleichbare Energiekennwerte (energetischer Normverbrauch) an. Diese Vorschriften erfüllen die Forderung der Gebäuderichtlinie (DIRECTIVE 2002/91/EC, siehe [DEC07]) des Europäischen Parlaments. Letztere, innerhalb der EU geltende Bestimmung, existiert seit 16.12.2002 und sieht zusätzlich eine verpflichtende Anbringung des Energieausweises bei öffentlichen Gebäuden vor.

Bundesland	gültig seit	Außenwand	Wände gegen unbeheizte Gebäudeteile und Feuermauern	Wände gegen getrennte Wohn- und Betriebseinheiten	Decken gegen Außenluft, Dachböden, Durchfahrten	Decken gegen unbeheizte Gebäudeteile	Decken gegen getrennte Wohn- und Betriebseinheiten	Fenster	Außentüren	Erdberührte Wände	Erdberührte Fußböden
B	'02	0,38	0,50	0,90	0,20	0,35	0,70	1,70	1,70	0,35	0,35
K	'97	0,40	0,70	1,60	0,25	0,40	0,90	1,80	1,80	0,50	0,50
N	'96	0,40	0,70	1,60	0,22	0,40	0,90	1,80	1,80	0,50	0,50
O	'99	0,50	0,70	1,60	0,25	0,45	0,90	1,90	1,90	0,50	0,50
S	'02	0,35	0,50	0,90	0,20	0,40	0,90	1,70	1,70	0,40	0,285
St	'97	MFH: 0,50 EFH/ZFH: 0,40	0,70	1,60	0,20	0,40	0,90	1,90	1,90 (GT)	0,50	0,50
T	'98	0,35	0,50	0,90	0,20	0,40	0,70	1,70	1,70	0,40	0,40
V	'96	0,35	0,50	1,60	0,25	0,40	0,90	1,80	1,90	0,50	0,50
W	'01	0,50	0,50	0,90	0,25	0,45	0,90	1,90	1,90	0,50	0,45

Abkürzungen:

MFH..... Mehrfamilienhaus

EFH/ZFH..... Ein- und Zwei-Familienhaus

GT..... Glastür

Tabelle 2.2: Vorgaben der U-Werte lt. Bauverordnung, Datenquelle: [EAA03]

Werden Wohnbauten nach den Werten in Tabelle 2.2 gebaut, so entspricht dies einem Standard, der viel mehr Heizenergieverbrauch besitzt als der Niedrigenergie- bzw. der PH-Standard. Als Vergleich dazu dient die Abbildung 2.5. Hier werden die niedrigsten U-Werte der Bauordnung der Länder mit denen der Niedrigenergiehäuser und PH verglichen. Außerdem werden die Wärmedurchlasskoeffizienten von Altbauten angegeben. Hierbei steht

Altbau max für die größten und *Altbau min* für die niedrigsten Werte die bei Altbauwohnungen zutreffen. Die Abstufung der einzelnen Gebäudetypen ist deutlich zu erkennen. Bei Fenster und Türen (die jeweils komplett - Glas und Rahmen- betrachtet werden) sind die U-Werte - im Vergleich zu den anderen - extrem hoch. Schuld daran sind der Materialübergang (Glas und Rahmen) und die inkludierten, beweglichen Teile.

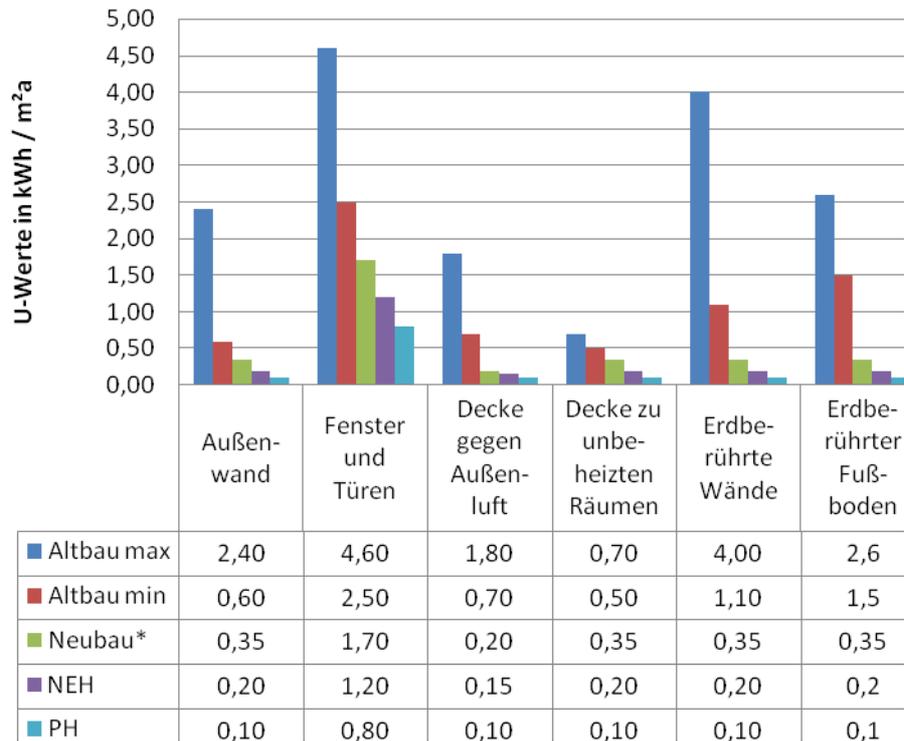


Abbildung 2.5: Vorgeschriebene U-Werte für Wohnbauten, *...niedrigster Wert aller österreichweiten Bauverordnungen, Datenquelle [BLA07], [BLN07], [EAA03]

Wie schon oben erwähnt, beträgt die Energiekennzahl EKZ beim Passivhaus weniger als 15 kWh/m²a. Die gemessenen Energiekennwerte sind teilweise deutlich darunter. Bei realisierten Gebäuden sind schon EKZ von etwa 7kWh/m²a [IGP07] und sogar 5,5kWh/m²a bei Reihenmittelhäuser [EBE03] gemessen worden. Legt man diese Energieverbrauchswerte auf Fahrzeuge um (Berechnung nach [EBN06]), bräuchte man für 100km 0,7l bzw. 0,55l! Maßgeblich daran beteiligt sind die nach Süden ausgerichteten Fenster. Sie nehmen die Wärme der Sonne optimal auf. Werden 2-Scheiben-Wärmeschutzverglasungen installiert, können U-Werte von 1,1W/m²K erreicht werden. Die 3-Scheibenfenster von PH besitzen U-Werte kleiner 0,8W/m²K, Lichtdurchlassgrade von etwa 60% und Energiedurchlassgrade von 50% [EBN06]. Dadurch können an den Innenseiten 35°C erreicht werden, wenn draußen noch Minusgrade unter -10°C vorherrschen.

Bei einer Reihenhaussiedlung in Darmstadt-Kranichstein, Deutschland, die 24 Niedrigenergie- und 22 Passivhäuser umfasst, wurde das angestrebte Ziel erreicht. Die EKZ ist zwar nicht bei allen Haushalten unter die Grenze von 15kWh/m²a gefallen (Abbildung 2.6), der Durchschnitt jedoch liegt darunter. Der durchschnittliche Heizwert lag bei Reihenmittelhäuser unter dem der Eckhäuser, was aber durch die größere Außenfläche leicht nachvollziehbar ist. Die Heizung erfolgte durch einen Nahwärmeanschluss, dessen Verteilnetz zum Teil beträchtliche Wärmeverluste beinhaltet [EBE03]. Zum Zeitpunkt der Projektierung und Planung der Anlage hat es noch als unsicher gegolten, ob die Passivhäuser alleine über die vorbeheizte Frischluft erwärmt werden können. Dies konnte bei dieser Siedlung aber bestätigt werden. Trotzdem wurde jedes Passivhaus mit konventionellen Heizkörpern ausgestattet.

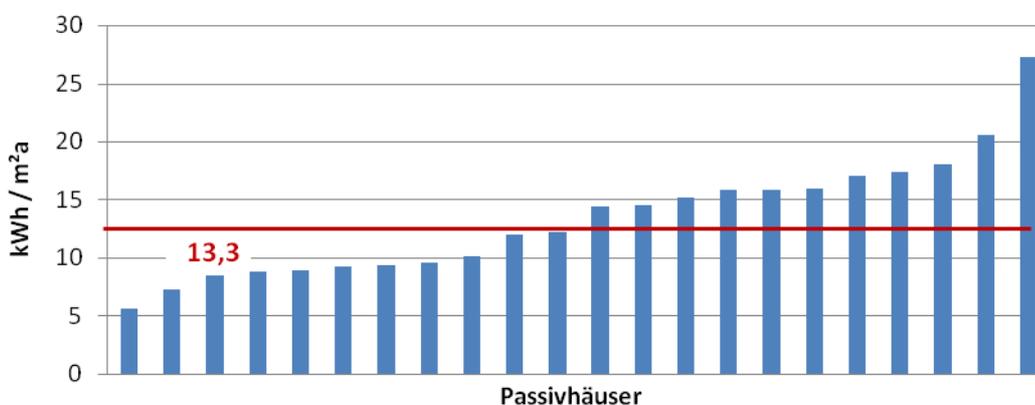


Abbildung 2.6: Heizenergieverbrauch der 22 PH in Darmstadt-Kranichstein, in der Heizperiode 1998-1999, Quelle [EBE03]

	1998 - 1999	1999 - 2000	2000 - 2001	2001 - 2002
PH	13,3kWh/m ² a	12,2kWh/m ² a	10,5kWh/m ² a	10,4kWh/m ² a
NEH	24,4kWh/m ² a	23,9kWh/m ² a	22,7kWh/m ² a	21,0kWh/m ² a

Tabelle 2.3: Entwicklung des Heizenergieverbrauchs als Durchschnitt von 22 PH in Darmstadt-Kranichstein, Quelle [EBE03]

In der in Tabelle 2.3 angeführten durchschnittlichen Jahresheizenergieverbräuche ist ein Lernprozess erkennbar. Betrug der Heizenergieverbrauch im ersten Jahr (1998/1999) noch (durchschnittlich) 13,3kWh/m²a, so ist er im Jahr 2001/2002 auf 10,4kWh/m²a gesunken. Auch bei den Niedrigenergiehäusern ist dieser Trend nachweisbar. Dies ist laut [EBE04] möglicherweise auf die „allmähliche Anpassung der Bewohner an die Bedingungen eines Passivhauses“ zurückzuführen. Bei den NEH konnte die Heizenergie von 24,4 auf 21kWh/m²a gesenkt werden.

Im Großen und Ganzen kann man sagen, dass die veranschlagten Heizenergieverbräuche in der Praxis auch umgesetzt werden können. Zum Teil werden sie auch unterboten. Durch Personenbefragungen konnte ermittelt werden, dass alle Bewohner mit ihrer neuen Wohnung

sehr zufrieden sind. Damit wurden sowohl Tauglichkeit als auch Sinnhaftigkeit der PH bewiesen.

2.3 Warmwasserbedarf

Der monatliche Warmwasserbedarf ist in etwa konstant. Laut DIN-Norm (DIN V 4701-10) beträgt der durchschnittliche Verbrauch 23l pro Person und Tag bei einer Temperatur von 50°C. Wird dabei von einer konstanten Vorlauftemperatur von 10°C ausgegangen, so beträgt der Wärmebedarf zur Aufheizung des Wassers eines Jahres 900kWh pro Haushalt¹². Monatlich würden durchschnittlich 75kWh zur Erwärmung benötigt werden. Gemäß der Studie der PH-Siedlung in Darmstadt-Kranichstein [EBE04] verbraucht eine Person als Mittelwert der Jahre 1998-2001 jährlich 27,5l Warmwasser. Diese Menge muss aber korrigiert werden, da die Zapfemperatur mit lediglich 41,6°C (im Durchschnitt) gemessen wurde. Der korrigierte Durchschnittswert beträgt nun 21,75l pro Person und Jahr. Dieser Verbrauch ist erstaunlicherweise niedriger als der Normverbrauch. Wird der Warmwasserverbrauch der NEH betrachtet, so lässt sich ein korrigierter Verbrauch von 19,1l angeben.

Sollte sich laut Simulation in Kapitel 7 herausstellen, dass die Wärmemenge durch den Einsatz der BZ nicht ausreicht, um die Warmwasserversorgung vollständig abzudecken, müssen alternative Wärmequellen verwendet werden. Eine umweltfreundliche Alternative stellen Niedertemperaturkollektoren dar, die in die Dachfläche integriert werden können. Geht der Einsatz der BZ in den wärmeren Monaten zurück, so kann diese Differenz durch diese Sonnenkollektoren abgedeckt werden.

Für den Standort Klagenfurt zeigt die Abbildung 2.7 die monatliche Deckungsrate des Warmwasserbedarfs mittels Selektiv-Kollektor. Ein Selektiv-Kollektor reduziert – im Gegensatz zu Normkollektoren – die Wärmeabstrahlung des Sonnenkollektors. Bei einer Kollektorfläche von 8m², einem Speicher von 500l und einem Verbrauch von 120l pro Tag bei einer Temperatur von 50°C ergibt sich ein solarer Jahresdeckungsgrad von über 70 %.

¹² Laut Statistik Austria ([STH07]) leben im Jahr 2006 durchschnittlich 2,33 Personen pro Haushalt.

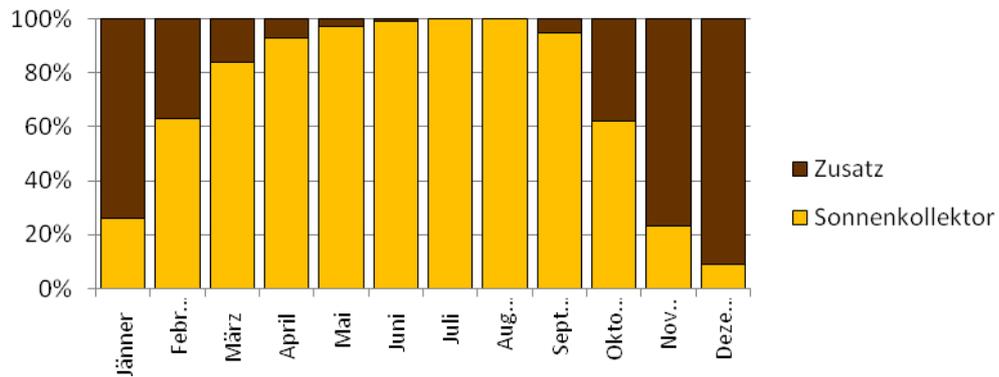


Abbildung 2.7: Monatliche Abdeckung des Warmwasserbedarfs mittels Niedertemperatur-Selektiv-Kollektor, Quelle [FAN04]

Kapitel 3 Wasserstoffsystem

Ist Wasserstoff als Energiespeicher in Haushalten geeignet? Durch die Entwicklung von BZ-Einheiten für die Haushaltsstrom- und -wärmeversorgung und Potentialen zu weiteren Wirkungsgradsteigerungen (auch bei kleinen Anlagen) scheint ein H₂-betriebenes „Mini-Kraftwerk“ im Keller durchaus attraktiv. Vor allem aufgrund des sauberen Prozesses, bei dem lediglich Wasser als „Abgas“ anfällt, wird die BZ-Technologie als Heilmittel gegen die steigenden CO₂-Emissionen gehandelt. Allerdings gilt es zu berücksichtigen, dass Wasserstoff nur ein sekundärer Energieträger ist. Dies bedeutet aber, dass die Umweltfreundlichkeit sehr stark von der Herstellung abhängt. Abbildung 3.1 zeigt die Beteiligung verschiedener Primärenergieträger an der weltweiten Wasserstoffproduktion. Dabei wird der Großteil (etwa 96%) aus fossilen Energieträgern gewonnen, wobei Erdgas den größten Anteil besitzt. Dies wird sich auch in naher Zukunft nicht ändern.

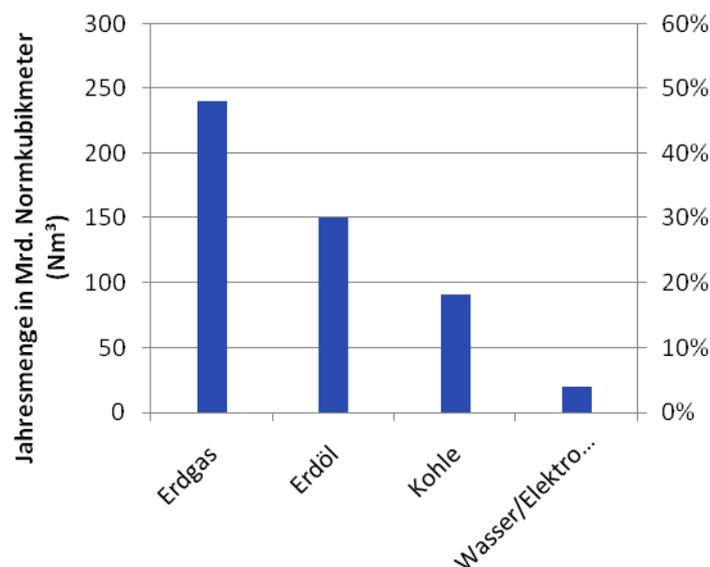


Abbildung 3.1: Globale Produktion von Wasserstoff nach Primärenergieträger [ROM06]

Was wie ein Affront klingt, könnte aber entscheidend für die Einführung solcher Energieversorgungssysteme sein, da der Markt für H₂ noch in den Kinderschuhen steckt. Die

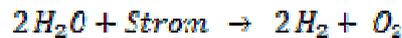
sich in Pilotprojekten befindlichen Mini-Kraftwerke werden mit Erdgas betrieben. Während die BZ mit niedrigerer Betriebstemperatur Erdgas direkt umsetzen können, verwenden Hochtemperatur-BZ interne Reformer, die Wasserstoff von den CH_4 -Molekülen – unter Erzeugung von CO_2 – abspalten [SOL06, VAI07].

Einige noch nicht gelöste Probleme werden noch zu bewältigen sein, ehe die Wasserstoffwirtschaft Fuß fassen kann. Ganz wesentlich dabei ist der Kostenfaktor. Während bei PEM-BZ Preise von einigen Tausend Dollar/kW (bis 12.000 Dollar/kW) zu Buche stehen, müssten diese auf etwa 500 Dollar/kW (stationär) bzw. 50 Dollar/kW (mobil) gesenkt werden, um konkurrenzfähig zu werden [ROM06]. Vor allem die Peripheriegeräte führen zu den hohen Kosten. So macht der geschätzte Anteil des BZ-Stacks an den Gesamtkosten zwischen 5% und 20% aus [KRE04]. Eine wichtige Forderung ist die Steigerung des Wirkungsgrades. Werden BZ und Reformer gemeinsam betrachtet ergibt sich ein Wirkungsgrad von etwa 35% [ROM06]. Dem entgegen stehen GuD-Kraftwerke mit einem Gesamtwirkungsgrad bis 60% - bei Wärmeauskopplung erhöht er sich noch auf über 70%.

3.1 Herstellung

Ein großer Vorteil der Wasserstoffwirtschaft ist die große Auswahl der Ressourcen zur Herstellung von H_2 (engl. Diversity). Dadurch ergibt sich eine große Auswahl an Verfahren. Die wichtigsten in [PEH02] beschriebenen sind:

- Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern (EET): Windkraft, Wasserkraft, Photovoltaik:



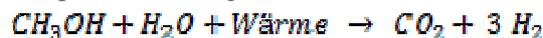
- Fermentation und Dampfreformierung von Erdgas oder Biogas:



- Biomasse-Reformierung:

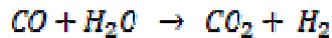
Aufgrund der Vielzahl an verschiedenen Stoffen ist keine Reaktionsgleichung angebar. Es werden aber Kohlenwasserstoffe mit Wasserdampf behandelt, sodass CO_2 und Wasserstoff die Endprodukte darstellen.

- Dampfreformierung von Methanol:



- Kohlevergasung:





- Kvaerner Ruß + Wasserstoffprozess:



- Abfallprodukt der elektrolytischen Herstellung von Chlor und Natronlauge:



- Photobiologische Erzeugung:

Mithilfe von speziellen Algen soll H_2 durch Licht (Photonen) in mehreren Einzelschritten aus Wasser erzeugt werden.

- Photoelektrochemische Erzeugung (Photolyse):

Hierbei soll das Sonnenlicht mittels Halbleiterelement in Strom umgewandelt werden, das in einem Schritt („Tandem-Design“) die Elektrolyse in einem Wasserbad vollzieht. Durch die Auswahl geeigneter Halbleiterverbindungen und Designs können Wirkungsgrade von 12,4% [TUR04] erreicht werden, und das mit der Sonne als Primärenergieträger.

Die photobiologische H_2 -Erzeugung ist noch im Versuchsstadium und kämpft noch mit einer stark abfallenden H_2 -Produktion nach 4 Tagen. Die Sensibilität der Algen gegenüber O_2 hemmt laut [SEI02] derzeit noch die Produktion. Allerdings soll mit Hilfe der Gentechnik diese Abhängigkeit verringert und die Algen zu einer vermehrten H_2 -Produktion angeregt werden.

In den ökonomischen Studien und Veröffentlichungen [HAA05, AJA07, auch ROM06] werden Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Biogas, Biomasse und Erdgas als Primärenergieträger untersucht. Eine Gruppe der untersuchten Technologien (Wasser-, Wind- sowie PV-Anlagen) verwenden ihren Strom, um Wasserstoff durch Elektrolyse zu gewinnen. Die restlichen Energieträger stellen H_2 durch Reformierung bzw. Vergasung bereit. Alle Arbeiten unterscheiden immer zwischen mobilen und stationären Anwendungen. Obwohl [ROM06] den U.S.-amerikanischen und [HAA05] sowie [AJA07] den europäischen Markt betrachten, sind die Schlussfolgerungen größtenteils ident:

Öko-Wasserstoff (Erzeugung durch EET) ist weder im mobilen noch im stationären Bereich wettbewerbsfähig. Der Umweg über H_2 als Zwischenspeicher für Ökostrom ist nur sinnvoll, wenn Überschüsse abgearbeitet werden müssen.

Außerdem kommen die Studien zu dem Schluss, dass die Kosten zur Erzeugung von H_2 sehr stark von den Kosten der eingesetzten Primärenergie abhängig sind. Kurz- bis mittelfristig sei kein „umfassender Umstieg auf eine auf erneuerbarer Energie basierende Wasserstoffwirtschaft“ zu erwarten, da die Infrastruktur noch nicht vorhanden und die BZ-Kosten noch zu hoch sind. Allerdings wäre eine on-site Elektrolyse mittels Windkraft „die

mittel- bis langfristig interessanteste Option für Öko-Wasserstoff in Österreich“, um Fahrzeuge mit dem Treibstoff Wasserstoff zu versorgen. Der Brennstoffzelle in der Hausversorgung werden nur Nischenmärkte vorausgesagt. Bei einem Pipelinesystem zu den BZ in den Haushalten sind die Kosten der Wasserstoffbereitstellung in Abbildung 3.3 dargestellt. Untersucht man die Kosten der gekoppelten Strom- & Wärmeversorgung in Euro/(0,5 kWh_{el} + 0,5 kWh_{th}), so liegen alle BZ mit dem Faktor zwei über den von direkt genutzter erneuerbarer Energien. Die günstigste Kombination stellt ein BHKW dar, dass mit einem Erdgas-Verbrennungsmotor betrieben wird, der seinerseits einen Generator betreibt. Die Abwärme wird in Form von Fernwärme an die umliegenden Gebäude abgegeben.

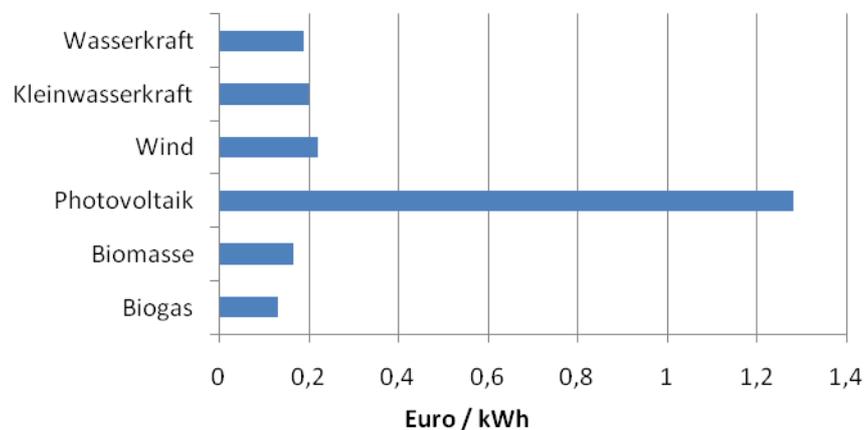


Abbildung 3.2: Kosten der Wasserstoffherstellung (Erzeugung, Aufbereitung und Verteilung) für stationäre Anwendungen, Quelle [AJA07]

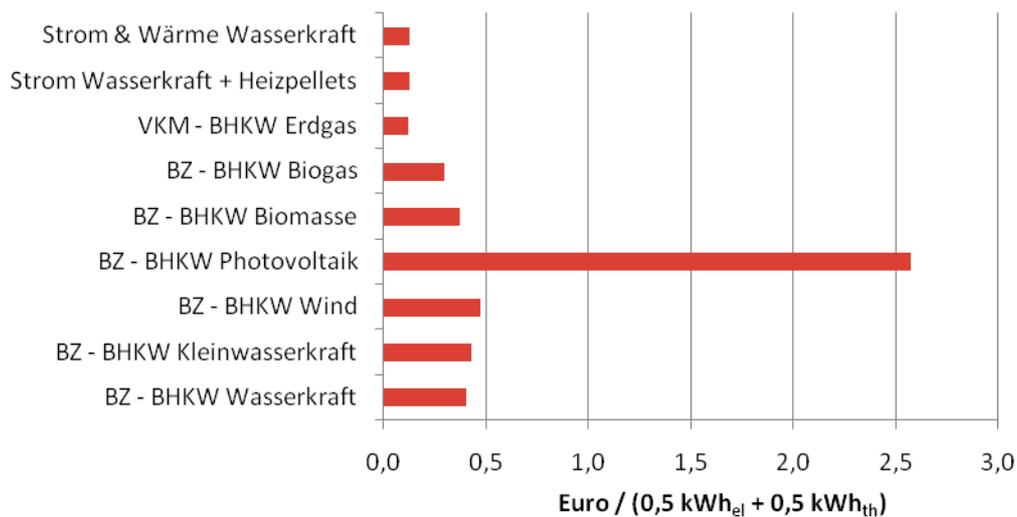


Abbildung 3.3: Kosten für gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung, Quelle [AJA07]

Der Preis für die H_2 -Erzeugung durch Photovoltaikzellen ist durch den schlechten Wirkungsgrad der PV-Zelle bedingt. Die Umwandlungsverluste bei der Elektrolyse betreffen alle Stromerzeuger (zus. Wasser- und Windkraft).

3.1.1 Elektrolyse

Als wichtiges Element der Wasserstoffherstellung, der in dieser Arbeit untersuchten PH-Siedlung, soll nun die Elektrolyse betrachtet werden.

Für die Elektrolyse von Wasser existieren zwei grobe Typen: die Alkali- und die PEM-Elektrolyse. Bei ersterem Verfahren werden wässrige alkalische Elektrolyte verwendet. Diese Funktion übernimmt bei der PEM-Elektrolyse die Proton-Exchange-Membran. Dabei ist der Aufbau ähnlich der einer PEM-BZ (siehe auch Kapitel 3.2.2) und kann auch für beide Prozesse verwendet werden [BIF04].

Neben Niederdruckelektrolyseuren sind es vor allem Hochdruckelektrolyseanlagen (in PEM-Bauweise), die sich für einen Einsatz im Haushalt anbieten. Durch den Wegfall der energieintensiven Vorverdichtung (siehe auch Kapitel 3.3.1) auf bis zu 138bar bei PEM-Elektrolyseuren ([BIF04]) können Synergien genutzt und die Effizienz erheblich gesteigert werden.

3.2 Brennstoffzelle

Weltweit werden Milliarden an Forschungsgeldern in die Entwicklung der Brennstoffzellen gesteckt. Aber wozu? Einerseits will man die Abhängigkeit von Energieimporten in Form von fossilen Brennstoffen eliminieren, andererseits die Emission der Treibhausgase stark reduzieren. Diese Ziele könnten beim Einsatz von hocheffizienten BZ aber erst in der Zukunft erreicht werden. Durch die Mannigfaltigkeit der H_2 -Herstellung wäre es wünschenswert, den benötigten Wasserstoff durch die in 3.1 schon erwähnten Verfahren rein regenerativ zu erzeugen.

In Kalifornien wird durch Governor Arnold Schwarzenegger sehr viel in den mobilen Einsatz der BZ investiert. Bei mobilen Anwendungen stellt vor allem die Speicherung eine große Herausforderung dar (mehr dazu in Kapitel 3.3). Alle führenden Automobilhersteller haben bereits ein oder mehrere BZ-Fahrzeuge auf den Markt gebracht. Allerdings stehen diese der breiten Masse noch nicht zur Verfügung. Laut [CAF06] waren Ende 2006 bereits 158 PKWs und 9 Busse auf den Straßen unterwegs. Die Anzahl der vor allem in den Großstädten konzentrierten H_2 -Tankstellen betrug Ende 2006 auch schon 23. In allen Fahrzeugen werden PEM-BZ verwendet. Weltweit existieren schon 298 Tankstellen, an denen Wasserstoff getankt werden kann [H2S07]. Eine Auflistung aller H_2 -Fahrzeuge findet sich unter [H2M07].

Während man sich in Kalifornien auf den mobilen Einsatz stürzt, wird in Europa hauptsächlich Wert auf den Einsatz in Gebäuden gelegt. Dies geschieht, weil es zum einen – laut [DWV06] - den Trend zur dezentralen Energieerzeugung unterstützt und die Möglichkeit bietet, mehrere Geräte zu einem virtuellen KW zusammenzuschließen und zum anderen, weil die Nutzung der Abwärme zur Gebäudeheizung viel wirtschaftlicher ist als im wärmeren kalifornischen Klima.

Ein wichtiger Grund für die Bevorzugung der BZ gegenüber thermischen KW ist auch der theoretisch größere Wirkungsgrad. Während bei thermischen KW der Wirkungsgrad durch den Carnot-Wirkungsgrad

$$\eta_c = 1 - \frac{T_{ab}}{T_{zu}}$$

begrenzt ist, errechnet sich der elektrische Wirkungsgrad der BZ laut [Kar06] so:

$$\eta_{el} = \frac{U}{U_{max}^0}$$

Die Spannung U entspricht der Betriebsspannung, U_{max}^0 der Heizwertspannung der BZ. Letztere kann aus der bei der Reaktion freigesetzten Reaktionsenthalpie der umgesetzten Ladungen

$$U_{max}^0 = - \frac{\Delta H_m^0}{n F}$$

berechnet werden, wobei n die Anzahl der Elektronen (Ladungen) und F die Faraday-Konstante darstellen.

Der Gesamtwirkungsgrad, der ja für eine umfassende Betrachtung relevant ist, ist eine Kombination aus thermischem Wirkungsgrad, der den maximalen Wirkungsgrad der Brennstoffzelle angibt, Spannungs- η_E und Stromwirkungsgrad η_U . Der maximale Wirkungsgrad ergibt sich als Quotient der freien Enthalpie (Gibbs Energie) ΔG einer Reaktion und der Reaktionsenthalpie ΔH zu:

$$\eta_{BZ,max} = \frac{\Delta G}{\Delta H} = 1 - \frac{T \Delta S}{\Delta H}$$

$$\text{wobei } \Delta G = \Delta H - T \Delta S.$$

Bei der Verbrennung von H₂ zu H₂O unter Standardbedingungen ergeben sich die Werte $\Delta G = -237,13\text{kJ/mol}$ und $\Delta H = -285,83\text{kJ/mol}$. Dies ergibt einen maximalen Wirkungsgrad von 82,96%. Werden noch die Überspannungsverluste mit η_E und nicht umgesetzte H₂-Moleküle im Stromwirkungsgrad η_U berücksichtigt, kann der Gesamtwirkungsgrad mit

$$\eta_{BZ} = \eta_{BZ,max} \eta_E \eta_U$$

angegeben werden. Allerdings gelten diese Ergebnisse nur dann, wenn sich das Reaktionsprodukt im flüssigen Zustand befindet. Wäre es im gasförmigen Zustand, müsste für ΔH der untere Heizwert $\Delta H_{u} = -241,8 \text{ kJ/mol}$ und für ΔG die untere Reaktionsarbeit $\Delta G_{u} = -228,6 \text{ kJ/mol}$ zur Berechnung herangezogen werden. Damit steigt der maximale Wirkungsgrad $\eta_{BZ,max}$ auf 94,5% bei Standardbedingungen.

Vergleicht man nun den maximalen Wirkungsgrad mit dem Carnot-Wirkungsgrad (Abbildung 3.4), so kann man erkennen, dass die BZ bei geringen Betriebstemperaturen Wärmekraftmaschinen überlegen ist. Je nachdem welche Betriebsparameter angenommen werden, ändert sich die vorteilhaftere Technologie. In der untenstehenden Abbildung wurde angenommen, dass die untere Temperatur des Carnot-Prozesses 50°C (323K) bzw. 100°C (373K) beträgt. Das BZ-Abgas ist gasförmig. Daher sind der untere Heizwert und der untere Wert der Reaktionsarbeit zu nehmen.

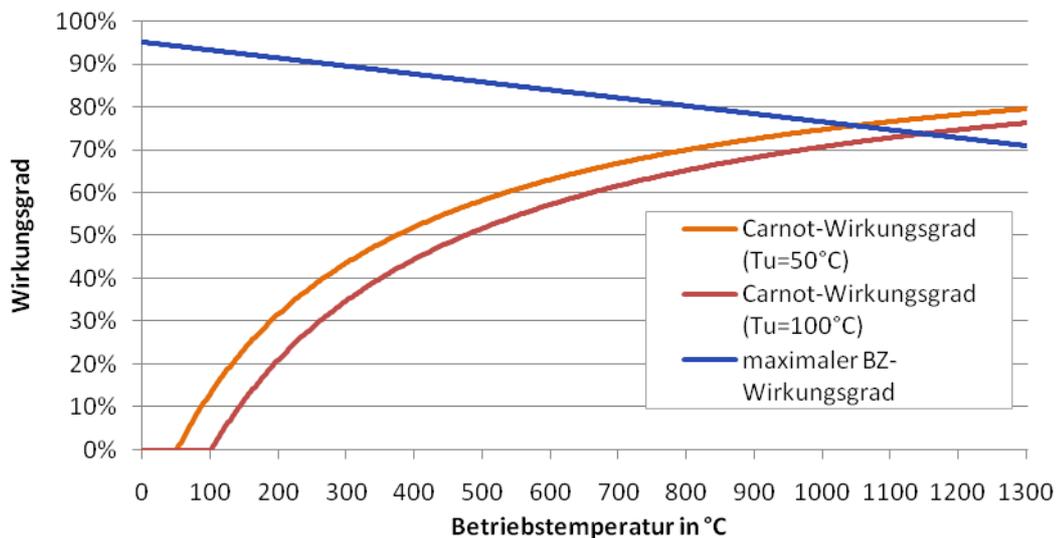


Abbildung 3.4: Vergleich: Carnot-Wirkungsgrad mit BZ-Wirkungsgrad

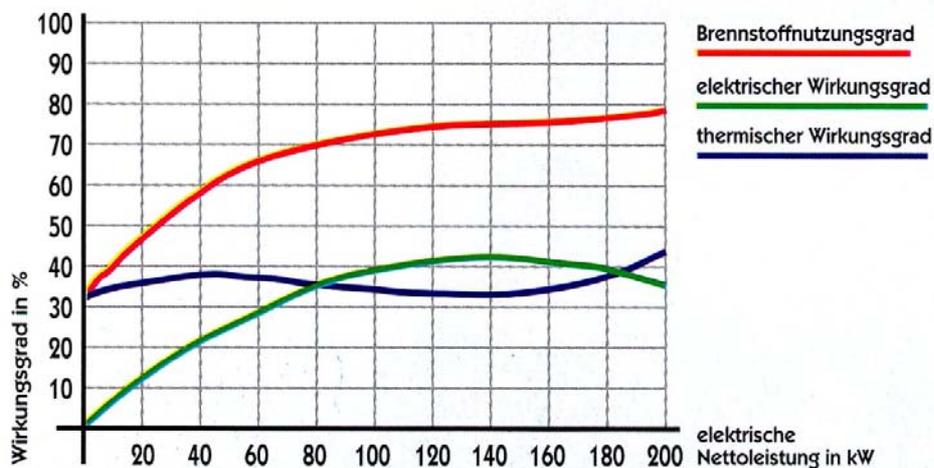


Abbildung 3.5: Teillastverhalten einer PAFC, Quelle [WIL01]

Abbildung 3.5 zeigt den elektrischen und thermischen Wirkungsgrad bei Teillast einer PAFC mit 200kW_{el} 220kW_{th} des Herstellers ONSI Corp. Diese, in einem anschlussfertigen Container untergebrachte, Brennstoffzelle koppelt die Wärme in Form von Heißwasser mit 100°C aus. Die Rücklauftemperatur soll für hohe thermische Wirkungsgrade nicht über 30°C liegen. Die relativ niedrigen Gesamtwirkungsgrade (unter 80%) ergeben sich durch den Energieverbrauch der Hilfsaggregate (Pumpen, Kompressoren, etc.).

3.2.1 AFC Alkalische Brennstoffzelle

Alkalische BZ wurden schon in den 50er Jahren entwickelt, um die Energieversorgung der Raumfahrzeuge zu sichern. Dabei konnte das anfallende Wasser als Trinkwasserquelle weiter verwendet werden. Um gute Geräte zu erhalten, wurde so die AFC bis zur technischen Reife entwickelt [KRE04].

Als Elektrolyt wird konzentrierte Kalilauge verwendet, welche die Kinetik der Sauerstoffreduktion fördert, was in einem hohen Wirkungsgrad resultiert. Als Nachteil zeigt sich die Verwendung von hochreinem Wasser- und Sauerstoff, da der Elektrolyt mit einem etwaigen CO_2 -Molekül sofort die Karbonatbildung beginnt, wodurch die Elektroden verstopft werden. Aufgrund dieses Mankos sind sie nicht für aus Erdgas reformierten Wasserstoff geeignet. Ein wesentlicher Vorteil dieser BSZ-Art ist, dass sie unempfindlich gegenüber veränderten Betriebssituationen und einfach zu regeln ist. Außerdem kann sie - auch bei Temperaturen unter Null – sofort gestartet werden.

3.2.2 PEMFC Proton Exchange Membrane Fuel Cell

Die auch Polymerelektrolytmembran-BZ genannte BZ verwendet als Elektrolyt eine protonenleitende Membranfolie, welche die beiden Gase voneinander getrennt hält. Diese besteht aus sulfoniertem Teflon. Bei einer Betriebstemperatur von 60°C - 80°C ist ein Katalysator (auf Platinbasis) erforderlich. Um diesen nicht zu beeinträchtigen sind besonders niedrige CO- und Schwefel-Konzentrationen erforderlich. Durch ihr gutes Kaltstartverhalten ist sie für den mobilen Einsatz prädestiniert und auch in den ersten Generationen im Einsatz (s.o.). Als weitere Vorteile der PEMFC zählen die hohe Leistungsdichte, der einfache Zellaufbau, kurze Startphasen und eine dynamische Betriebsweise. Dagegen würden eine hohe Empfindlichkeit gegenüber Verunreinigungen und hohe Systemkosten sprechen. Auch die anfallende Wärme müsste effizient eingesetzt werden.

3.2.3 SOFC Solid Oxygen Fuel Cell – Festkeramik-BZ

Die SOFC besitzt die höchste Betriebstemperatur von 800°C – 1000°C . Dadurch sind lange An- und Abfahrzeiten erforderlich. Der Elektrolyt besteht aus einer oxidionenleitenden Keramik aus Zirkonoxid, dem Yttriumoxid beigemischt ist. Durch die höhere Temperatur und

den festen Elektrolyten sind höhere Stromdichten möglich. Die Lebensdauer und der Wirkungsgrad sind hoch, der Systemaufbau einfach, die Prozesswärme ist auskoppelbar. Dem entgegen stehen eine hohe Betriebstemperatur, Korrosion der Komponenten, hohe Kosten und lange An- und Abfahrzeiten. Positiv zu erwähnen ist noch die Möglichkeit der direkten Reaktion mit Erdgas (CH_4) und CO .

Zurzeit sind zwei mögliche Designs auf dem Markt: das planare Design von z.B. Sulzer (Abbildung 3.6) und das Röhrenkonzept, das von Siemens Westinghouse verfolgt wird (Abbildung 3.7).

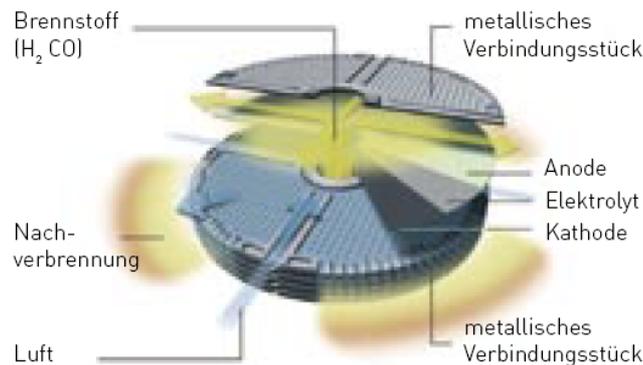


Abbildung 3.6: Planarer Aufbau der BZ-Stacks bei Sulzer Hexis [SUL07]

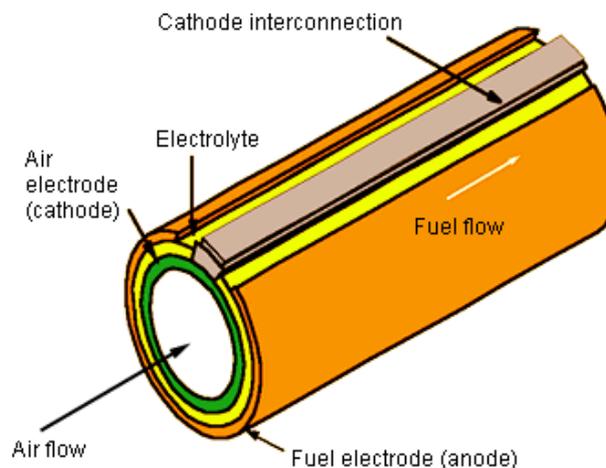


Abbildung 3.7: Turbulares Design der BZ-Stacks bei Siemens Westinghouse [SIE07]

3.2.4 PAFC Phosphor Acid Fuel Cell - Phosphorsäure-BZ

Durch die Verwendung einer Säure als Elektrolyt, können CO_2 -hältige Gase problemlos verwendet werden. Auch die Toleranz gegenüber CO ist aufgrund der höheren Temperatur (200°C) gestiegen. Da sich schon einige Anlagen in Betrieb befinden, sind eine

Anlagenlebensdauer von etwa 40.000 Stunden und eine Verfügbarkeit von über 90% dokumentierbar. Der Betrieb verläuft bei Umgebungsdruck und der Entwicklungsstand ist hoch. Dadurch ist aber das Entwicklungspotential gering. Zusätzlich ist der elektrische Wirkungsgrad mit 40% begrenzt. Auch lange Startphasen und hohe Kosten geben diesem BZ-Typ keine Zukunft.

3.2.5 MCFC Molten Carbonate Fuel Cell - Karbonatschmelze-BZ

Bei diesem Typus von BZ werden flüssige Alkalikarbonate (Li_2CO_3, K_2CO_3), die mit Li_2AlO_2 fixiert sind, als Elektrolyte eingesetzt. Sie läuft bei einer Betriebstemperatur von etwa 650°C und ist für Kohlenwasserstoffe gut geeignet. Die Lebensdauer ist aufgrund der korrosiven Karbonate herabgesetzt, wodurch geeignete Elektrodenmetalle gefunden werden müssen. Im Gegensatz zu den relativ hohen Kosten und dem Arbeitsbedarf in Forschung und Entwicklung, sprechen der hohe Wirkungsgrad und die auskoppelbare Prozesswärme für diesen BZ-Typ.

3.2.6 Zusammenfassung - Überblick

Einen Überblick über die verschiedenen BZ-Typen gibt Tabelle 3.1.

	AFC	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Elektrolyt	Kalilauge (KOH)	Protonenleitende Membran	Phosphorsäure in poröser Matrix	fixierte Alkalikarbonate	Keramik
Ladungsträger	OH ⁻ -Ionen	H ⁺ -Ionen	H ⁺ -Ionen	CO ₃ ²⁻ -Ionen	O ²⁻ -Ionen
Betriebstemperatur	< 90°C	60-80 °C	200 °C	650 °C	800-1000°C
Brennstoff	H ₂	H ₂	H ₂	H ₂ , Erdgas, Biogas, Kohlegas	H ₂ , Erdgas, Biogas, Kohlegas
el. Systemnutzungsgrad (mit Erdgas)	50-55%	28-32%, groß: 40%	37%	ohne DT: 50%, mit DT :55%	klein: 28%, groß: 47%, hybrid: 58%
Gesamtnutzungsgrad	60-70%	80-90%	80-90%	80-90%	80-90%
Temperatur der nutzbaren Wärme		80°C	120°C	400°C	450-500°C

Tabelle 3.1: Übersicht der Brennstoffzellen (DT...Dampfturbine), Quelle [ROM06]

Im Frühjahr 2006 waren folgende Geräte im Einsatz:

Anbieter	BBT	EFC	Nuvera Fuel Cells	RWE	s&r	Vaillant	Viessmann	CFC	FCT	Hexis
Bezeichnung	BZH	BZH	Avanti	BZH	inhouse 4000	Euro2	Haus-Energiezentrale	NetGen	FCT 5kW CHP FC-SYSTEM	Galileo
Typ	PEM	PEM	PEM	PEM	PEM	PEM	PEM	SOFC	SOFC	SOFC
geschätzter Markteintritt	2012 bis 2015	2010 bis 2012	k.A.	2010	2008	k.A.	2010	k.A.	k.A.	k.A.
Anlagen-erprobung seit	k.A.	1999 (Alpha)	k.A.	k.A.	2000	2001 (Euro1) 2003 (Euro2)	2002	k.A.	2003	k.A.
Feldtest-anlagen	k.A.	100 (Beta)	ab 2007 in Europa	20	6	56	2	20 - 30 (ab 4/2006)	k.A.	110 (HXS 1000 Premiere)
P_{Net} [kW]	4,6	1,5	4,6	4,6	4	1 - 4,6	2	1	2 - 3	1
P_{Nth} [kW]	6,5	3	6,9	k.A.	2 - 6	3 - 11	3,5	1	2,5	2,5
Zusatz-brenner [kW]	k.A.	3,5 - 15	z.Z. nicht vorgesehen	40 - 160	k.A.	25 - 50	k.A.	12 - 52	k.A.	20
η_{gas} [%]	k.A.	>80	75	85	60 - 90	>85	>90	80	70	85
η_{el} [%]	k.A.	23	>30	35	25 - 30	>30	>32	40	35	25 - 30
$T_{\text{Heizkreis}}$ [°C]	k.A.	k.A.	5 - 50 / 65	k.A.	50 / 70	55 / 70	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

BBTBosch Buderus Thermotechnik GmbH,
s&r.....Schalt- und Regeltechnik GmbH,
FCTFuel Cell Technologies LTD.

EFC european fuel cell gmbh,
CFC.....Ceramic Fuel Cells Limited,
RWE.....Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG

Tabelle 3.2: Marktübersicht über Brennstoffzellenheizgeräte nach [AHA07]

Für die Hausenergieversorgung werden für diese Arbeit aber nur PEMFC untersucht, da sie durch ihre Dynamik bestechen.

3.3 Speicherung

Die Speicherung von Wasserstoff stellt eine der größten Herausforderungen der Wasserstoffwirtschaft dar. Die konventionellen, ergiebigen Wasserstoffspeicher Benzin und Methan (Erdgas) sind nur über den Umweg von Reformier als Wasserstoffspeicher möglich. Allerdings sind diese Substanzen rein fossil und daher nur begrenzt verfügbar. Sie können bei der Einführung einer Wasserstoffwirtschaft sehr hilfreich sein.

Bei regenerativen Wasserstoffspeichern wird der Wasserstoff zuerst hergestellt (Sekundär-energieträger) um ihn dann in gasförmiger, flüssiger oder gebundener Form zu speichern. In all diesen Zuständen werden sowohl volumetrisch als auch gravimetrisch noch zu geringe Energiedichten erreicht, um mit den Kraftstoffen Diesel (bzw. Heizöl) und Benzin konkurrenzfähig zu sein. Laut [PEH02] werden gravimetrisch bei Flüssigwasserstoff Speicherdichten von maximal 20MJ/kg erreicht (Diesel \approx 32MJ/kg, Benzin: \approx 36MJ/kg). Volumetrisch sind die Unterschiede noch gravierender: Wasserstoff: max. 8000 MJ/m³, Diesel \approx 30000MJ/m³, Benzin \approx 28000MJ/m³. Dadurch wären aber Tanks notwendig, die - bei doppelter Effizienz der BZ - für verdichtetes H₂ noch das zehnfache Volumen eines gebräuchlichen Tanks für die gleiche Energiemenge hätten [ROM06].

Die wichtigsten Speicherarten für Wasserstoff als Sekundärenergieträger werden im Folgenden genauer betrachtet.

3.3.1 Druckgasspeicher – CGH₂ (Compressed Gas)

Die Speicherung von Wasserstoff in Druckgasbehältern stellt die am höchsten entwickelte Speicherart dar. Es sind bereits Speicher mit einem Druck von bis zu 70 MPa (700 bar) im Handel erhältlich. Bei solch einem hohen Druck sind die Anforderungen an das Material der kugelförmigen bzw. zylindrischen Behälter sehr groß. Die in Abbildung 3.8 dargestellten CGH₂-Tanks von Quantum besitzen als innerste Hülle eine Kohlenstofffaserschicht.



Abbildung 3.8: Tanks für komprimierten Wasserstoff von Quantum, Quellen [IND07], [USE07]

Da die Verdichtung von H₂ stark der von Erdgas ähnelt, kann diese ausgereifte Technologie direkt übernommen werden. Bei Hochdrucktanks wird das Wasserstoffgas in mehreren Schritten komprimiert. Die dazu notwendige Arbeit kann unter der Voraussetzung konstanter Temperatur (isotherm) mit

$$W_{\text{isotherm}} = M \cdot R_{H_2} \cdot T \cdot Z \cdot \ln \frac{p_2}{p_1}$$

angegeben werden. Dabei steht M für die Masse des zu verdichtenden Wasserstoffs, R_{H_2} für die spezielle Gaskonstante (4124J/kgK), T für die Arbeitstemperatur (300K) und Z für den Korrekturfaktor der Gaskonstante, da letztere nur in der Nähe des Normaldrucks (0,1MPa) konstant ist¹³. Da das Verhältnis von oberem (p_2) zu unterem (p_1) Druckniveau logarithmisch in die Gleichung eingeht, ist bei einer Verdichtung von Normaldruck (0,1MPa, 1bar, 1atm) auf etwa 3,6MPa die gleiche Arbeit zu verrichten wie von 3,6MPa auf 70MPa. Abbildung 3.9 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Die Verdichterarbeit von Normaldruck auf 70MPa beträgt etwa 2,8kWh/kg. Diese Werte stimmen nur für ideale Gase und Verdichter ohne Wirkungsgradverluste. Laut [ROM06] werden für die oben genannte Verdichtung 5kWh/kg

¹³ Eine Korrektur der speziellen Gaskonstante R ist auch für eine Abweichung von der Normaltemperatur vorzunehmen. Da es sich hierbei aber um isotherme Zustandsänderungen handelt und die Gastemperatur näherungsweise Normaltemperatur besitzt, ist dies nicht nötig.

benötigt. Das deckt sich mit den Angaben aus [BIF04], wo der Wirkungsgrad von Kompressoren mit 50% (kleine Anlagen) bis 70% (große Anlagen) angegeben ist.

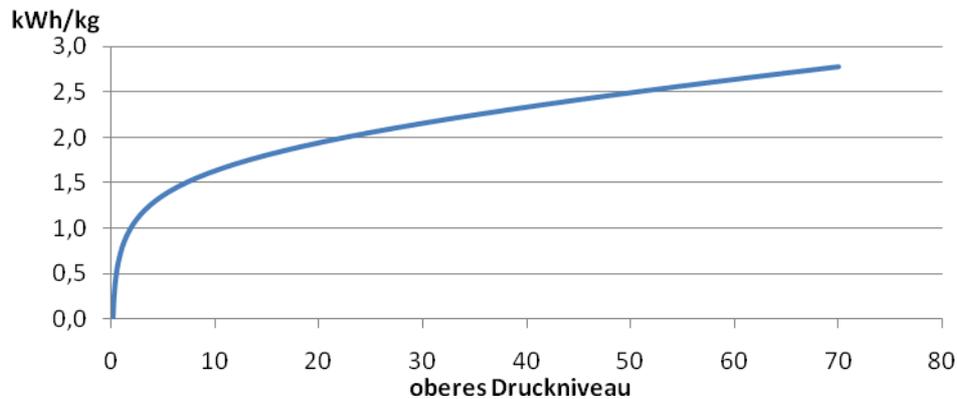


Abbildung 3.9: Verdichterarbeit pro kg Wasserstoff von 0,1MPa auf das obere Druckniveau, bei 300K Arbeitstemperatur, nach der Gasgleichung für ideale Gase

Durch die Kombination mit Elektrolysegeräten, deren Endprodukt (H_2) in komprimierter, gasförmiger Form zur Verfügung steht, kann somit viel Energie für die Verdichtung eingespart werden. Die Hochdruckelektrolyse selbst verbraucht nach [BIF04] nur unwesentlich mehr Energie.

Der Nachteil von CGH_2 ist der hohe Platzbedarf. Trotz Speicherung bei einem Druck von 70MPa nimmt das Volumen das Fünffache eines Benzintanks ein.

3.3.2 Flüssigspeicher – LH_2 (Liquid Hydrogen)

Wasserstoff in flüssiger Form besitzt eine Temperatur von unter 20,25K. Um den gasförmigen Wasserstoff (aus der Elektrolyse) auf diese Temperatur zu bringen, bedarf es einer großen Menge an Energie. Laut [ROM06] wird diese mit 40% des im Wasserstoff gespeicherten Energieinhalts angegeben. Auch die Speicherung stellt enorme Ansprüche an die thermische Isolation. Die so genannten *Kryotanks* (man spricht auch von *kryogener Speicherung*) besitzen ein raffiniertes Materialgeflecht (Aluminiumfolie und Glasfibernatten), um die Temperatur- und Druckunterschiede aufrechterhalten zu können. Trotz enormer Fortschritte verdampft immer noch soviel Wasserstoff, dass beim LH_2 -Tank-System von Linde (Abbildung 3.10) jeden 12. Tag entlüftet werden muss. Früher musste jeden dritten Tag der verdampfte Wasserstoff abgelassen werden. Dies gilt aber nur dann, wenn kein Wasserstoff entnommen wird. Da bei den Hausbrennstoffzellen ständig in der Nacht Wasserstoff benötigt wird, stellt dies hier kein Problem dar.

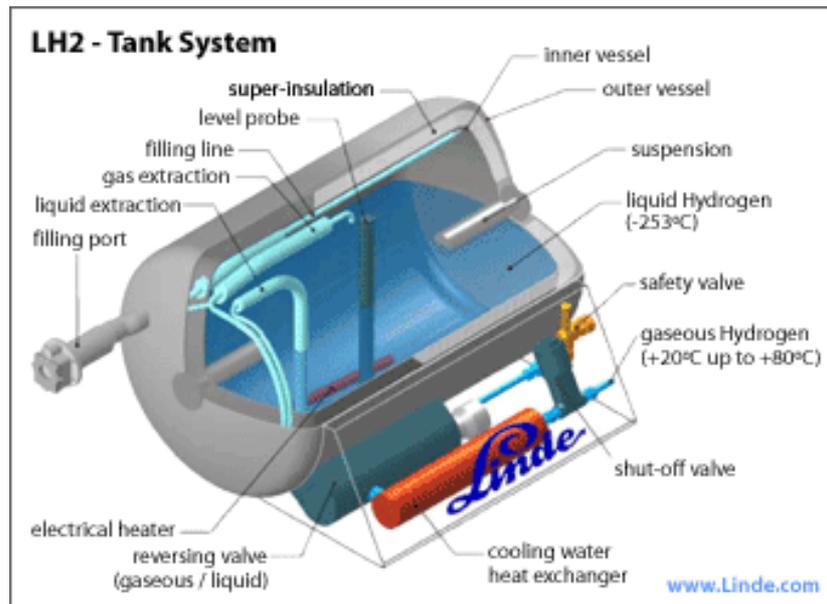


Abbildung 3.10: LH₂-Tank-System von Linde, Quelle [USE07]

Die Verflüssigung von einem Kilogramm H₂ benötigt 12,5-15kWh ([ROM06]). Der hierbei angewandte Prozess wird Linde-Verfahren¹⁴ genannt und kann in [BIF04] nachgelesen werden.

3.3.3 Metallhydrid-Speicher - MH

Metallhydride sind Metalle, die Wasserstoff aufnehmen und wieder abgeben können (reversibler Vorgang). Die Einlagerung ist mit einer Wärmeentwicklung verbunden. Diese Wärmemenge muss abgeführt werden. Bei der Abgabe ist es erforderlich, dieselbe Wärmemenge wieder zuzuführen.

Die Vorteile dieser Technologie sind die Speicherung großer Mengen Wasserstoffs in kleinen Volumina und die Abgabe eines hochreinen Wasserstoffgases. Im Vergleich zu Gasdrucktanks bei 35MPa ist bei der Einlagerung in MH nur ein Drittel des Volumens erforderlich. Außerdem ist die Form variabel, was sich auch für den mobilen Einsatz als positiv erweist.

Unterschieden werden kann hier zwischen Niedrig- und Hochtemperaturhydriden. Bei Ersteren befinden sich die Gleichgewichtstemperaturen im Umgebungstemperaturbereich. Diese sind für den Einsatz eher geeignet. Allerdings besitzen sie eine gravimetrische

¹⁴ Das Linde-Verfahren wurde 1895 von Carl von Linde entwickelt. Das ursprünglich für die Verflüssigung von Luft konzipierte Verfahren wird auch *Joule-Thompson expansion cycle* genannt.

Speicherichte von etwa 5% [BIF04]. Mit steigender Gleichgewichtstemperatur steigt auch die gewichtsbezogene Speicherichte. Diese ist trotzdem sehr gering.

Durch die ständig fortschreitende Entwicklung dieser Technik konnten schon Verbesserungen erzielt werden. Zum Beispiel konnte aufgrund der Verfeinerung von MH-Strukturen die Oberfläche vergrößert und damit die Reaktionsgeschwindigkeiten von Leichtmetallhydriden stark verbessert werden (siehe [GEI03]).

Wenn die Einsatzfähigkeit von Metallhydriden gegeben ist, ist zu überlegen, ob die Abwärme bei der Wasserstoffeinlagerung nicht für Raumheizung oder Warmwasseraufbereitung verwendet werden kann. So könnte der Wirkungsgrad des Gesamtsystems noch erhöht werden.

3.3.4 Sonstige Speicher

Als sehr zukunftssträngige Speicher sehen [ROM06] und [GEI03] Kohlenstoffstrukturen wie Nanoröhren (nano tubes) und Fullerene (auch Buckyballs genannt). Die anfängliche Euphorie (1998: Kapazität von 68 Gewichtsprozent) wurde aus Gründen der Nicht-Reproduzierbarkeit etwas gebremst. Laut [GEI03] geht man von einer maximalen gravimetrischen Speicherichte von sechs Prozent aus.

Methyzyklohexan (MTH) ist eine Flüssigkeit, die sich bildet, wenn Wasserstoff und Toluol reagieren. Wird Wärme zugeführt, wird MTH wieder im Verhältnis 1 (Wasserstoff) zu 15 (Toluol) zerlegt. In diesem Kreislauf wird Toluol nicht verbraucht. Obwohl diese Variante sehr viel versprechend ist, ist es fraglich, ob dieses Speichersystem zum Einsatz kommen wird, da nachgewiesen wurde, dass Toluol krebserregend ist.

3.3.5 Übersicht

	Druckgastank	Flüssigtank	Metallhydrid
Vorteile	hoher Technologiestand Schnellbefüllung	Schnellbefüllung kompakte und leichte Tanks	hohe Sicherheit ultrareiner Wasserstoff beliebige Tankform niedrige Drücke niedrige Temperaturen keine Abdampfverluste oftmalige Wiederbefüllung
Nachteile	schlechter volumetrischer Speichergrad vorgegebene Tankform	Verflüssigung ist energieintensiv, erfolgt in mehreren Schritten geringe Standzeit sehr teuer	hohes Gewicht lange Betankungszeit benötigt Wärme zur Freisetzung

Tabelle 3.3: Übersicht über die wesentlichen Speicherarten von Wasserstoff, Quellen [GEI03], [BIF04], [ROM06], [SCH06]

Einen abschließenden Überblick über die wesentlichsten Speichertechnologien gibt Tabelle 3.3. Da Kryospeicher nur für größere Anwendungen sinnvoll ([BIF04]) und Metallhydride noch zu unerforscht sind, wird für die Simulation zunächst von Gasdruckflaschen ausgegangen.

Kapitel 4 Modellbeschreibung

Die in diesem Kapitel angeführten Komponenten werden für jede Simulation so verwendet, wie sie hier beschrieben werden.

4.1 Stromlastgänge

Es sind einige Modelle zur Errechnung der Lastgänge von Haushalte vorhanden. Das Modell in [RAS03] stützt sich auf [CHA99] und modelliert zusätzlich zum Einfluss der Außentemperatur auch die Abhängigkeit anderer klimatischer Faktoren (Globalstrahlung und Wind). Hierbei wird der Leistungsbedarf zum Zeitpunkt t als Summe der Leistungsbedarfe der einzelnen Geräte mit einer zugehörigen Einschaltwahrscheinlichkeit modelliert. Zur Verifikation werden die Gleichzeitigkeitsfaktoren des Modells mit gemessenen Daten verglichen. Der Mittelwert der beiden Kurven ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Dieser Verlauf bildet die Grundlage der in dieser Arbeit verwendeten Simulation.

Je mehr Passivhäuser sich zu einem elektrischen Netzverbund zusammenschließen, desto geringer ist die Spitzenlast. Um dies zu verdeutlichen sollen verschiedene Siedlungsgrößen analysiert werden.

Um ein kompliziertes und komplexes, und damit enorm aufwendiges - was den Rahmen einer Diplomarbeit sprengen würde - Modell zu vermeiden, werden für diese Simulation die Summenlastgänge mit Hilfe eines stochastischen Modells berechnet. Hierbei wird unter Verwendung des Gleichzeitigkeitsfaktors auf die Werte des Summenlastganges rückgeschlossen. Das Profil H0 dient hierbei als Lastgang ab einer Häuserzahl von mehr als 100.

Der Gleichzeitigkeitsfaktor g_{zf} nimmt schon bei geringem Anwachsen der Anzahl der Haushalte i enorm ab. Er ist definiert als das Verhältnis des Spitzenwertes des Summenlastgangs MSL zur Summe der Spitzenwerte der einzelnen Lastgänge MEL :

$$gzf = \frac{\max_t(\sum_j lg(j, t))}{\sum_j \max_t(lg(j, t))} = \frac{MSL_j}{MEL_j}$$

wobei $lg(j, t)$ den Energieverbrauch eines Haushaltes j in der Zeit von einer Viertelstunde t darstellt.

Gleichzeitigkeitsfaktor

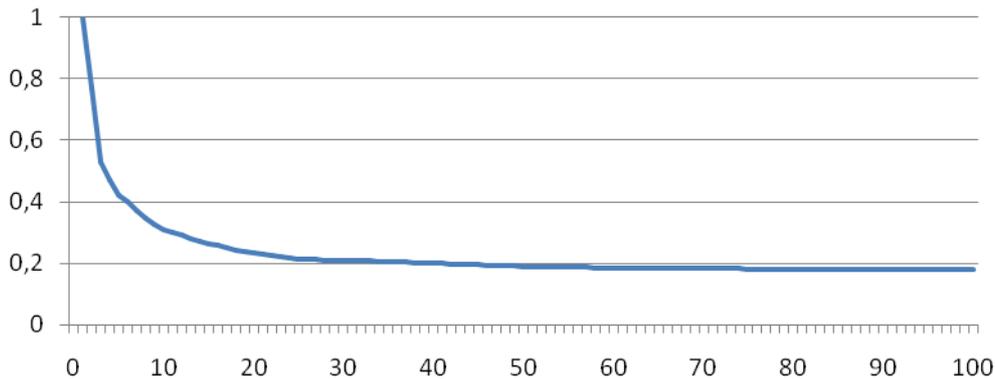


Abbildung 4.1: Gleichzeitigkeitsfaktoren, Datenquelle [RAS03]

Sucht man den Gleichzeitigkeitsfaktor für 100 Haushalte, so lässt sich dieser mit etwa 0,18 angeben. Unter Gleichsetzung des Summenlastganges von 100 Haushalten mit dem Maximalwert des H0-Profiles ergibt sich an einem Werktag im Sommer somit ein Spitzenverbrauch von 0,119kWh pro Viertelstunde¹⁵ (pro Haushalt, auf einen Jahresverbrauch von 1.000kWh normiert). Die Summe der Maximalwerte der Einzelhaushalte lässt sich so durch

$$MEL_{100} = \frac{MSL_{100}}{0,18}$$

errechnen. Bezieht man die Werte auf einen Haushalt, kommt die folgende Formel zum tragen:

$$MEL_{i,B} = \frac{MSL_{i,B}}{gzf(i)} = \frac{MSL_i}{gzf(i) \cdot i}, \quad \text{mit } MEL_{i,B} = \frac{MEL_i}{i}$$

Bei 100 Haushalten lässt sich der durchschnittliche Maximalverbrauch mit

$$MEL_{100,B} = \frac{MSL_{100,B}}{0,18} = \frac{MSL_{100}}{0,18 \cdot 100}$$

¹⁵ Diese ungewöhnliche Einheit ergibt sich aus dem Berechnungsschritt des Simulationsprogrammes, das durch die Verbrauchswerte des H0-Profiles auf 15 Minuten festgelegt wurde.

Angaben. Laut obiger Gleichsetzung entspricht dies aber genau dem Wert des H0-Profiles. Von dessen Maximalwert geht nun die Berechnung aus.

Als nächsten Schritt zur Berechnung des Summenlastganges von i Haushalten muss nun der Zusammenhang von $MSL_{100} = \max(H0)$ zu MSL_i gefunden werden. Setzt man voraus, dass die durchschnittlichen maximalen Verbrauchswerte der Einzellastgänge konstant sind (für $i \geq 30$), erhält man - unter der Verwendung der bezogenen Formen - folgende Beziehung:

$$\frac{MSL_{i,B}}{gzf(i)} = MEL_{i,B} = MEL_{100,B} = \frac{MSL_{100,B}}{0,18} = \frac{\max(H0)}{0,18}$$

Daraus ergibt sich der nicht bezogene Maximalwert:

$$MSL_i = \frac{\max(H0)}{0,18} \cdot gzf(i) \cdot i$$

Anschließend wird das Modell durch die Stochastik erweitert, d.h.: es wurden zufällige Abweichungen vom H0-Profil in Abhängigkeit von gzf simuliert. Um hier beste Annäherungen an echte Summenlastgänge zu erhalten, wurde eine Beta-Verteilung $B(\alpha, \beta)$ verwendet. Die Anpassung der Parameter diente schließlich zur Feinabstimmung. Der Grund für die Auswahl der Beta-Verteilung liegt in der Begrenzung der Verteilung. Es sind hier nur Werte zwischen 0 und 1 möglich (bei der Gauß-Verteilung hingegen sind alle Werte der Zahlengerade möglich, wenn auch mit steigendem Abstand von 0 mit stark gegen 0 konvergierender Wahrscheinlichkeit). Dieser Vorteil beseitigt das Problem von Ausreißern zur Gänze. Sind α und β gleich groß, so tritt der Maximalwert immer bei 0,5 auf. Die Annäherung an diesen Maximalwert hängt vom Wert der Parameter ab. Je kleiner die Parameter desto geringer ist die Steigung.

Der Summenlastgang setzt sich in diesem Modell aus Grundlast und variabler Last zusammen.

Die Grundlast stellt die benötigte Energiemenge dar, die ständig verbraucht wird. Darunter fallen die Leistungen der Stand-By-Geräte, Kühlschrank, Gefriergerät und – vor allem bei einem Passivhaus – der Lüftungspumpe. Laut [EBE03], einer Studie über den Energieverbrauch einer bestehenden Passiv- und Niedrigenergiehaussiedlung, liegt die Leistung von Lüftungspumpen bei PH je nach Anwendung und individueller Vorliebe bei 20-110W. Ein gewichteter Mittelwert ergibt einen Durchschnittsenergieverbrauch von etwa 0,01kWh pro Viertelstunde.

Da die Lastprofile (H0) auf einen Jahresverbrauch von 1000kWh normiert sind, müssen sie für die Berechnung entnormiert werden. Der durchschnittliche Stromverbrauch eines Haushaltes im Jahr 2004 betrug laut [STA04] 4207kWh. Allerdings wird dabei nicht zwischen Haushalten unterschiedlicher Personenanzahl unterschieden. Diese detaillierteren Daten sind bei [VEO07] zu finden. In Tabelle 4.1 sind mögliche Einsparungen eines

Sparhaushalte mit zwei Personen aufgelistet. Durch die Verwendung von effizienteren Geräten kann der Stromverbrauch reduziert werden. So sinkt der Jahresstromverbrauch von Kühlschränken um 16,67% auf 250kWh pro Jahr. Bei den Kleingeräten (inkl. Stand-By) macht sich der reduzierte Stand-By-Verbrauch (um 105kWh/a) bemerkbar.

Gerät	2 Personen	%	Sparhaushalt	%	Einsparung
Kühlschrank	300kWh	7,4%	250kWh	8,9%	16,67%
Gefriergerät	320kWh	7,9%	270kWh	9,6%	15,63%
Waschmaschine	200kWh	5,0%	170kWh	6,0%	15,00%
Wäschetrockner	260kWh	6,4%	240kWh	8,5%	7,69%
E-Herd, Mikrowelle	660kWh	16,4%	480kWh	17,0%	27,27%
Geschirrspülgerät	250kWh	6,2%	220kWh	7,8%	12,00%
Beleuchtung (ca.)	340kWh	8,4%	340kWh	12,1%	0,00%
Warmwasseraufbereitung	1100kWh	27,3%	0kWh	0,0%	100,00%
Kleingeräte + Stand-By	605kWh	15,0%	500kWh	17,7%	17,36%
Lüftung	0kWh	0,0%	350kWh	12,4%	
Gesamt	4035kWh	100,0%	2820kWh	100,0%	30,11%

Tabelle 4.1: Stromverbrauchsreduktion bei Sparhaushalten gegenüber Durchschnittshaushalt, Datenquelle [VEO07]

Werden die Jahresverbräuche der unterschiedlichen Haushaltsgrößen mit ihrer Häufigkeit gewichtet, ergibt sich ein durchschnittlicher Gesamtverbrauch von 3.050kWh pro Jahr. Von diesem Wert muss nun die Grundlast abgeschätzt werden. Diese beschränkt sich auf Kühlschrank, Gefriergerät, Lüftung und Stand-By-Verbrauch.

Mit Hilfe der Jahresenergieverbrauchsdaten von [VEO07, KEL07], kann die benötigte Energie der Kühl- und Gefriergeräte approximiert werden. Wird unterstellt, dass die Bewohner von PH umweltbewusst leben und daher energieeffiziente Geräte einsetzen, so liegt der Jahresbedarf an Strom bei 250kWh (Kühlgerät, mit 180l) bzw. bei 270kWh (Gefriergerät, 200l). Es ergibt sich somit in diesem Sektor ein Energieverbrauch von durchschnittlich 0,0148kWh pro Viertelstunde.

Die Bestimmung des Stand-By-Verbrauchs gestaltet sich insofern schwierig, da jeder Haushalt mit verschiedenen Geräten bestückt ist. Der Einfachheit halber wird auf eine Studie der OECD verwiesen [IEA2001], die einen länderspezifischen Stand-By-Verbrauch eruiert hat. Für Österreich beträgt die Stand-By-Leistung durchschnittlich 44W pro Haushalt. Dies entspricht einem Jahresverbrauch von 385kWh bzw. einem viertelstündlichen Verbrauch von 11Wh. Ausgehend von der Annahme, dass zukünftige Geräte weniger Verbrauch im Stand-By-Modus besitzen und dass Bewohner von PH energieeffiziente Geräte bevorzugen, wird hier ein Mindestmaß an dauerhaftem Stand-By-Verbrauch von etwa 8Wh pro Viertelstunde (250kWh pro Jahr) und Haushalt unterstellt. Dies entspricht einem Anteil von 24% an der Grundlast.

Zählt man den Energiebedarf zusammen, ergibt sich ein Wert von 0,0328 kWh/Viertelstunde (das sind 1150kWh jährlich bzw. knapp 38% des Jahresverbrauches). Diese Energiemenge kann in keinem Fall unterschritten werden.



Abbildung 4.2: Grundlast des Stromverbrauchs nach Verbrauchergruppen pro Viertelstunde

Die variable Last hängt sehr stark von den Gewohnheiten der Bewohner ab (Aufstehzeit, Bettruhe, u.ä.). Sie werden mittels stochastischen Variablen simuliert.

Vergleicht man die Gleichzeitigkeitsfaktoren dieses Modells mit dem Durchschnitt aus gemessenen Daten und Modellergebnissen bei [RAS03], so erhält man Abbildung 4.3. Die gute Deckung lässt das Modell als für die Simulation geeignet erscheinen.

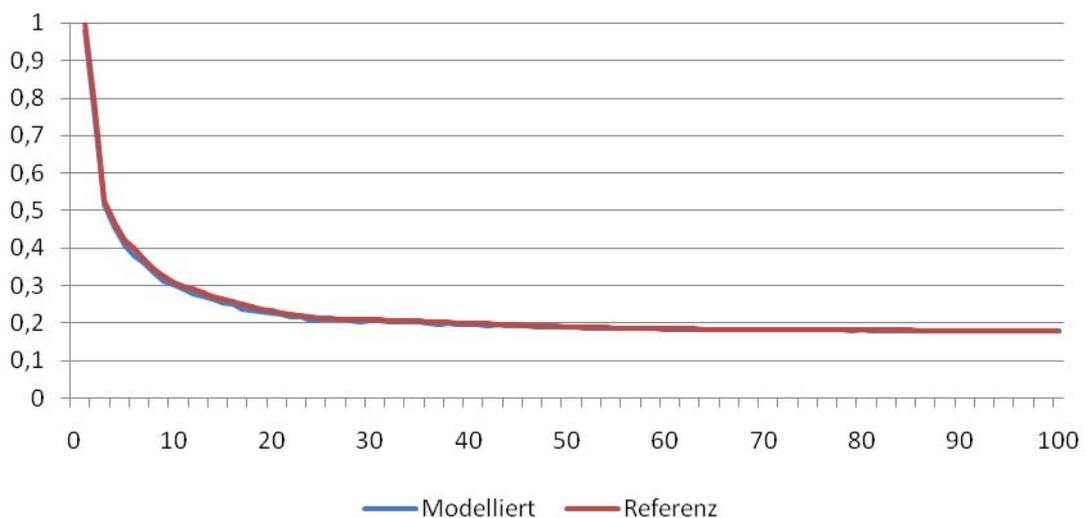


Abbildung 4.3: Vergleich der modellierten Gleichzeitigkeitsfaktoren mit den Referenzdaten aus [RAS03]

Um die Wichtigkeit des Gleichzeitigkeitsfaktors zu unterstreichen, werden die Summenlastgänge mit unterschiedlicher Haushaltsanzahl (auf einen Haushalt bezogen) verglichen. Mit abnehmender Haushaltsanzahl steigt die Abweichung vom normierten Lastprofil H0.

4.2 Raumheizung

Für diese Simulation soll abgeschätzt werden, in welchem Ausmaß die Brennstoffzelle zur Abdeckung des Heizwärmebedarfs beitragen kann. Da sich der Einsatz der Brennstoffzelle mit der Nachfrage an Raumwärme (Wintermonate, Nächte) sehr gut deckt, erscheint es möglich, gänzlich auf eine zusätzliche Raumheizung zu verzichten. Wohnraumheizungen, wie etwa Pelletsheizungen, könnten bei Bedarf (Zusatzheizung, BZ-Ausfall bzw. -Wartung) trotzdem betrieben werden.

Auch wenn nicht viel Energie für die Raumheizung zur Verfügung steht, kann sie bei Passivhäusern ausreichend sein. Die Simulation soll uns neue Erkenntnisse liefern.

Auf eine genaue (viertelstündliche) Berechnung des exakten Heizenergiebedarfs wird in der Simulation verzichtet. Durch die hohe Zeitkonstante des Temperaturverlaufes der Passivhäuser, was auf die ausgezeichnete Dämmung zurückzuführen ist, erscheint eine monatliche Berechnung ausreichend. In Abbildung 4.4 wird der monatliche Heizenergiebedarf eines Passivhauses angeführt. Die Werte stammen aus [FAN04] und sind auf einen Jahresenergieverbrauch (auch EKZ) von $10\text{kWh/m}^2\text{a}$ bei einer Grundfläche von 130m^2 umgerechnet worden. Dadurch ergibt sich ein Jahresheizwärmebedarf von $1300\text{kWh/m}^2\text{a}$

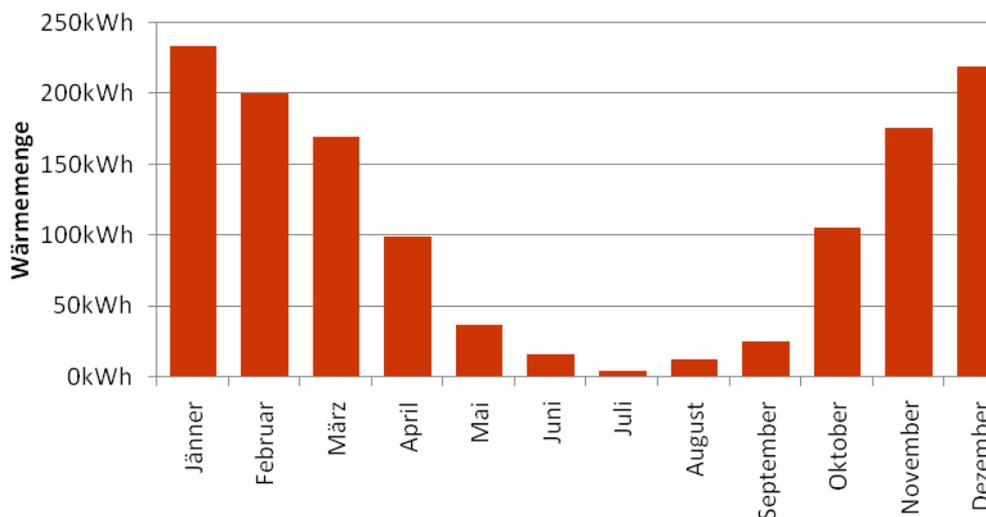


Abbildung 4.4: Monatlicher Wärmemengenbedarf zur Raumheizung eines PH mit einem Jahresverbrauch von 10kWh/m^2

4.3 Warmwasser

Da der Bedarf an Warmwasser pro Person und Tag normiert ist (23l à 50°C, DIN V 4701-10), wird auch in der Simulation von einem konstanten Verbrauch an Warmwasser ausgegangen. Dieser kann nun monatlich mit der erzeugten Wärmemenge verglichen werden.

In der PH- und NEH-Siedlung in Darmstadt-Kranichstein wurde ein durchschnittlicher Warmwasserverbrauch von etwa 22l pro Tag beobachtet (s. [EBE03]).

Für die Erwärmung des Warmwassers wird von einer Vorlauftemperatur von 10°C ausgegangen. Bei einer spezifischen Wärmekapazität des Wassers von $c_p = 4,124 \text{ kJ/kgK}$ und einer durchschnittlichen Personenzahl von 2,33 [STH07] ergibt sich hier ein durchschnittlicher, monatlicher Verbrauch von 75kWh.

Rechnet man zur Wärmemenge der Warmwasserbereitung noch den Heizenergiebedarf (für ein PH mit einer Grundfläche von 130m², s. Kapitel 4.2) hinzu, so schwankt der monatliche Gesamtwärmebedarf zwischen 310kWh im Jänner und 80kWh im Juli. Der Jahresbedarf beträgt daher 2200kWh.

4.4 Brennstoffzelle

Die BZ wird hier in ihrer idealisierten Form betrachtet. Sie ist so gut regelbar, dass sie die fehlende Strommenge sofort bereitstellen kann. Das bedeutet, dass die Anlaufzeit zu vernachlässigen ist. Bei kurzen Spitzen (Sekunden) allerdings müssten große Verbraucher kurzfristig abgeschaltet werden, die keine unterbrechungsfreie Stromversorgung benötigen. Kühlgeräte (Kühl- und Gefrierschrank) eignen sich besonders gut dazu. Wird kurzfristig zu viel Strom produziert, so könnte die überschüssige Energie über Heizspiralen zum Erwärmen des Warmwassers verwendet werden. Für das Betriebsverhalten im Teillastbereich wird ein konstanter Wirkungsgrad von 40% angenommen.

Die Größe der Brennstoffzellen wird so festgelegt, dass die benötigte Energie ständig abgedeckt werden kann. Aufgrund der Zusammenfassung als PH-Siedlung können die individuellen Lastspitzen geglättet werden. Diese Eigenschaft ist durch den Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt worden. Es gilt jetzt die höchste Leistung laut H0-Profil bereitzustellen. Diese beträgt etwa 0,21kWh pro Viertelstunde, was einer Leistung von 840W entspricht.

4.5 Standort

Um möglichst viele regionale Merkmale zu berücksichtigen, wurden vier Regionen ausgewählt, die für Österreich typische Verhältnisse darstellen. Während sich die Regionen eins und drei in Alpentälern befinden, ist Region zwei in der Ebene und Region vier im Bergland situiert. Tabelle 4.2 gibt einen kurzen Überblick über die Regionen.

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4
Standort	Alpental	Ebene	Alpental	Bergland
PV-Volllaststunden*	1215h	1251h	1256h	1172h
PV-Einsatzdauer*	4347h	4265h	4060h	4237h
PV-Einsatzdauer*	49,63%	48,69%	46,35%	48,37%
Wind-Volllaststunden**	147h	1867h	112h	609h
Wind-Einsatzdauer**	1943h	7431	893h	4961h
Wind-Einsatzdauer**	22,18%	84,83%	10,19%	56,63%

Tabelle 4.2: Übersicht über die Standorte (*...in 10 m, **...Stark-WEA, Nabenhöhe = 100m)

Aus der Tabelle 4.2 ist sofort ersichtlich, dass WEA in den Regionen eins und drei wenig sinnvoll sind, da sie schon bei Leicht-WEA eine sehr geringe Einsatzdauer aufweisen. In Region zwei dagegen herrscht ein großes Angebot an Wind, das für die Energieversorgung auch wirtschaftlich interessant ist.

4.6 Photovoltaik

Die hier zugrundeliegenden Daten wurden von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) zur Verfügung gestellt und beinhalten die Globalstrahlung in W/m^2 . Diese halbstündlich vorliegenden Werte können direkt verwendet werden.

Für die Stromgewinnung mittels photovoltaischer Zellen wird von einem konstanten Wirkungsgrad von 16% ausgegangen. Nach der Multiplikation mit der Solarstrahlung (Intensität der Sonneneinstrahlung) ergibt sich die zur Verfügung stehende Energie als Durchschnittswert von einer halben Stunde. Abschattungen und Wärmeentwicklung werden hier nicht berücksichtigt.

Wird die Solarzelle im Bereich (annähernd) konstanter Spannung betrieben, verhält sich die Einstrahlung proportional zum Strom. Daher kann man von einem linearen Modell ausgehen. Auf die verwendete Technik wird hier keine Rücksicht genommen, genauso wenig wie auf die Ausrichtung und den Sonnenstand. Letzterer wird durch die Messung der Sonneneinstrahlung ausreichend erfasst.

4.7 Wind

Die von der ZAMG gelieferten Windgeschwindigkeiten wurden in einer Höhe von 10m gemessen. Da aber die Werte in Nabenhöhe ausschlaggebend sind, muss eine Höhenkorrektur gemacht werden, welcher sich äußerst schwierig gestaltet, da die gemessenen Bodenwerte nicht unabhängig von der Windrichtung sind. Vernachlässigt man diese, können zur Höhenkorrektur vorhandene Formeln angewendet werden. Dabei ist neben der Messhöhe auch die Rauigkeit des umgebenden Geländes ein entscheidender Faktor. Da angenommen wird, dass die PH-Siedlung autonom versorgt und die WEA daher nicht zu weit entfernt aufgestellt werden soll, wird mit einem Exponentialfaktor von 0,28 gerechnet. Dieser Faktor beschreibt Gegenden mit gleichmäßig gestreuten Hindernissen (Häuser, Bäume, Büsche) mit Höhen von etwa 10-15m Höhe. Mit

$$v_H = v_{10} \left[\frac{H}{10} \right]^g$$

kann laut [BRE04] die Windgeschwindigkeit in jeder beliebigen Höhe H approximiert werden¹⁶.

Abbildung 4.5 zeigt die Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit in 100m Höhe von der Rauigkeit, wenn die Windgeschwindigkeiten in einer Höhe von 10m bekannt sind.

¹⁶ Es gibt noch mindestens eine weitere Methode die Windgeschwindigkeit in größeren Höhen zu approximieren. Bei der dänischen Windindustrie [DAN07] wird folgende Formel zur Berechnung herangezogen: $v_H = \frac{\ln(\frac{H}{r})}{\ln(\frac{10}{r})} v_{10}$. Dabei steht r für die Rauigkeitslänge. Diese gibt an, in welcher Höhe „die Windgeschwindigkeit theoretisch Null ist“.

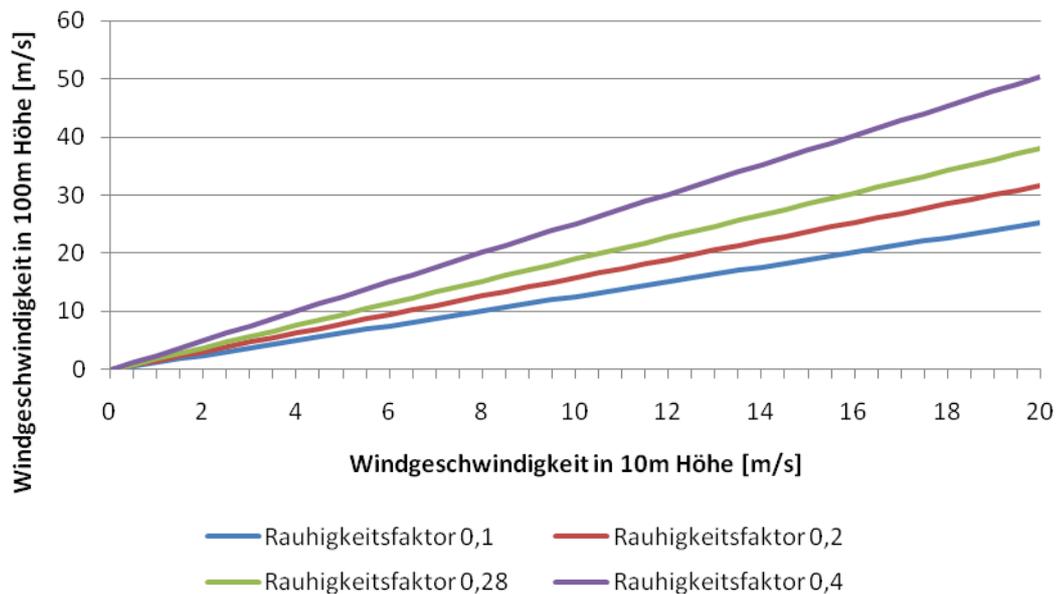


Abbildung 4.5: Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit in 100 m Nabenhöhe vom Rauhigkeitsfaktor

Um ein genaues höhenabhängiges Windprofil zu erhalten (z.B.: für die Standortwahl), müssen gezielte Messungen vorgenommen werden.

Die zur Verfügung stehende Energie aus Windkonverter wird direkt aus den Windgeschwindigkeiten berechnet. Dabei werden die Werte durch die Höhenkorrektur beaufschlagt. Da die erbrachte Leistung bei WEA mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit geht und die halbstündlichen Daten nur Mittelwerte sind, wirkt sich eine Abweichung des Mittelwertes nicht linear aus. Daraus resultiert eine erhöhte Leistung, falls die Nennleistung nicht überschritten wird. In diesem Modell wird mit einem Aufschlagsfaktor von 1,3 gerechnet. Die sich dann ergebende Leistung wird mit der Nennleistung gedeckelt.

Wie bei realen Windrädern gibt es eine unter Anlaufgrenze, ab der erst Strom erzeugt werden kann. Bei großen (Starkwind) Anlagen liegt dieser Wert bei etwa 3m/s. Neuere Anlagen können schon mit niedrigeren Anlaufgeschwindigkeiten aufwarten. Steigt die Windstärke über eine Geschwindigkeit von 25m/s, so muss die Anlage ausgeschaltet werden, um Schäden an den Komponenten zu verhindern.

In Abbildung 4.6 werden die Leistungskurven der modellierten WEA verglichen. Die Anfahrtsgeschwindigkeit beträgt bei Leicht-WEA 2m/s, bei Stark-WEA 3m/s, die Abschaltgeschwindigkeit 16m/s bzw. 25m/s. Die Leistung ist dabei proportional der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit und erreicht ihr Maximum (Nennleistung) bei Nennwindgeschwindigkeit (6m/s bzw. 12,5m/s). Werden bei Leicht-WEA überdimensionierte Rotoren eingesetzt, so kann die überstrichene Fläche vergrößert und dadurch der Ertrag gesteigert werden.

Bei gemessenen Leistungskurven ist nach Erreichen des Nennpunktes ein Abfall an Leistung zu beobachten, was in dieser Simulation aber nicht berücksichtigt wird.

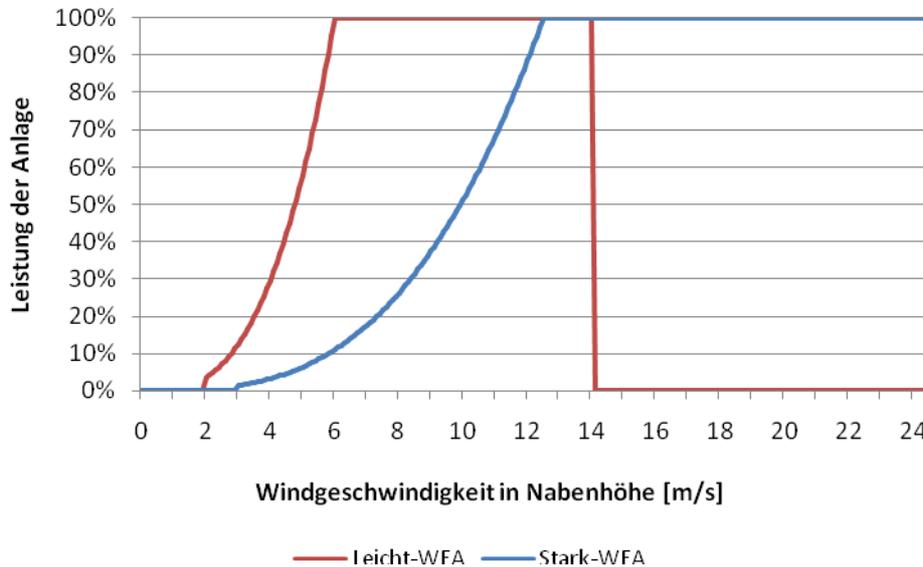


Abbildung 4.6: Leistungskurve der modellierten Leicht- und Starkwindenergieanlage

Um die Wichtigkeit des WEA-Typs und der Nabenhöhe zu unterstreichen, werden für diese Berechnungen vier verschiedene WEA untersucht. Zum Vergleich der davon abhängigen Einsatz- und Volllaststunden in Kapitel 4.7.3 soll das Windangebot aus der windreichen Region zwei herangezogen werden.

Die Ergebnisse der Berechnungen in Kapitel 6 können teilweise kleine Leistungen der WEA fordern. Vor allem bei Anlagen mit einer großen Nabenhöhe ist eine Installation von sehr kleinen Leistungen (z.B.: 10% einer üblichen Nennleistung) aber nicht umsetzbar. Daher wird davon ausgegangen, dass mehrere PH einen Verbund bilden, um so WEA mit den üblichen Leistungen zu installieren. Dadurch können die spezifischen Kosten gehalten werden, die für diese Berechnungen angewandt werden. Die Errichtungskosten werden dabei auf die Siedlungen anteilig aufgeteilt.

4.7.1 Leichtwindenergieanlage

Mit einer Anfahrsgeschwindigkeit von nur 2m/s, Nennwindgeschwindigkeit von 6m/s und Abschaltgeschwindigkeit von 14m/s arbeiten diese kleinen Windanlagen (18m Nabenhöhe, 13m Rotordurchmesser) sehr leise und können problemlos in Felder integriert werden. Diese Art von WEA wurde von der schweizerischen Firma Aventa [ENG02] entwickelt und wird unter dem Namen Leichtwindanlage® vertrieben.

Für die Berechnung der Volllaststunden wurden die simulierten Leistungen in einem zeitlichen Abstand einer halben Stunde nach der größten auftretenden Leistung sortiert (Jahresdauerlinie) und die kumulierte elektrische Energie durch die Nennleistung dividiert (Volllaststunden).

Die hohen Volllaststunden ergeben sich aufgrund eines überdimensionierten Rotors. Dadurch wird verhältnismäßig mehr Fläche überstrichen als bei Starkwindanlagen. Außerdem wird die Nennleistung schon bei niedrigeren Windstärken erreicht. Dadurch ergeben sich hohe Einsatzstunden und eine große Anzahl an Stunden (etwa 1280h) im Bereich der Nennleistung. Allerdings ändert dies nichts an der Tatsache, dass etwa 286 Leicht-WEA mit einer Nennleistung von 7kW aufgestellt werden müssen, um dieselbe Leistung wie eine 2MW-Stark-WEA aufzuweisen.

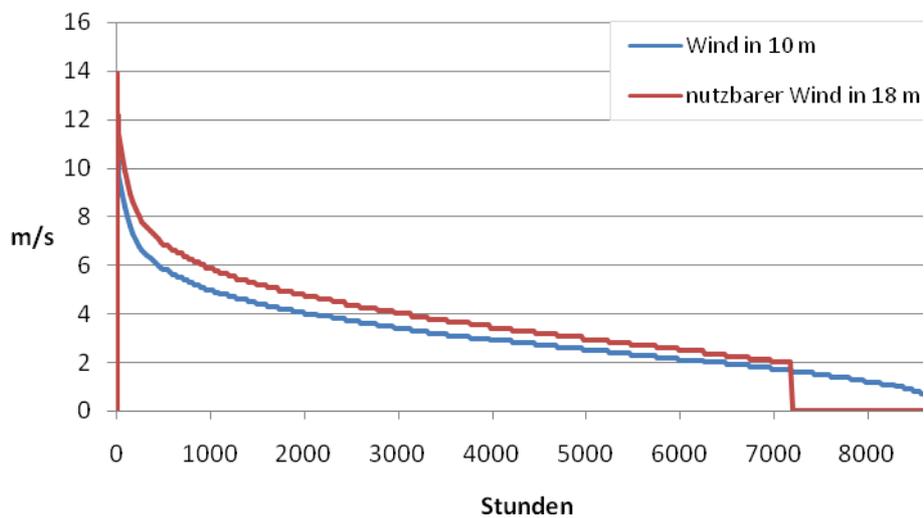


Abbildung 4.7: Vergleich vom Winddargebot in 10m Höhe und nutzbarem Wind in 18m Höhe

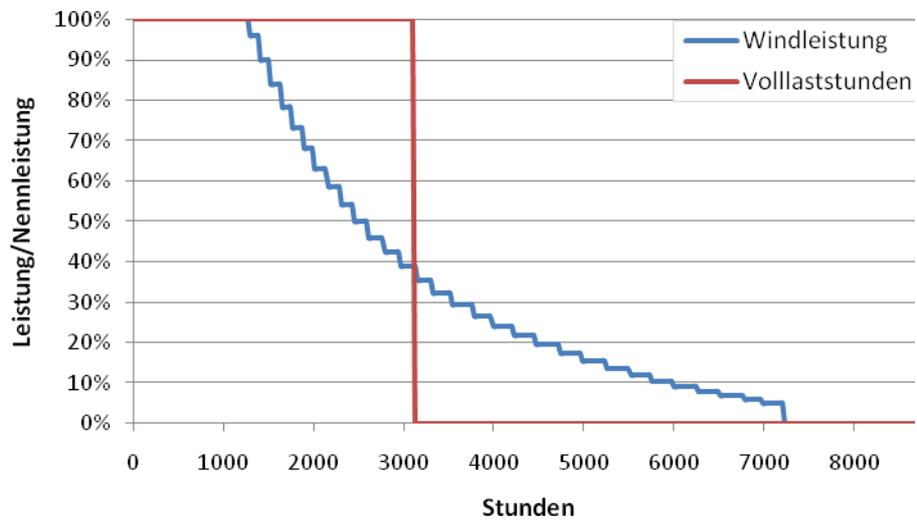


Abbildung 4.8: Jahresdauerlinie und Volllaststunden einer WEA mit 18m Nabenhöhe

4.7.2 Starkwindenergieanlagen

Werden Rotoren gewählt, die eine Anfahrgeschwindigkeit von 3m/s, eine Nenngeschwindigkeit von 12,5m/s und eine Abschaltgeschwindigkeit von 25m/s besitzen, so ist für diese Starkwindanlagen die Abbildung 4.9 gültig. Dabei werden drei verschiedene Nabenhöhen angenommen: 60m, 80m und 100m. Da das Winddargebot in den größeren Höhen weit besser ist, werden auch die Volllaststunden höher ausfallen. Trotzdem sollen alle drei Starkwindenergieanlagen untersucht werden.

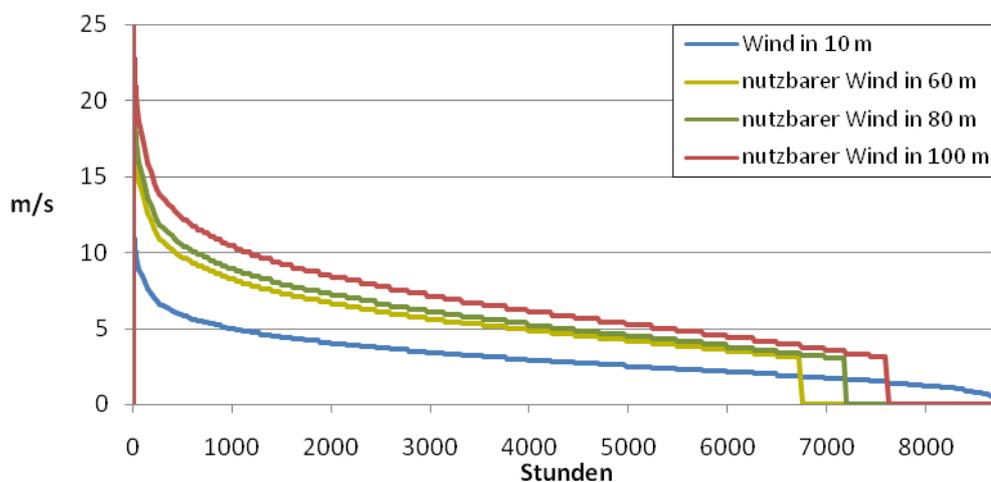


Abbildung 4.9: Vergleich des Winddargebots in 10m, 60m, 80m und 100m Höhe.

Das deutlich bessere Winddargebot in einer Höhe von 100m schlägt sich auch in der Jahresdauerlinie und den Volllaststunden (Abbildung 4.10) nieder.

4.7.3 Alle Windenergieanlagen im Vergleich

Tabelle 4.3 gibt nun einen Überblick über die oben genannten unterschiedlichen WEA. Der hohen Anzahl an Volllaststunden der Leicht-WEA stehen die kleinen Leistungen (7kW) gegenüber.

Kapitel 4 Modellbeschreibung

	Leicht-WEA	Stark-WEA 60 m	Stark-WEA 80 m	Stark-WEA 100 m
V _{Anfahr}	2m/s	3m/s	3m/s	3m/s
V _{Nenn}	6m/s	12,5m/s	12,5m/s	12,5m/s
V _{Abschalt}	14m/s	25m/s	25m/s	25m/s
Volllaststunden	3108h	1315h	1610h	1867h
Einsatzdauer	7212h	6756h	7215	7431h
Einsatzdauer	82,30%	77,10%	82,40%	84,80%

Tabelle 4.3: Vergleich der Windenergieanlagen

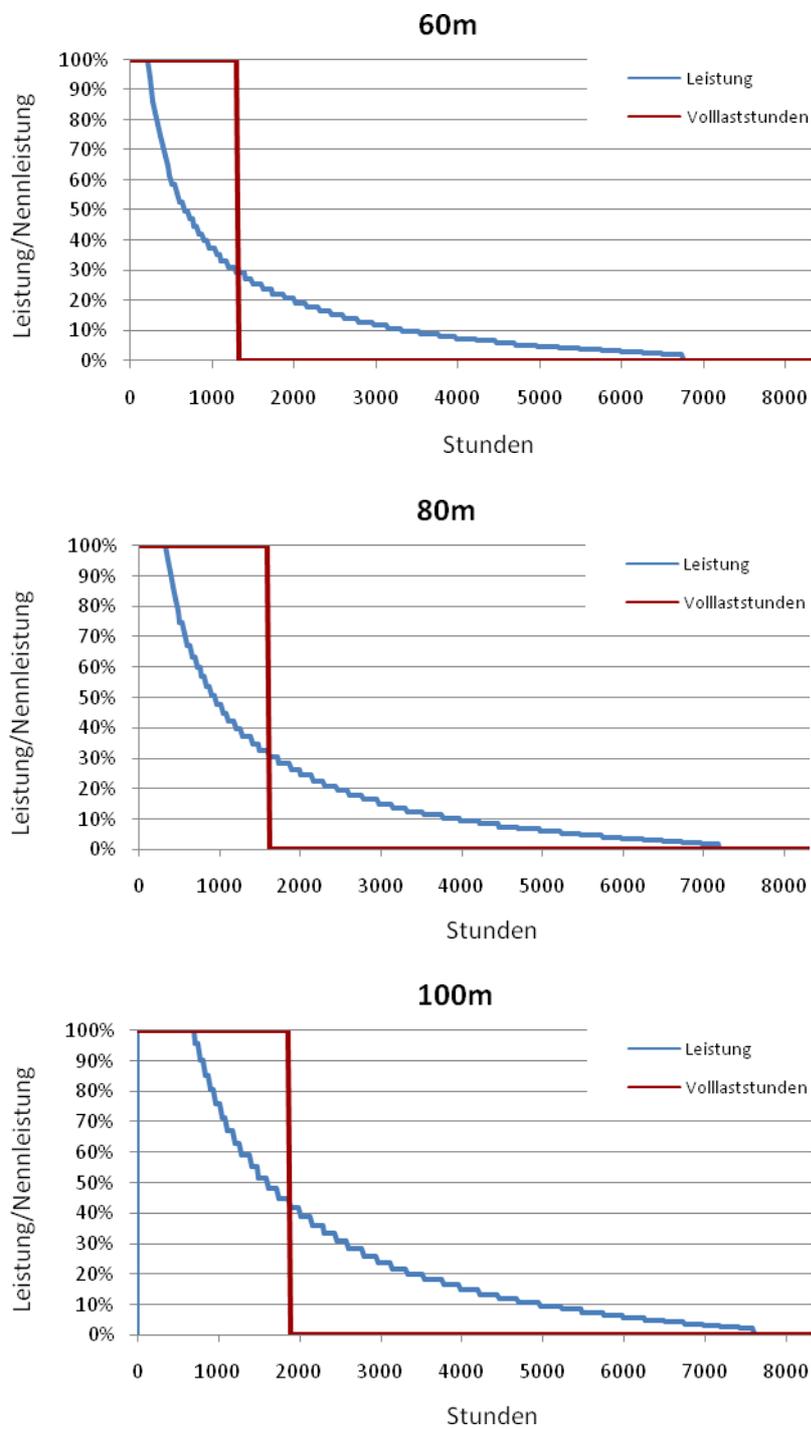


Abbildung 4.10: Überblick über der Stark-WEA im Bezug auf Jahresdauerlinie und Volllaststunden

4.7.4 Zukünftige Konzepte

In Zukunft könnten auch noch kleinere Windräder zum Einsatz kommen. Nach einer Aussendung von [FIZ07] entwickelt das BMU mit den Firmen SMA Technologie AG, Niestetal, aerodyn Energiesysteme GmbH, Brühl, und der Universität Kassel Windenergieanlagen mit einer Leistung von 5kW. Der hohe Leistungsbeiwert ($c_p = 0,43$) bildet mit einem Generatorwirkungsgrad von über 80% (bei Teil- und Vollast) einen hohen Gesamtwirkungsgrad, sogar beim Einsatz bei extremen klimatischen Bedingungen. Durch die „geringe Biegesteifigkeit der Rotorblätter“ sind einerseits hohe Windgeschwindigkeiten „überlebbar“ (65m/s), andererseits „kann Material für die lastübertragenden Komponenten wie Rotorwelle, Maschinengehäuse, Vertikallagerung, Turm, Abspannung und Fundament gespart werden, sodass sich die Herstellungskosten der Anlage erheblich vermindern.“ So sollen solche Windkonverter Preise von 1000€/kW erreichen. Außerdem besteht die Möglichkeit sowohl von Netz- als auch von Inselbetrieb. Die wartungsarme und robuste Bauweise soll den Einsatz dieser Anlagen forcieren.

4.8 Kleinwasserkraft

Als Kleinwasserkraft bezeichnet man Wasserkraftwerke mit einer Engpassleistung bis zu etwa 5MW. Diese Simulation beschränkt sich aber auf Kleinstwasserkraftwerke mit Nennleistungen unter 50kW. Diese sollen nur einen Beitrag zur Energieversorgung beisteuern, aber selbst nie Alleinversorger sein – auch wenn dies in manchen Regionen möglich wäre.

Durch den Umstand, dass keine Daten von existierenden Kleinwasseranlagen der betrachteten Regionen vorhanden sind, können nur Abschätzungen über deren Lastgang bzw. Verfügbarkeit und Volllaststunden gemacht werden. Außerdem stellt sich die Frage, ob in den betrachteten Regionen überhaupt genügend Wasser zur Elektrizitätserzeugung zur Verfügung steht. Daher wurden die Voraussetzungen getroffen, dass ständig genügend Wasser zur Stromerzeugung zur Verfügung steht. Dadurch wird ständig Strom erzeugt, und zwar im Ausmaß der Engpassleistung. Letztere wird in den Simulationen als Input-Größe gehandhabt.

Kapitel 5 Modellkonzept

Die Nachfrage nach elektrischer Energie muss energie- wie auch leistungsautonom befriedigt werden. Wie schon im vorherigen Kapitel beschrieben, ist dazu die Kenntnis des Verbraucherlastgangs notwendig. Zur Abdeckung des Strombedarfs werden Photovoltaik- und Windenergieanlagen eingesetzt. Ist die in einem Zeitpunkt verfügbare Leistung unzureichend, so wird der verbliebene Anteil durch die stromgeführte Brennstoffzelle gedeckt.

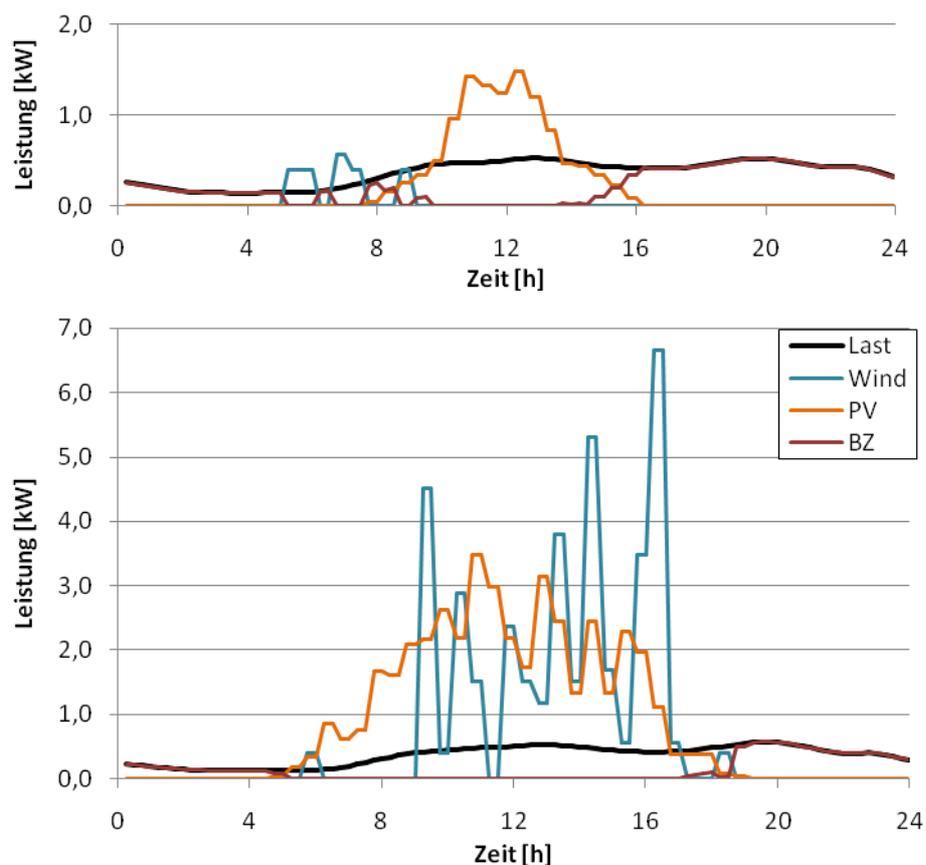


Abbildung 5.1: Stromnachfrage und deren mögliche Deckung an einem Wintertag (oben) und an einem Tag der Übergangszeit

In Abbildung 5.1 und Abbildung 5.2 werden mögliche Lastgänge von PV- und Windanlage sowie der BZ eines Tages dargestellt. Letzterer ist durch die Nachfrage bestimmt, die auch angezeigt wird. Deutlich erkennbar ist dabei der höhere Beitrag der PV-Anlage bei entsprechender Sonnenscheindauer im Sommer. Auch die Leistung der Windenergieanlagen ist im Sommer durchschnittlich höher als im Winter. Dies ist auf die stärkere Sonneneinstrahlung und der dadurch entstehenden größeren Druckunterschiede zurückzuführen.

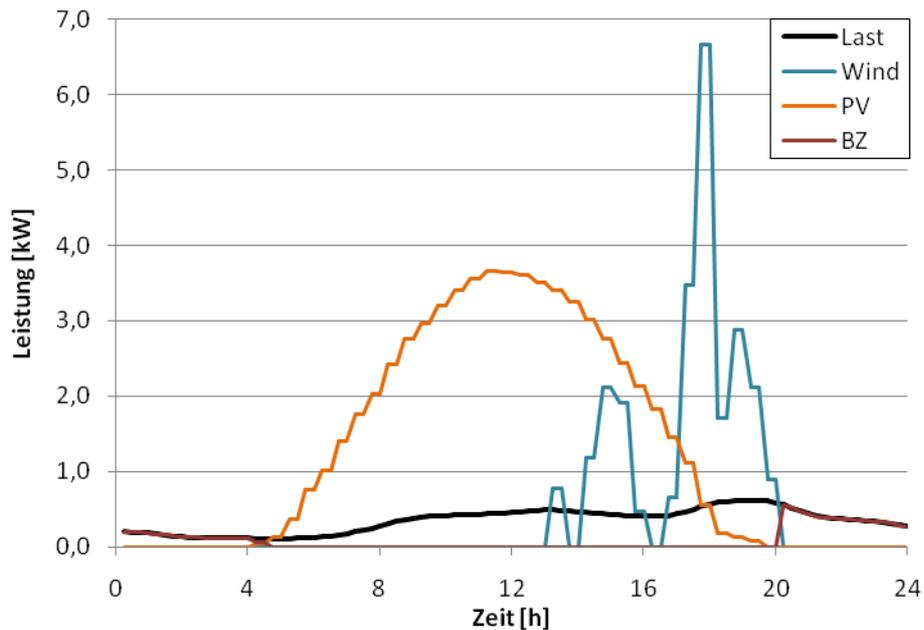


Abbildung 5.2: Mögliche Lastgänge eines Sommertages

Nicht nur das Dargebot verändert sich über das Jahr, sondern auch die Last - der Bedarf - ist saisonalen und wöchentlichen Schwankungen unterworfen.

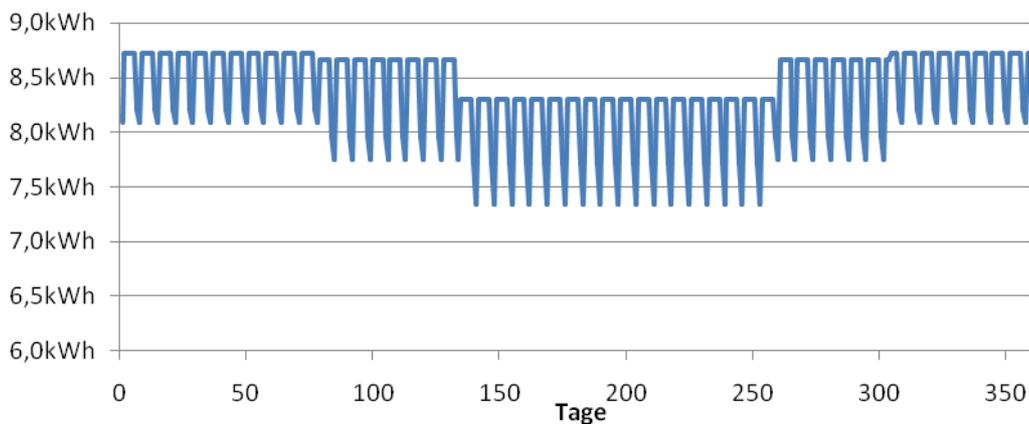


Abbildung 5.3: Täglicher Stromverbrauch eines Haushaltes (nach dem H0-Profil)

In Abbildung 5.3 sind neben höheren Verbrauch in der Übergangszeit und der Heizperiode auch eine deutlich reduzierte Nachfrage an den Wochenenden erkennbar. Die hier dargestellten Werte sind für das Jahr 2006 gültig. In anderen Jahren ändert sich die Verteilung der Wochentage, sodass minimale Unterschiede des Gesamtverbrauches auftreten.

Der Betrieb der Brennstoffzelle (BZ) erfordert den Einsatz des Energieträgers Wasserstoff, der in Zeiten von überschüssiger Energie durch die Elektrolyse gespalten wird. Wenn man bedenkt, dass Elektrolyse und BZ mit Verlusten behaftet sind, gelangt man zum Ergebnis, dass nur 25% der in die Elektrolyse gesteckten Energie (Strom) in Form von Strom (durch die Verbrennung des Wasserstoffs in der BZ) wieder zur Verfügung steht. Tabelle 5.1 listet die in der Simulation verwendeten Wirkungsgrade auf.

Wirkungsgrad Elektrolyse	$\eta_{\text{Elektrolyse}}$	63%
Wirkungsgrad Brennstoffzelle	η_{BZ}	40%
Wirkungsgrad Umwandlung	$\eta_U = \eta_{\text{Elektrolyse}} * \eta_{\text{BZ}}$	25%
Wirkungsgrad PV-Zelle	η_{PV}	16%

Tabelle 5.1: Übersicht der Wirkungsgrade des Modells

Durch den schlechten Wirkungsgrad der Energiespeicherung mit dem Elektrolyse-Wasserstoff-Brennstoffzellenzyklus ist es am sinnvollsten, die Mini-Kraftwerke so auszulegen, dass die benötigten Leistungen so gut wie möglich abgedeckt werden.

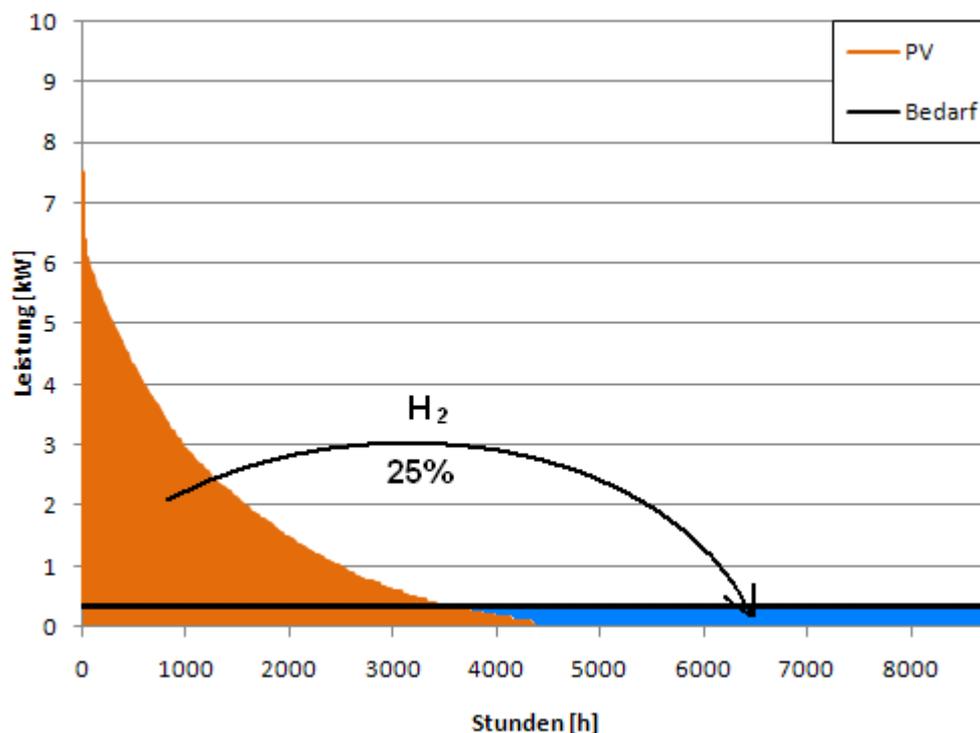


Abbildung 5.4: Jahresdauerlinie einer PV-Anlage und durchschnittlicher Bedarf eines Haushalts

Wird eine Photovoltaikanlage betrachtet, die den einzigen Stromerzeuger darstellt (Abbildung 5.4), muss der Überschuss in den sonnenreichen Zeiten (orange Fläche) dazu verwendet werden, um über die Elektrolyse Wasserstoff zu spalten, den zu speichern und ihn bei Bedarf (blaue Fläche) der Brennstoffzelle zuzuführen, um Strom zu erzeugen. Diese "Umschichtung" der Leistung bringt hohe Verluste mit sich, sodass für die Abdeckung des blauen Bereiches der Abbildung 5.4 das Vierfache der benötigten Strommenge produziert werden muss.

Um das Dargebot an Sonne und Wind der einzelnen Regionen besser beurteilen zu können, werden nun die Jahresdauerlinien beider Stromerzeugungstypen in den vier Regionen abgebildet (Abbildung 5.5, Abbildung 5.6). Zusätzlich wird die durchschnittliche Leistung der Verbraucher eines Haushalts (H0-Profil mit einem Jahresverbrauch von 3050kWh) dargestellt. Um einen aussagekräftigen Vergleich zu erhalten, wurden überall dieselben PV-Flächen und Nennleistungen der WEA verwendet. Die PV-Anlage besteht dabei aus einer Fläche von 40m² (pro Haus) bzw. 6,4kW_p, die WEA ist mit einer Nennleistung von 1kW (pro 100 Häuser) bemessen. Der Bedarf ist - wie oben - als Mittelwert des Verbrauchs angegeben.

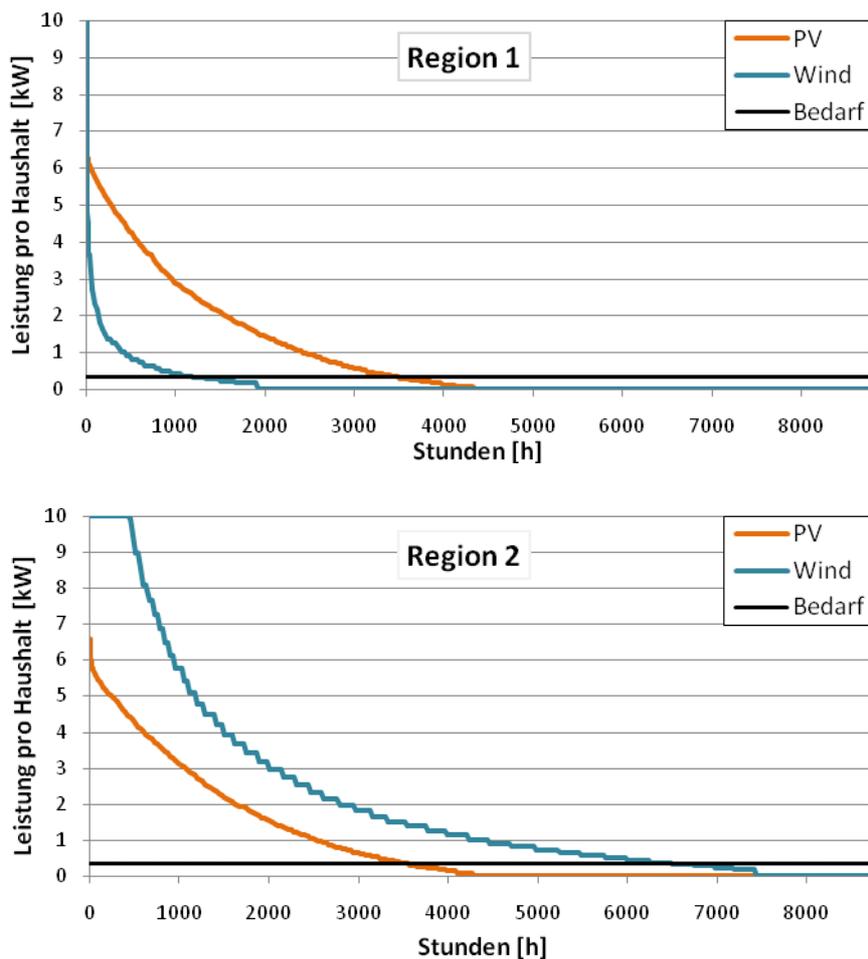


Abbildung 5.5: Jahresdauerlinien der Regionen 1 und 2

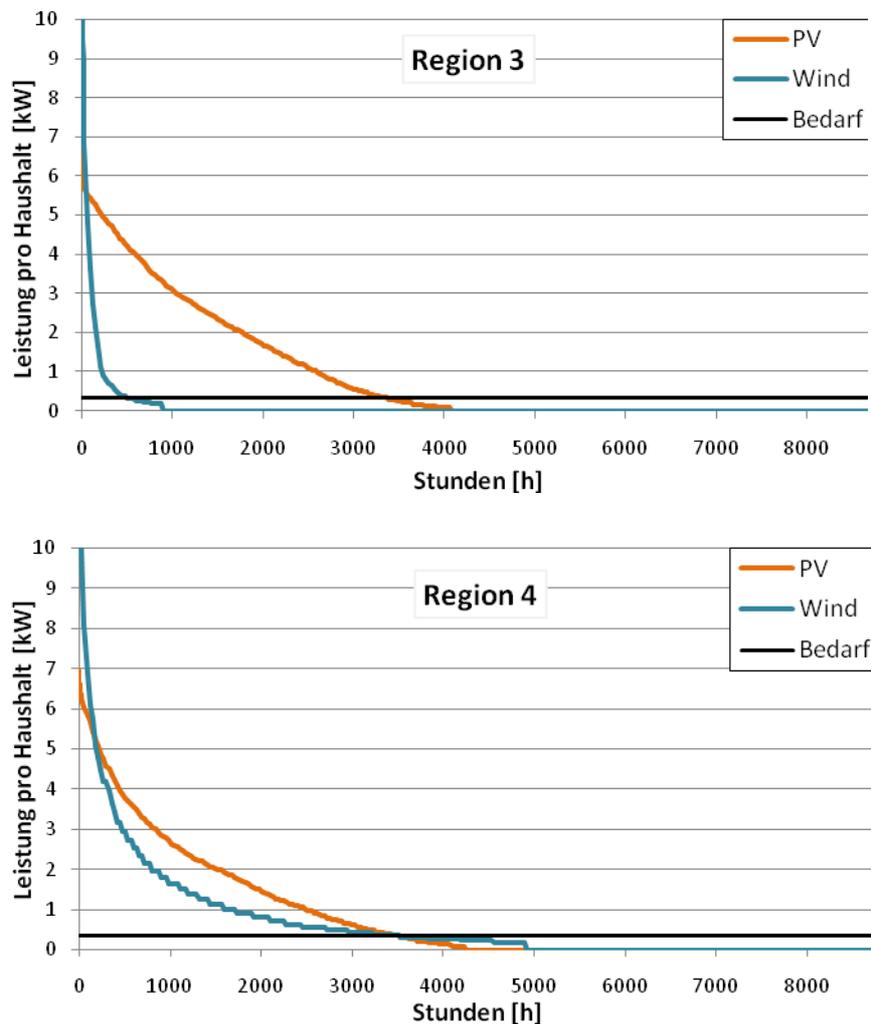


Abbildung 5.6: Jahresdauerlinien der Regionen 3 und 4

Vergleicht man die Jahresdauerlinien der Photovoltaikanlagen aller Regionen, so kann man einen hohen Grad an Übereinstimmung beobachten. Bei der Jahreslinie der WEA sind jedoch deutliche Abweichungen sichtbar. So besitzt Region zwei ein sehr gutes Dargebot - Region drei hingegen ein katastrophales.

Neben den verfügbaren Jahresenergiemengen ist auch die zeitliche Verfügbarkeit der bereitgestellten Energie von Region zu Region verschieden. Die Grafiken stellen Ergebnisse von Berechnungen dar, die einen Mix an PV-Zellen und WEA in der Form darstellen, dass eine autonome Versorgung gesichert ist. Die Konfigurationen fallen in den Regionen unterschiedlich aus. So ist in Region zwei eine viel geringere Nennleistung der WEA als in Region eins erforderlich.

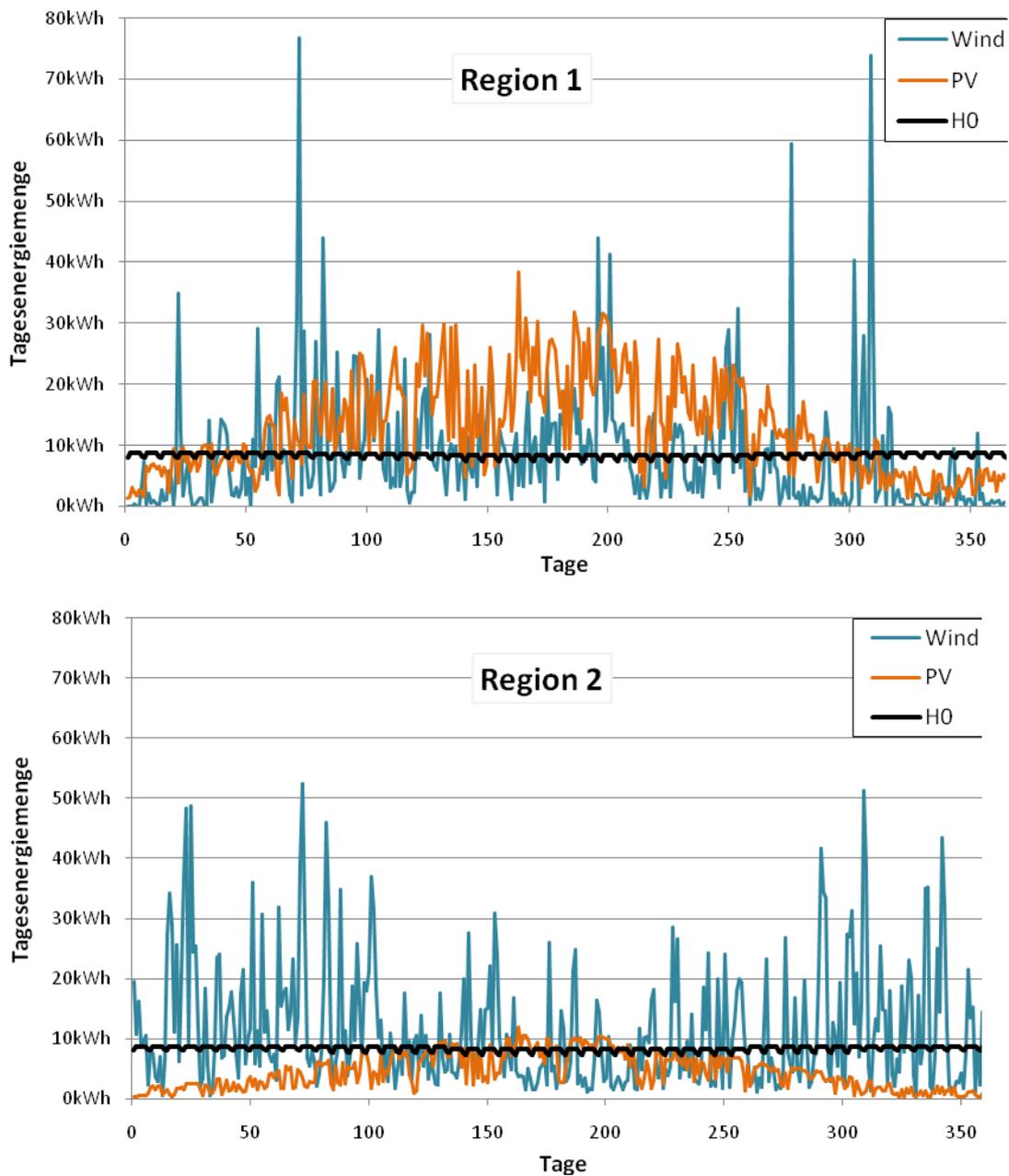


Abbildung 5.7: Energiebereitstellung eines möglichen Kraftwerksmix der Regionen 1 und 2

Durch das zeitlich verschobene Auftreten hoher Leistungen der PV- und Windenergieanlage sind die benötigten installierten Leistungen der WEA und der PV-Anlage sehr gering. Dies lässt die höchsten täglichen Energiemengen der Mini-Kraftwerke der Regionen zwei und vier sehr niedrig ausfallen (53kWh bzw. 47kWh).

Die hohen Spitzenwerte der WEA in den Regionen eins und drei sind auf die Installation großer Leistungen zurückzuführen. Bei wenig vorhandenem Wind bringen diese einen schlechten Ertrag. Ist aber ein starker Wind vorhanden, so wird viel Strom produziert.

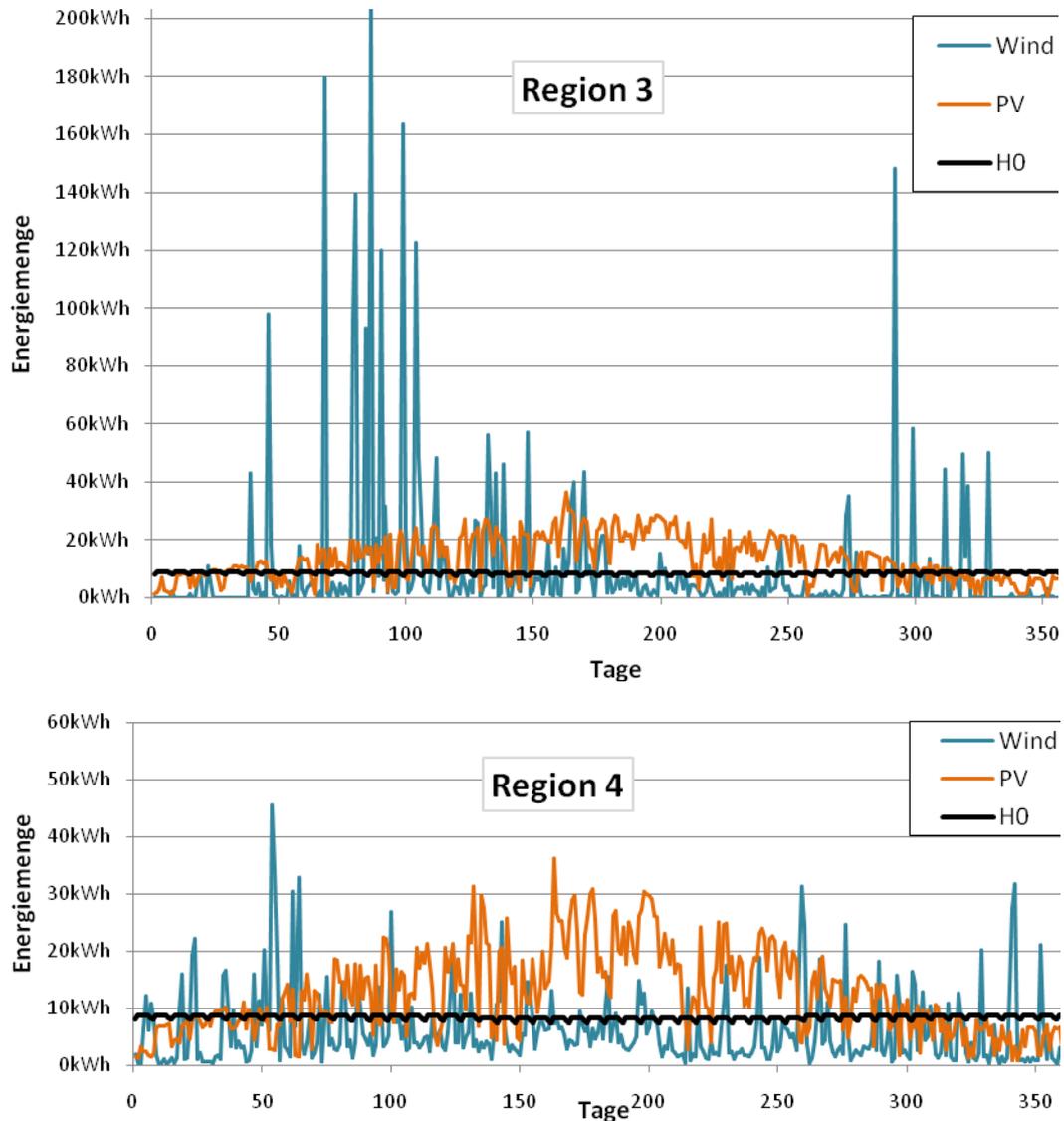


Abbildung 5.8: Tägliche Energiemengen der Regionen 3 und 4

Je mehr erzeugter Strom direkt verwertet werden kann, desto weniger muss über den Umweg des Elektrolyse-Wasserstoff-Brennstoffzellenzyklus bereitgestellt werden. Dadurch werden auch die Verluste minimiert und die Komponenten können kleiner ausgelegt werden. Dies stellt das Ziel einer Optimierung dar, das auch ab einer Versorgung mit mehreren Kraftwerkstypen (ab Kapitel 6.3) zur Anwendung kommt.

Kapitel 6 Elektrische Versorgung

6.1 Elektrische autonome Versorgung ausschließlich mit Photovoltaik-Zellen

Für diese Simulation werden die Wetterdaten der vier ausgewählten Regionen verwendet, die von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) dankenswerterweise zur Verfügung gestellt wurden. Der Lastgang der Haushalte bestimmt die Nachfrage nach elektrischem Strom, die vollständig von den PV-Zellen gedeckt wird. Wird zu viel Strom produziert, so wird mit Hilfe der Elektrolyse Wasserstoff erzeugt und gespeichert. In den Nächten und bei unzureichender Sonnenstrahlung wird die nichtlieferbare Energie von der Brennstoffzelle beigesteuert. Dadurch nimmt die Menge des gespeicherten H_2 wieder ab.

Die angeführten Flächen der PV-Anlagen beziehen sich immer auf einen Haushalt bzw. ein PH. Dadurch können Überlegungen zur Integration der Solarzellen in die Dächer angestellt werden.

6.1.1 Abdeckung der Nachfrage von 100 Haushalten

Bei 100 Haushalten wird das Lastprofil H0 mit dem Faktor 3,05 beaufschlagt, um den unter Kapitel 4.1 errechneten Jahresenergiebedarf von 3050kWh zu erreichen. Die Tabelle 6.1 zeigt die Größen der PV-Anlagenfläche. Bei allen vier Standorten herrscht in etwa das gleiche Sonnendargebot vor. Daher ist die zu verwendende Fläche in etwa gleich groß.

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4
Größe der PV-Fläche pro Haushalt	38,76m ²	37,95m ²	39,96m ²	38,33m ²
Größe der PV-Fläche gesamt	3876m ²	3795m ²	3996m ²	3833m ²

Tabelle 6.1: PV-Flächen für 100 Haushalte in den Regionen

Mit dieser Größe ergeben sich monatliche Erträge, die in Abbildung 6.1 gezeigt werden. Diese Werte stellen die Durchschnittswerte der 4 Regionen dar und zeigen gleichzeitig ihre Verwendung. Ersichtlich ist daraus, dass die Sommermonate genutzt werden, um die

Wasserstoffspeicher aufzufüllen, was durch den Elektrolysewirkungsgrad von 63% auch große Verluste mit sich bringt.

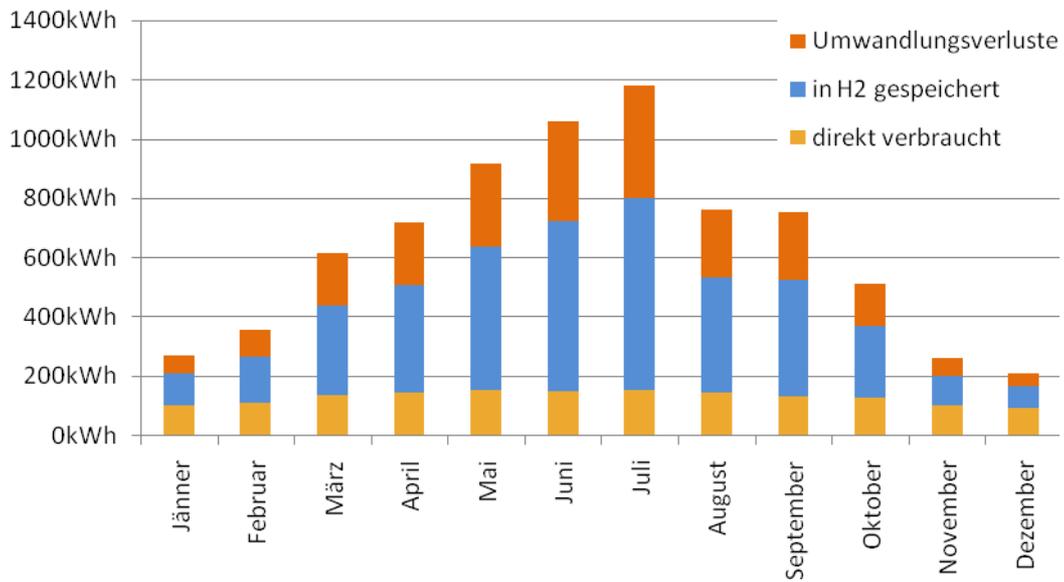


Abbildung 6.1: Durchschnittlicher Sonnenertrag eines Haushalts

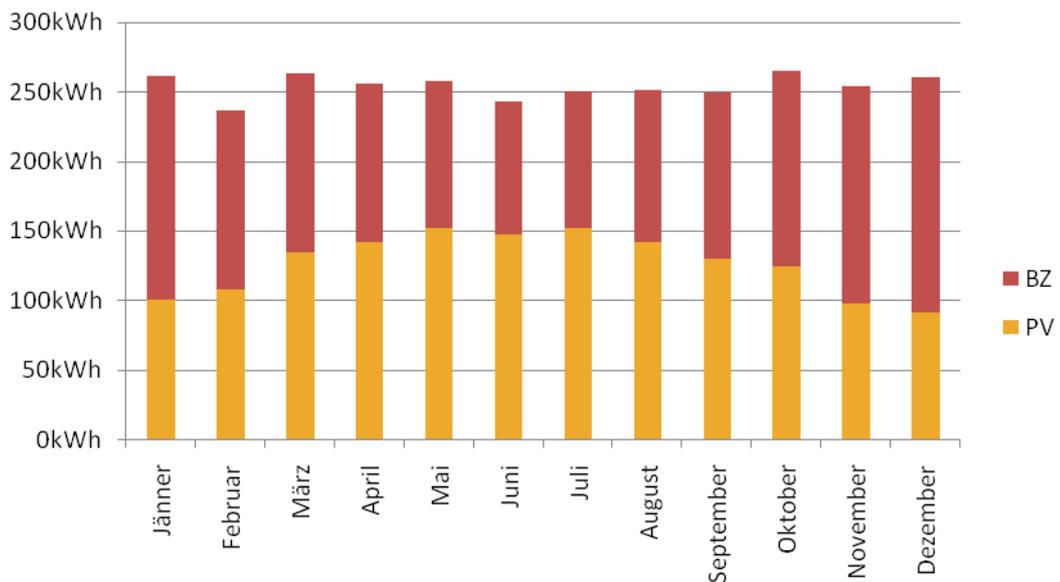


Abbildung 6.2: Abdeckung des Bedarfs durch Brennstoffzelle bzw. Photovoltaikanlage

Abbildung 6.2 zeigt die monatliche Energiebereitstellung nach Herkunft. Dabei ist ersichtlich, dass in den Wintermonaten der Anteil der Stromerzeugung in den Brennstoffzellen überwiegt. Er liegt bei maximal 65% im Dezember und schrumpft in den Sommermonaten auf 39% (s. Abbildung 6.3).

Im Sommer kann mehr Energie aus den Photovoltaikzellen direkt genutzt werden. Der Anteil hierbei steigt von 35% auf 61% .

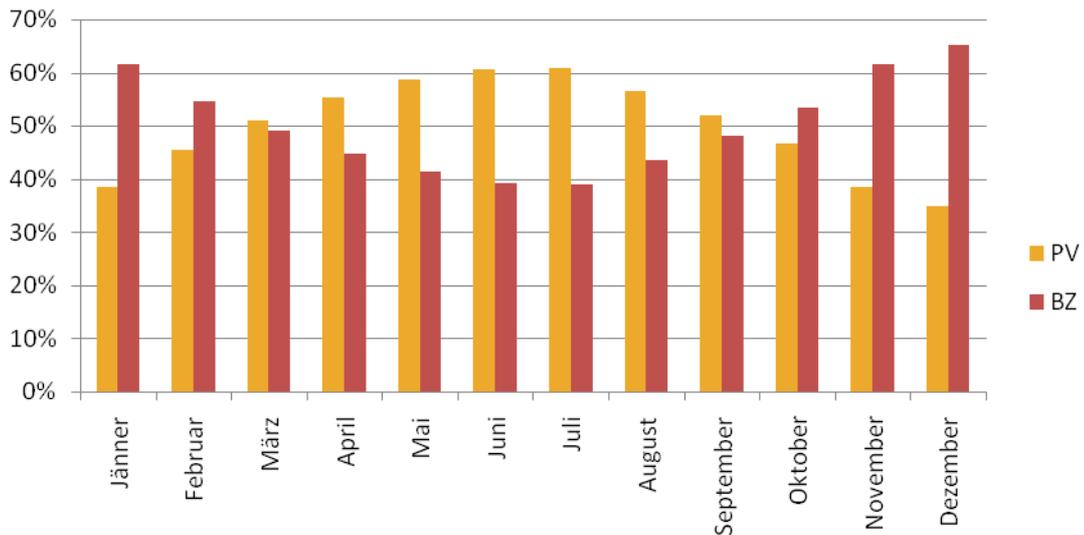


Abbildung 6.3: Anteil an der monatlichen Stromversorgung in Prozent

Der Stand des Wasserstoffspeichers nimmt in den Wintermonaten ab, da der Wasserstoff für die Stromgewinnung in der Brennstoffzelle aufgebracht werden muss. Die anfänglichen negativen Werte treten real nie auf. Sie spiegeln die Abweichung des durchschnittlichen Speicherstandes wieder. Bei der Auslegung der Speicher muss nun die Differenz betrachtet werden. Außerdem muss dafür gesorgt sein, dass zu Beginn des Jahres die Speicher nicht leer, sondern mit der Energiemenge gefüllt sind, die in dieser Simulation den niedrigsten Wert in Abbildung 6.4 aufweisen.

Abbildung 6.5 macht die Verluste der Energiespeicherung deutlich. So können nur etwa 40% der bereits in elektrischer Form vorhandenen Energie genutzt werden. Der restliche Anteil geht in Form von Verlusten (Elektrolyse und BZ) verloren. Wird die BZ allerdings auch als Heizunterstützung verwendet (s. Kapitel 7), so können weitere 20-25% verwertet werden. Der Gesamtwirkungsgrad würde somit von 40% auf 60-65% steigen.

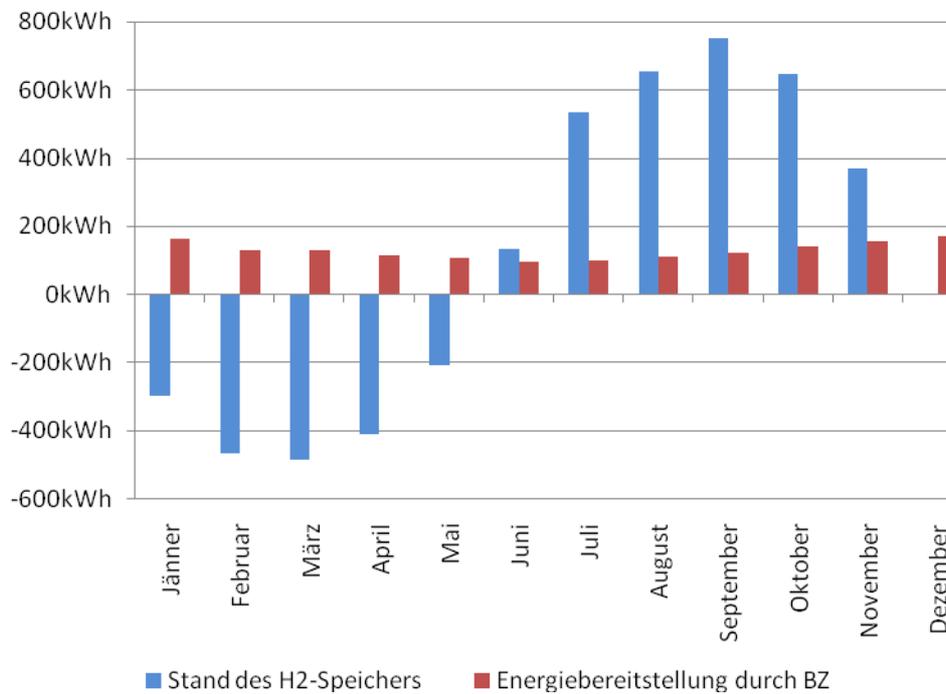


Abbildung 6.4: Speicherstand des Wasserstoffspeichers (in kWh, Monatsende) und erzeugte elektrische Energie der Brennstoffzelle (des Monats)

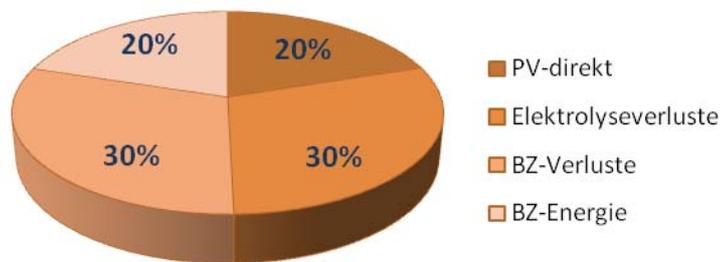


Abbildung 6.5: Verteilung der in den PV-Zellen erzeugten Energie (gesamt)

Der überschüssige Strom der PV-Anlage erreicht im Juli ein Maximum, ehe er im August abrupt abfällt (sehr bewölkt und regnerischer August). Dementsprechend steigen auch die Verluste der Elektrolyse ($\eta=63\%$). Durch die längeren Nächte in den Wintermonaten steigt der Verbrauch an gespeichertem Wasserstoff. Dessen Umwandlung sorgt für hohe Verluste. Auch im Sommer ist zumindest ein Grundmaß an monatlichen Verlusten unumgänglich.

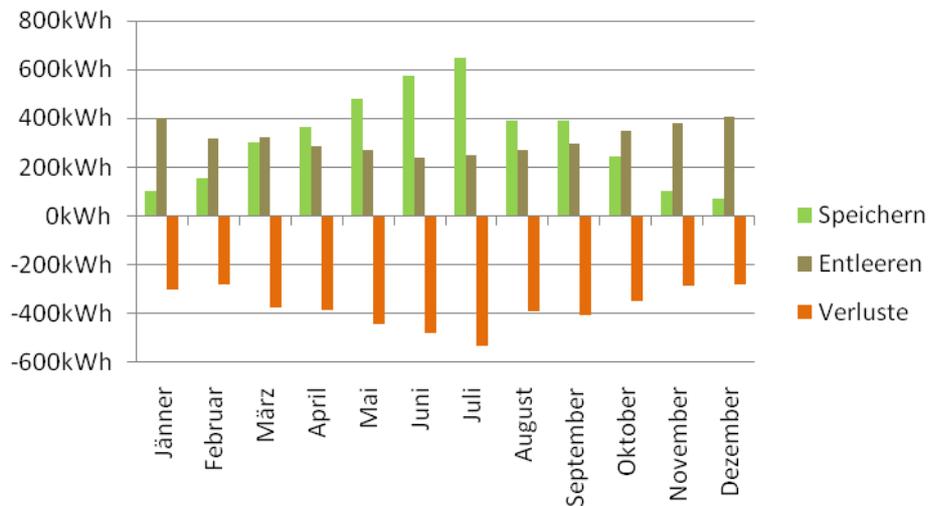


Abbildung 6.6: Veränderung des Speicherstandes, Umwandlungsverluste

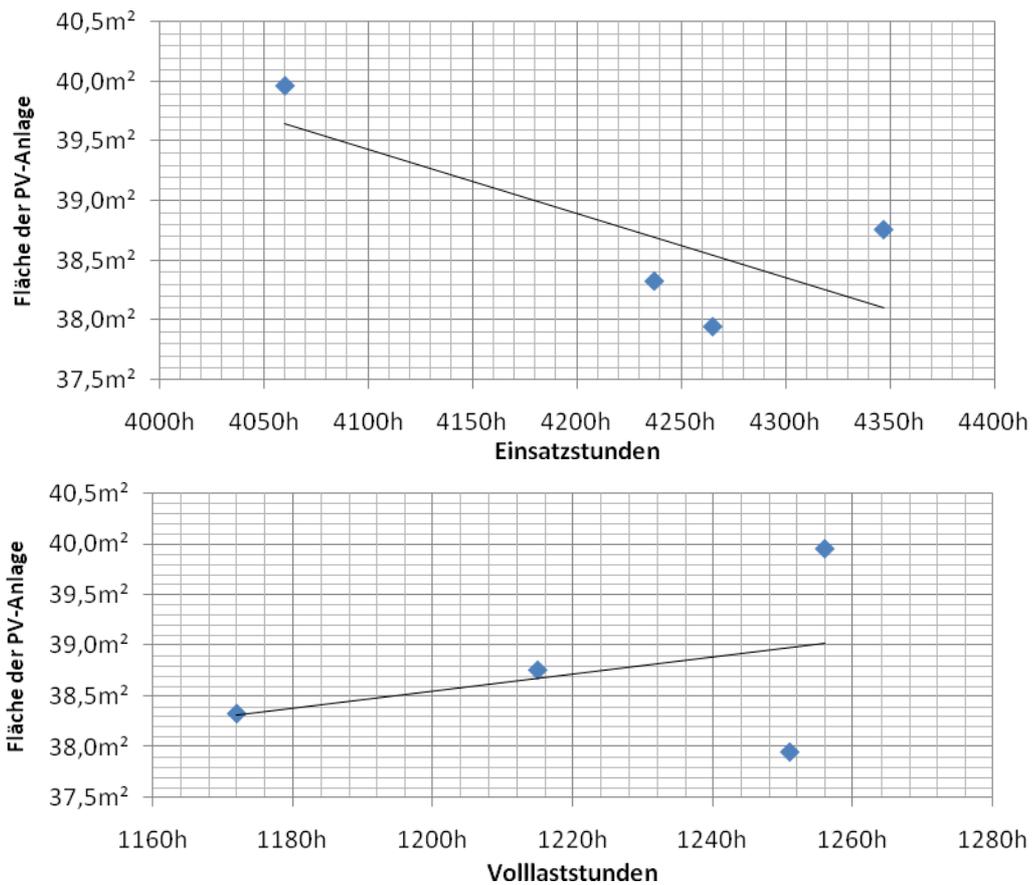


Abbildung 6.7: Trendanalysen der PV-Anlagenfläche über die Einsatzstunden bzw. Volllaststunden

Die folgenden Trendanalysen (Abbildung 6.7) zeigen eine Abhängigkeit der PV-Anlagen von den Einsatzstunden in der Form, dass die PV-Fläche bei steigenden Einsatzstunden zurück geht. Bei den Volllaststunden ist kein eindeutiger Trend abzulesen.

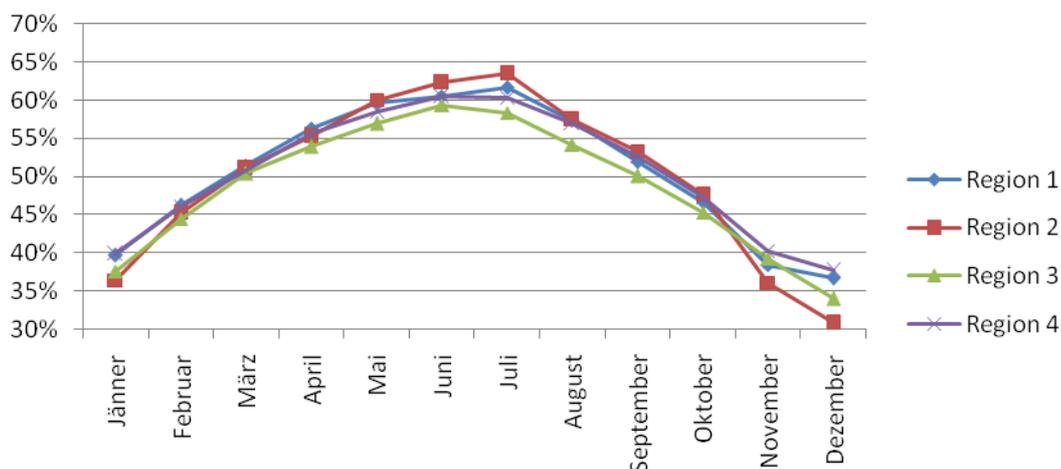


Abbildung 6.8: Anteil der direkten photovoltaischen Elektroenergie an der gesamten Energiebereitstellung nach den Regionen

Der Anteil der direkten Nutzung der elektrischen Energie aus der Photovoltaikanlage ist regionsweise in Abbildung 6.8 dargestellt. In den Sommermonaten tritt das Maximum auf, was auf die längere Tagesdauer zurückzuführen ist. Je größer der durchschnittliche Direktanteil des PV-Stromes ist, desto weniger Strom muss von der BZ beigesteuert werden. Damit sinkt der benötigte Wasserstoff und auch das benötigte Tankvolumen. Tabelle 6.2 stellt nun die eben genannten Größen gegenüber. Dabei steht $PV_{d,AVG}$ für den durchschnittlichen Anteil der direkt verwendeten Energie.

Zu beachten ist auf jeden Fall, dass diese Ergebnisse für das Jahr 2006 gelten und in jedem anderen Jahr wahrscheinlich anders ausfallen. Allerdings kann die Größenordnung abgeschätzt werden.

	$PV_{d,AVG}$	Speicherbedarf	bei 1 bar	bei 138 bar	bei 300 bar	bei 700 bar
Region 1	50,54%	1290kWh	431m ³	3,12m ³	1,44m ³	0,62m ³
Region 2	49,91%	1460kWh	487m ³	3,53m ³	1,62m ³	0,70m ³
Region 3	48,64%	1200kWh	401m ³	2,90m ³	1,34m ³	0,57m ³
Region 4	50,53%	1170kWh	391m ³	2,83m ³	1,30m ³	0,56m ³
Durchschnitt	49,91%	1280kWh	427m ³	3,10m ³	1,42m ³	0,61m ³
Absolut	130,5kWh	Anzahl Flaschen *	8545Stk	62Stk	29Stk	13Stk

*...Druckgasflaschen mit einem Inhalt von 50l.

Tabelle 6.2: Durchschnittlicher Anteil an direktem Sonnenelektroenergieverbrauch und dadurch entstehender Wasserstoffspeichergöße in m³.

Die Speichervolumina für 138, 300 und 700bar (das sind 13,8, 30 bzw. 70MPa) lassen sich mit Hilfe des Boyle-Mariotte'schen Gesetzes¹⁷ berechnen. Nicht berücksichtigt ist in diesen Berechnungen der Aufwand an elektrischer Energie für die Verdichtung des gasförmigen Wasserstoffs. Dieser erhöht die Wirkungsgradverluste des Gesamtsystems. Nach [BIF04] liegen die Wirkungsgrade der Verdichter bei etwa 50% bei Kleinanlagen und bei 65-70% bei Großanlagen. Dadurch ergeben sich Verluste, die bei einer Verdichtung von einem Kilogramm Wasserstoff auf 70MPa etwa 5kWh betragen. Nachdem in der angesprochenen Menge Wasserstoff etwa 33,32kWh gespeichert sind, betragen die Verluste rund 15% des Speichers. Allerdings kann viel Energie eingespart werden, wenn Hochdruckelektrolysegeräte verwendet werden, die Wasserstoff schon bis zu 138bar (PEM-Zelle, Proton Energy Systems, [BIF04]) erzeugen.

6.1.2 Verringerung der Anzahl der Haushalte

Bei einer Haushaltsanzahl unter 100 (50 bzw. 30) ist mit einer Erhöhung der PV-Flächen (bezogen auf 100 HH) zu rechnen, da die Lastspitzen gemäß der Gleichzeitigkeitskurve höher ausfallen. Die Größen der PV-Anlagen sind in Tabelle 6.3 angeführt und in Abbildung 6.9 dargestellt.

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4
PV-Fläche pro Haushalt (100 HH)	38,76m ²	37,95m ²	39,96m ²	38,33m ²
PV-Fläche pro Haushalt (50 HH)	38,85m ²	38,15m ²	40,32m ²	38,46m ²
PV-Fläche pro Haushalt (30 HH)	39,17m ²	38,33m ²	40,62m ²	38,74m ²

Tabelle 6.3: Vergleich der Flächen der PV-Anlagen in Abhängigkeit der Haushaltsanzahl

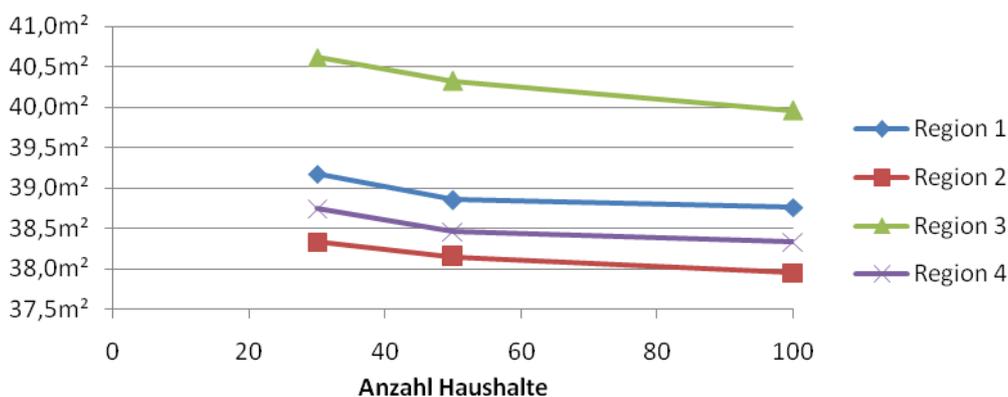


Abbildung 6.9: Größe der PV-Fläche in Abhängigkeit der Haushaltsanzahl

¹⁷ Aus der Gleichung des idealen Gases: $pV = nRT$ wird die Temperatur als konstant betrachtet. Damit bleibt die gesamte rechte Seite konstant und es ergibt sich das Boyle-Mariotte'sche Gesetz:

$$p_1 V_1 = p_2 V_2$$

Wie zu erwarten war, kann nun weniger Energie aus der PV-Zelle direkt verwendet werden. Der Mehrverbrauch muss über die verlustbehaftete Zwischenspeicherung gedeckt werden. Allerdings wirkt sich dieser Mehrverbrauch nicht gravierend aus.

Die Veränderung der Wasserstoffspeichergröße ist minimal. Eine Reduzierung von 100 Haushalten auf 50 (30) Haushalten bewirkt eine Erhöhung der benötigten gespeicherten Energie von 0,41% (1,3%).

Auch die Veränderung der Photovoltaikfläche ist gering. Sie beträgt bei der Reduzierung der Haushalte auf 50 (30) im Mittel 0,5% (1,2%). Auch die Erhöhung der Verluste (V) ist sehr gering (Abbildung 6.10). Daher wird bei den folgenden Ergebnissen nur eine Haushaltsanzahl von 100 untersucht.

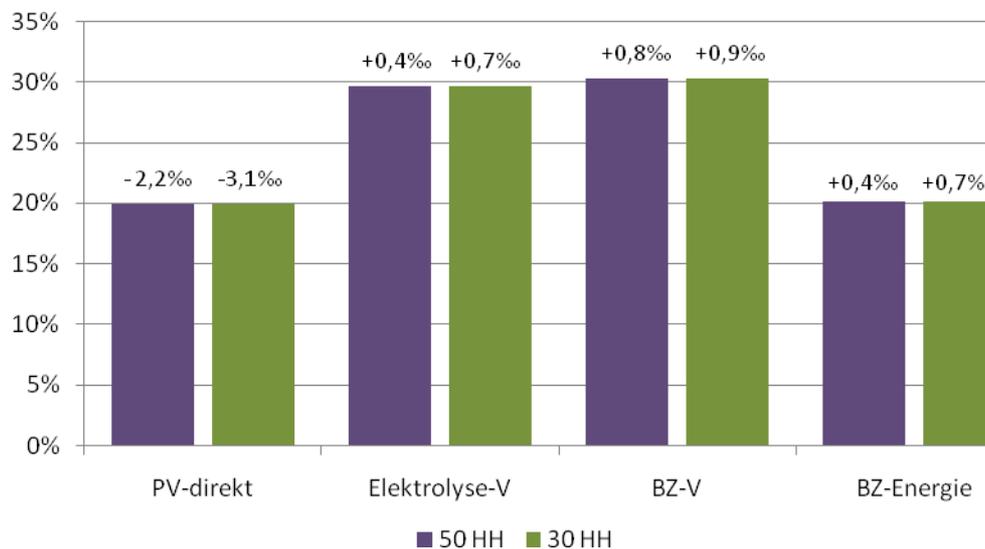


Abbildung 6.10: Veränderung des Energieflusses im Vergleich zu 100 Haushalten

6.2 Elektrische autonome Versorgung ausschließlich mit Windenergieanlagen

Das Dargebot an Wind ist sehr fest mit dem Standort verknüpft. Nicht nur was die Intensität (Windstärke) betrifft, sondern auch das zeitliche Auftreten und deren Länge variieren sehr stark. Daher ist mit einer großen Bandbreite an installierten Leistungen an den jeweiligen Standorten zu rechnen, um die autonome Versorgung ausschließlich mit Windenergie zu ermöglichen.

6.2.1 Leichtwindenergieanlage

Die in diesem Szenario notwendigen Engpassleistungen sind in Tabelle 6.4 dargestellt. Auffallend sind dabei die großen Unterschiede, die aufgrund des Winddargebots entstehen.

	Standort	Nennleistung
Region 1	Alpental	3.450kW
Region 2	Ebene	191kW
Region 3	Alpental	5.654kW
Region 4	Bergland	642kW

Tabelle 6.4: Nennleistung der Leicht-WEA nach Region

Der - durch die Optimierung festgelegte - installierten Engpassleistung der Leichtwindenergieanlagen zufolge wird elektrische Energie generiert, die in Abbildung 6.11 dargestellt wird. Sie ist monatlich und nach Regionen getrennt dargestellt. Dies unterstreicht das unterschiedliche Winddargebot der Standorte. Die prozentuelle Darstellung ermöglicht einen Vergleich des Winddargebots an den Standorten und deren Verwertung.

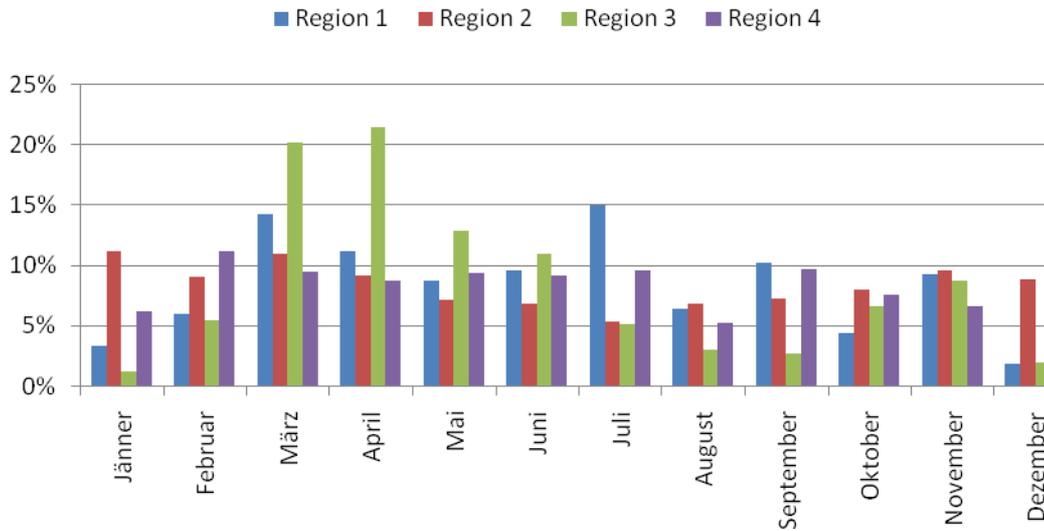


Abbildung 6.11: Energie der Leicht-WEAs, nach Monat und Region

Aufgrund des oben erwähnten unterschiedlichen Winddargebots, müssen die Regionen einzeln betrachtet werden.

Die von den Leicht-WEA produzierte elektrische Energie wird in Abbildung 6.12 dargestellt. Die Angaben - bis auf die Leistung der WEA - sind auf einen Haushalt bezogen, was einen Vergleich ohne Umrechnung ermöglichen soll. Dabei lässt sich der Zusammenhang zwischen direkt verbrauchtem Strom und der Speicherung in Wasserstoff erkennen. In den Regionen eins und drei (Alpentäler) ist das Winddargebot sehr dürftig, aber wechselhaft. In den wenigen Zeiten, in denen der Wind weht, wird soviel Strom produziert, dass er nur zu einem Bruchteil verwendet werden kann. Der Rest wird gespeichert und bei Flaute über die Brennstoffzelle bereitgestellt.

Eine wichtige Frage ist die Frage nach der Verwendung der durch WEA bereitgestellten elektrischen Energie. Während bei den PV-Zellen nur etwa 20% der Energie direkt verwendet werden können, und durch die Umwandlung Verluste von 60% entstehen, ist bei den Leichtwindenergieanlagen eine direkte Verwendung des produzierten Stroms von 2,5-35,1%, und eine Gesamtausbeute des Systems von etwa 27%-51% möglich. Diese breit gefächerten Ergebnisse müssen genauer untersucht werden.

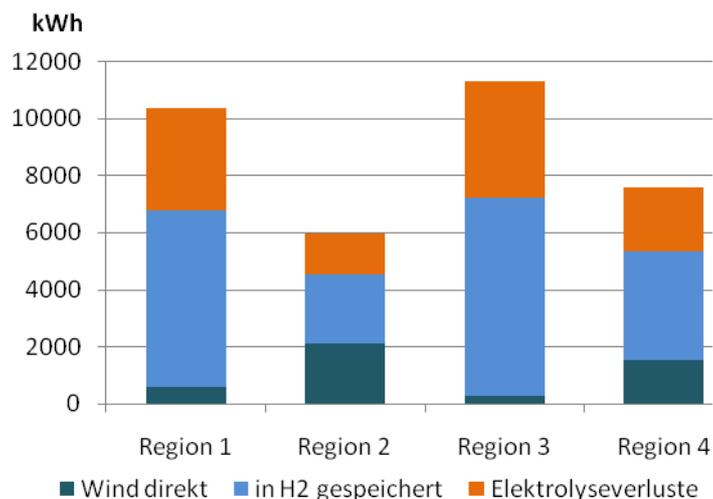


Abbildung 6.12: Verwendungszweck des mittels Leichtwind-Konverter erzeugten Stroms

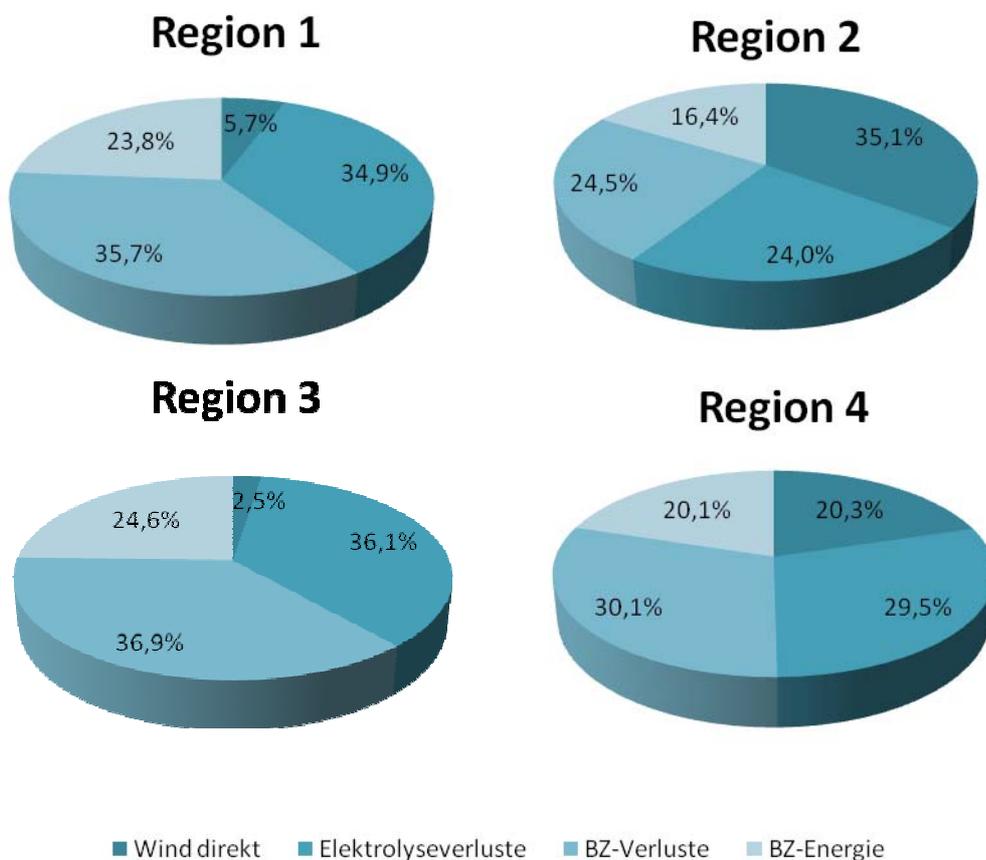


Abbildung 6.13: Regionale Verwendung des Windstroms

Je mehr Einsatzstunden eine Leicht-WEA aufweisen kann, desto niedriger ist die erforderliche installierte Leistung. Der Zusammenhang ist näherungsweise linear – sofern man vier Messpunkte als repräsentativ bezeichnen kann. Mit steigenden Einsatzstunden steigt allerdings auch die Strommenge, die direkt verbraucht werden kann. Daher ist ein kleinerer Speicherbedarf gegeben, was die geringeren Mengen an elektrischer Energie erklärt.

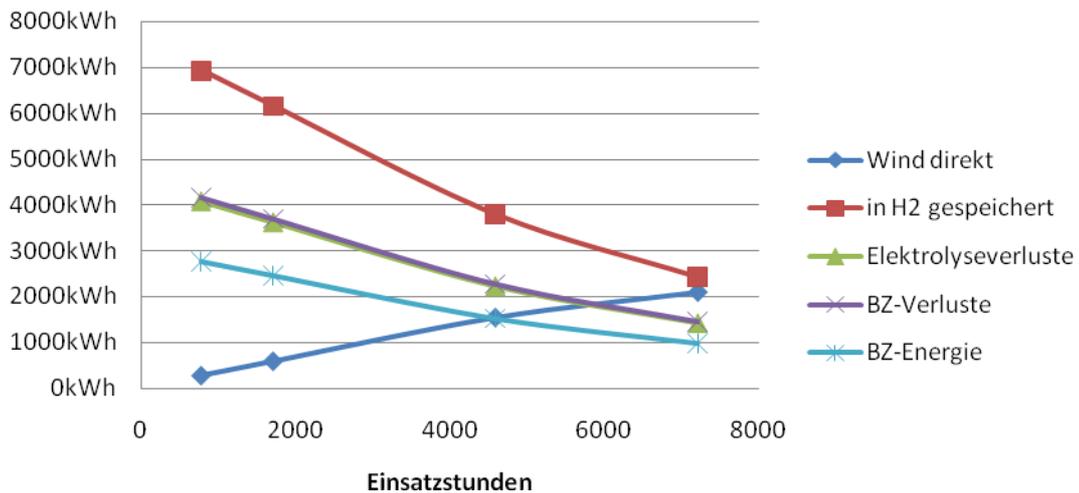


Abbildung 6.14: Abhängigkeit der produzierten Strommengen von den Einsatzstunden bei Leichtwindenergieanlagen

Stärker als bei den Einsatzstunden sinkt die benötigte Energie in Abhängigkeit der Volllaststunden.

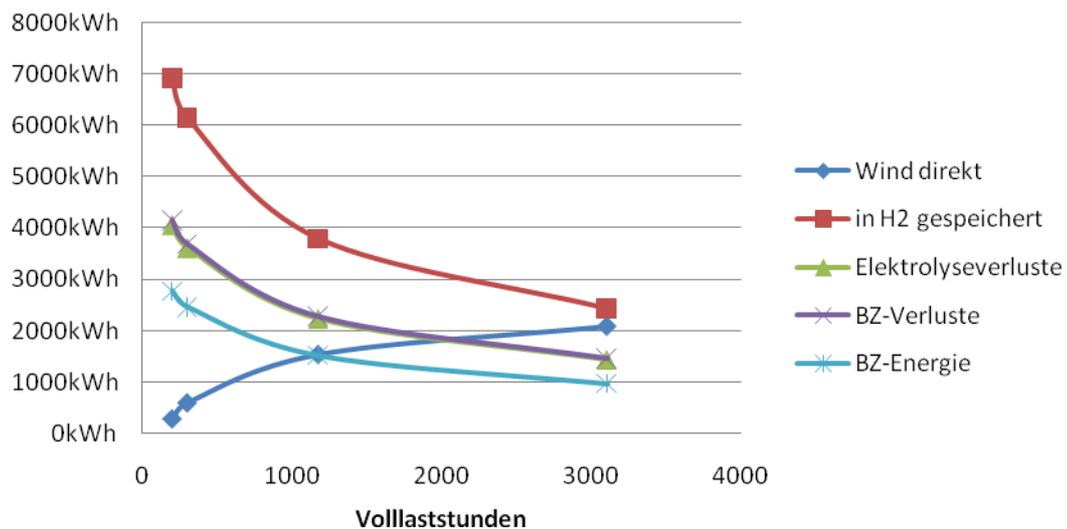


Abbildung 6.15: Abhängigkeit der produzierten Strommengen von den Volllaststunden bei Leichtwindenergieanlagen

Das unterschiedliche Winddargebot in den Regionen eröffnet hier die Möglichkeit ein weites Spektrum abzudecken. Auf der einen Seite ist es nahezu zwingend für einen Windstandort wie Region zwei, Windräder zu installieren. Andererseits zeigt es ebenso deutlich, dass in den Regionen eins und drei das Aufstellen von Windrädern wirtschaftlichen Unfug darstellt (ganz abgesehen von der landschaftlichen Bebauung). Um dies noch zu verdeutlichen listet Tabelle 6.5 die Überproduktionsraten in den Regionen auf. In Region zwei muss nur die doppelte Energiemenge produziert werden, um die Stromnachfrage abzudecken, während in Region vier das 3,7fache notwendig ist.

	t _{vollast}	t _{Einsatz}	Produktion	Nachfrage	Überproduktion	
Region 1	192h	1713h	10354kWh	3050kWh	7304kWh	339%
Region 2	2312h	7212h	6127kWh	3050kWh	3077kWh	201%
Region 3	141h	780h	11275kWh	3050kWh	8225kWh	370%
Region 4	792h	4590h	7605kWh	3050kWh	4555kWh	249%

Tabelle 6.5: Überproduktionsraten bei Leicht-WEA

Da nur die Regionen zwei und vier für WEA interessant scheinen, werden nur deren Standorte genauer ausgewertet. Die Ergebnisse der beiden anderen Regionen finden sich in Kapitel 8.

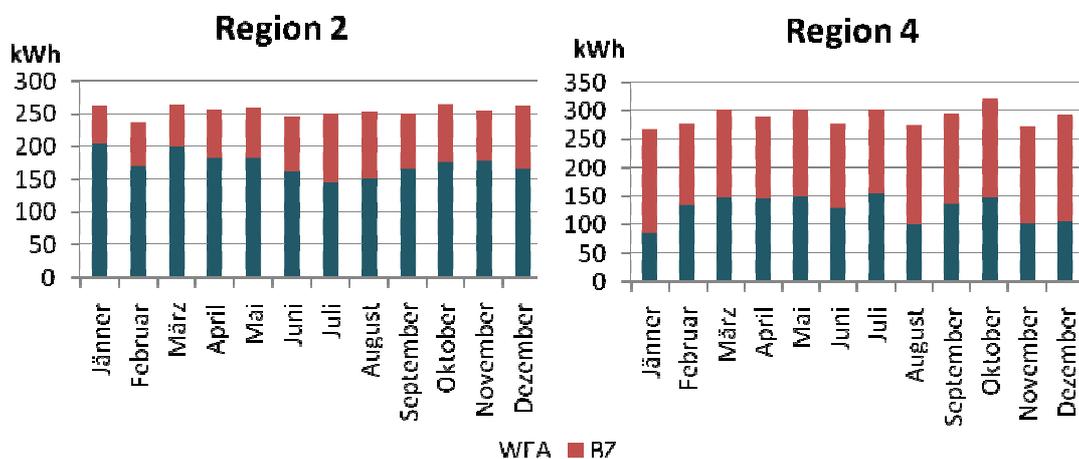


Abbildung 6.16: Energieaufbringung nach Technologie und Monat

6.2.2 Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 60m

In einer Höhe von 60m beträgt die Windgeschwindigkeit das knapp 1,5fache der Windgeschwindigkeit als in 10m Höhe. Durch die Verwendung von anderen Rotoreigenschaften stellt sich eine neue Situation ein. Die Anfahrsgeschwindigkeit wird von 2 auf 3m/s erhöht und die Nennleistung wird erst bei einer Windgeschwindigkeit von 12,5m/s erreicht. Allerdings kann sie auch bei höheren Windgeschwindigkeiten betrieben werden, sodass sie erst bei 25m/s abgeschaltet werden muss. Aus diesen neuen Betriebsbedingungen ergeben sich höhere Nennleistungen, die in Tabelle 6.6 abgebildet sind.

	Standort	Nennleistung
Region 1	Alpental	12.310kW
Region 2	Ebene	489kW
Region 3	Alpental	16.300kW
Region 4	Bergland	2.100kW

Tabelle 6.6: Nennleistung der WEA mit einer Nabenhöhe von 60m nach Region

Die monatlich produzierte Strommenge ist nach Regionen sortiert in Abbildung 6.16 dargestellt. Allerdings wird wie in Kapitel 6.2.1 die prozentuelle Darstellung bevorzugt, da hier noch größere Unterschiede der absoluten Produktionsmengen auftreten.

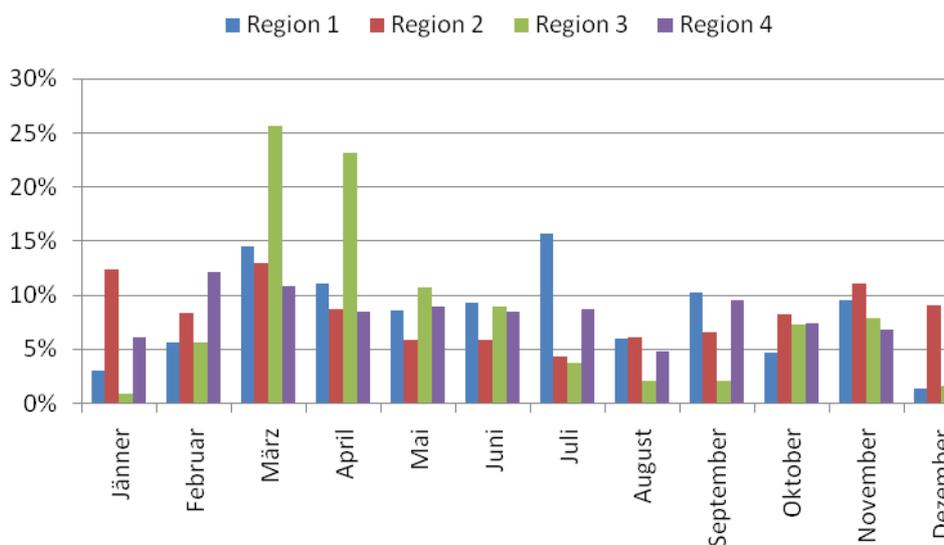


Abbildung 6.17: Stromproduktion der WEA mit 60m Nabenhöhe, nach Monat und Region

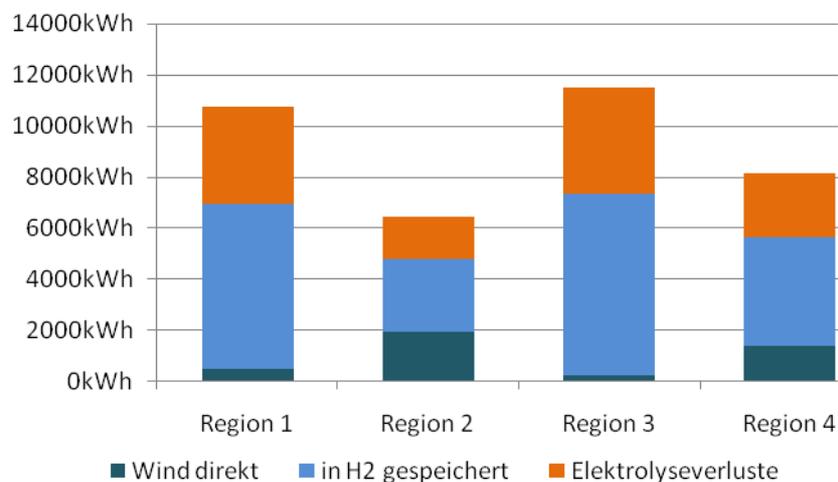


Abbildung 6.18: Verwendungs-zweck des mittels WEA in 60m Höhe erzeugten Stroms

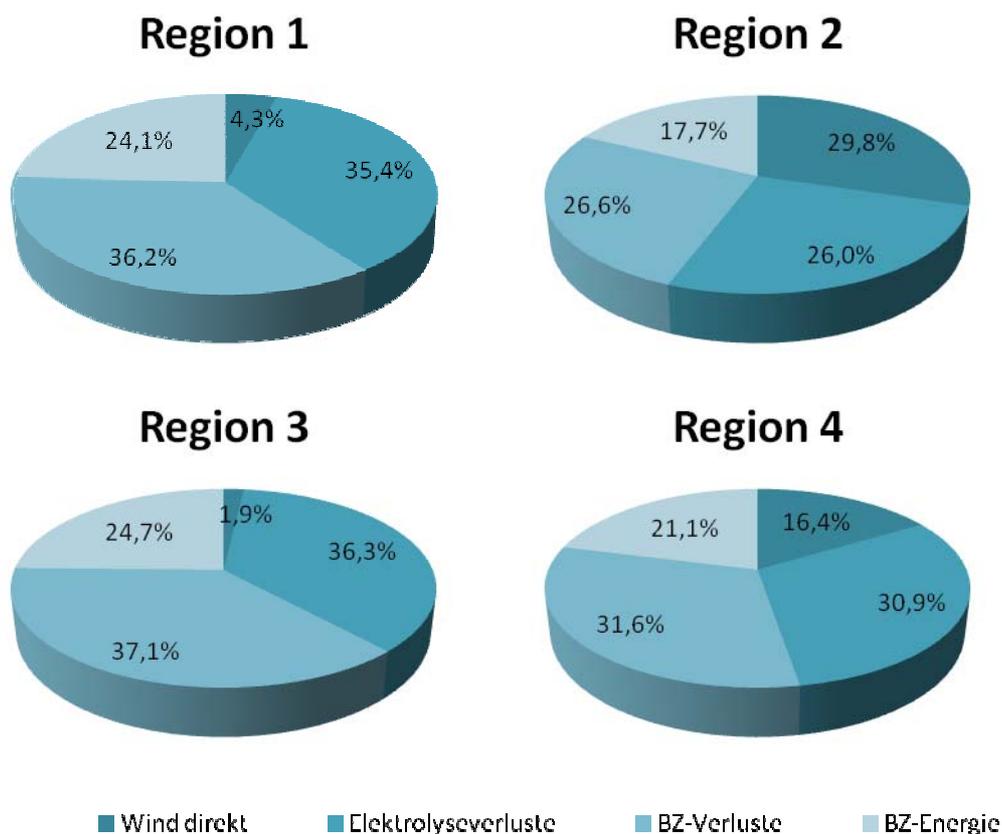


Abbildung 6.19: Regionale Verwendung des Windstroms

Wie auch bei den Leichtwindenergieanlagen, ist auch bei den Starkwindenergieanlagen in 60m Höhe eine starke Abhängigkeit der Gesamtproduktion von den Einsatzstunden bzw. den Volllaststunden vorhanden (Abbildung 6.20). Die vorliegende nahezu lineare Abhängigkeit zeigt wiederum, dass ein Einsatz nur in Regionen mit vielen Einsatzstunden wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll ist.

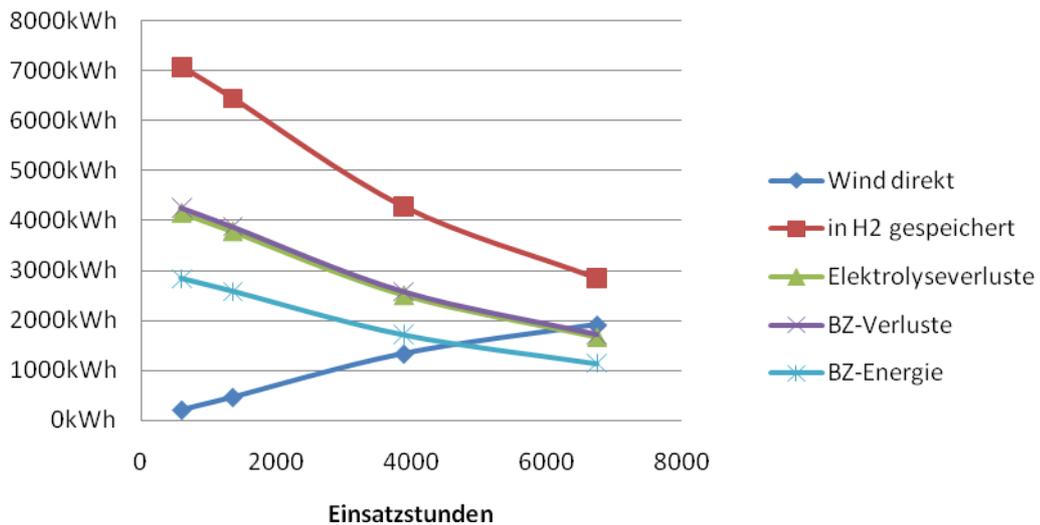


Abbildung 6.20: Stromproduktion und deren Verwendung nach Einsatzstunden bei WEA in 60m Höhe

Werden die Volllaststunden als Abszisse herangezogen (Abbildung 6.21), so ist, wie auch bei den Leicht-WEA, eine starke Abhängigkeit zu beobachten.

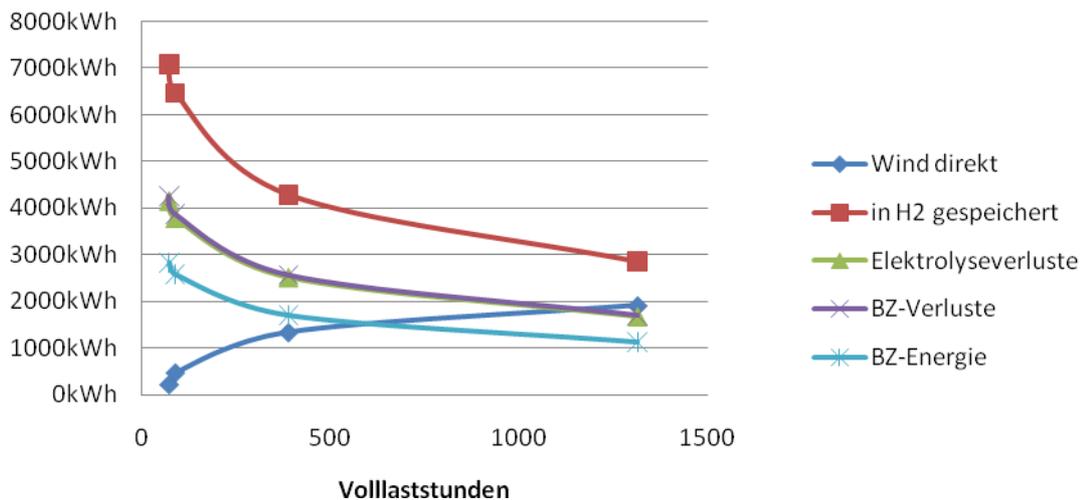


Abbildung 6.21: Abhängigkeit der produzierten Strommengen und Verluste bei WEA in 60m Höhe nach Volllaststunden

Abschließend gibt Tabelle 6.7 einen Überblick über die installierte Nennleistung und der Überproduktion. Aus den Daten kann man die bessere Verwertung des Winddargebots bei Leicht-WEA gegenüber Stark-WEA in 60m Höhe ablesen. Ein Vergleich aller Windenergieanlagen gibt Kapitel 6.2.5.

	t _{Volllast}	t _{Einsatz}	Produktion	Nachfrage	Überproduktion	
Region 1	87h	1351h	10721kWh	3050kWh	7671kWh	352%
Region 2	1315h	6756h	6432kWh	3050kWh	3382kWh	211%
Region 3	70h	594h	11469kWh	3050kWh	8419kWh	376%
Region 4	387h	3890h	8135kWh	3050kWh	5085kWh	267%

Tabelle 6.7: Überproduktionsraten bei WEA in 60m Höhe

Da nur die Regionen zwei und vier potenzielle Windstandorte darstellen, wird die Lastabdeckung nur für diese Regionen dargestellt. Die Diagramme der Regionen eins und drei sind in Kapitel 8.2 abgebildet.

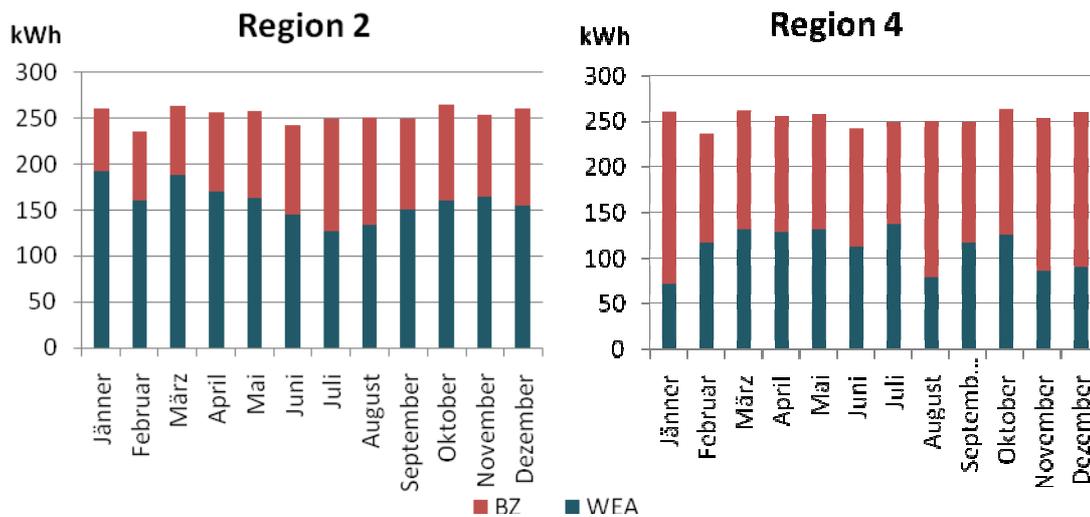


Abbildung 6.22: Lastabdeckung nach Technologie und Region

6.2.3 Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 80m

WEA mit einer Nabenhöhe von 80m besitzen die gleichen Eigenschaften wie WEA bei einer Nabenhöhe von 60m ($v_{\text{Anfahr}} = 3\text{m/s}$, $v_{\text{Nenn}} = 12,5\text{m/s}$, $v_{\text{Abschalt}} = 25\text{m/s}$). Die Windgeschwindigkeit erhöht sich aufgrund der Höhenabhängigkeit des Windes auf das 1,53fache ($h_{\text{Bezug}} = 10\text{m}$) bzw. 1,05fache ($h_{\text{Bezug}} = 60\text{m}$). Dadurch ergeben sich etwas günstigere Bedingungen und daher auch niedrigere Nennleistungen, welche in Tabelle 6.8 angeführt sind.

	Standort	Nennleistung
Region 1	Alpental	8.754kW
Region 2	Ebene	391kW
Region 3	Alpental	12.200kW
Region 4	Bergland	1.512kW

Tabelle 6.8: Erforderliche Nennleistungen für eine autonome Energieversorgung bei WEA mit einer Nabenhöhe von 80m.

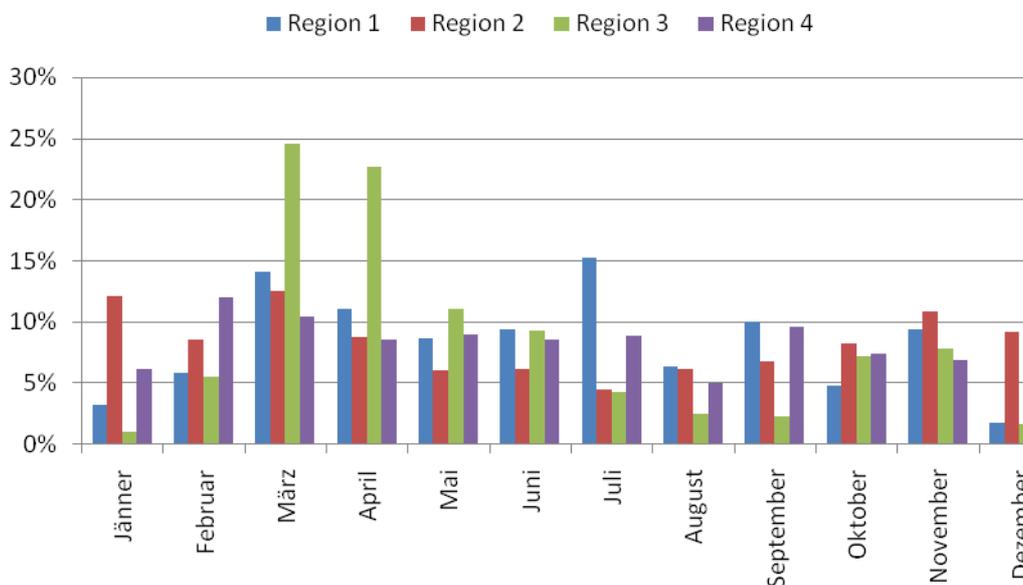


Abbildung 6.23: Prozentuelle Stromproduktion der WEA in 80m Höhe, nach Monat und Region

Abbildung 6.23 zeigt die prozentuelle Stromproduktion in den jeweiligen Monaten. Die Werte sind mit den Ergebnissen in 60m Höhe nahezu ident. Die Auswirkung des etwas stärkeren Windes macht sich also in Abbildung 6.23 nicht bemerkbar. In Abbildung 6.24 dagegen ist der gestiegene Anteil des direkten Stromverbrauchs (Wind direkt) erkennbar.

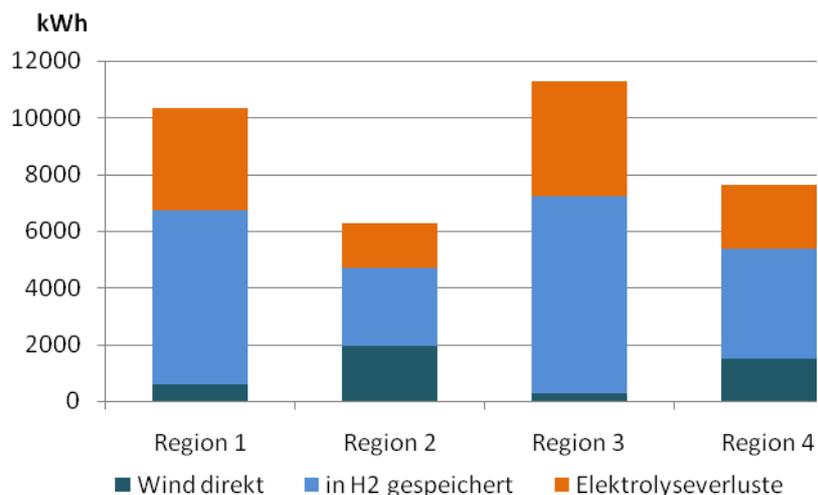


Abbildung 6.24: Verwendungszweck des mittels WEA in 80m Höhe produzierten Stroms

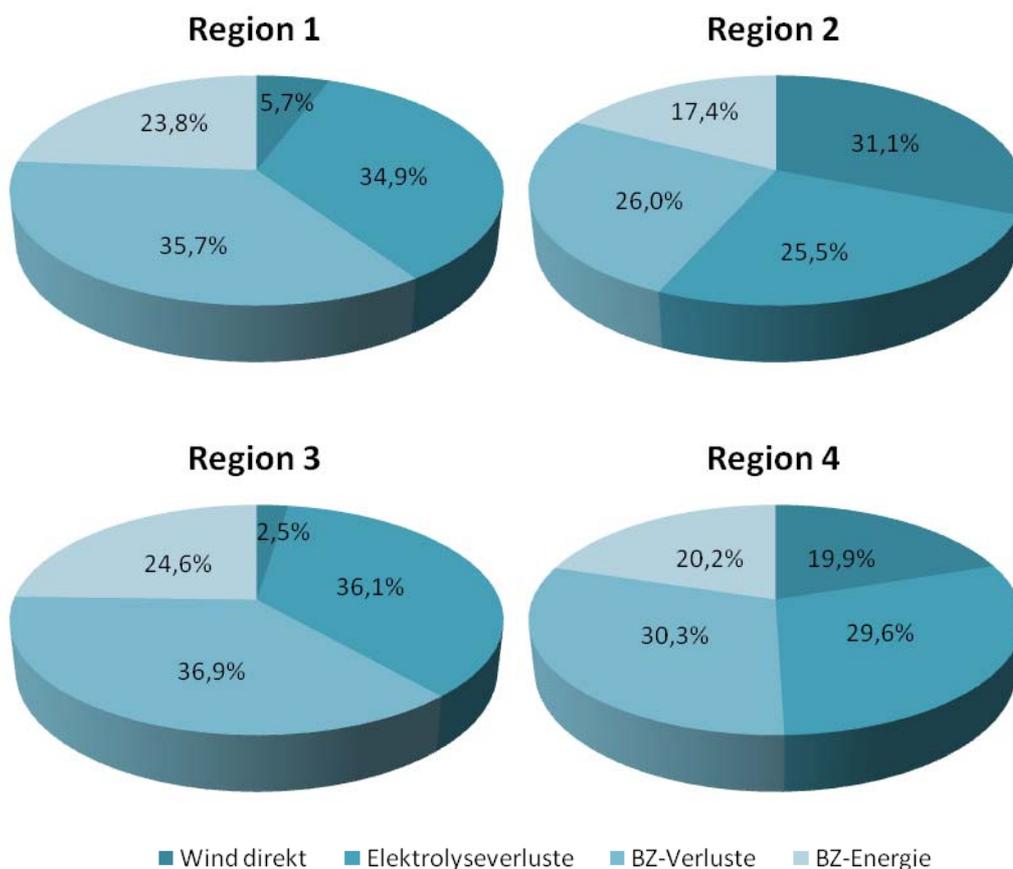


Abbildung 6.25: Regionale Verwendung des Windstroms

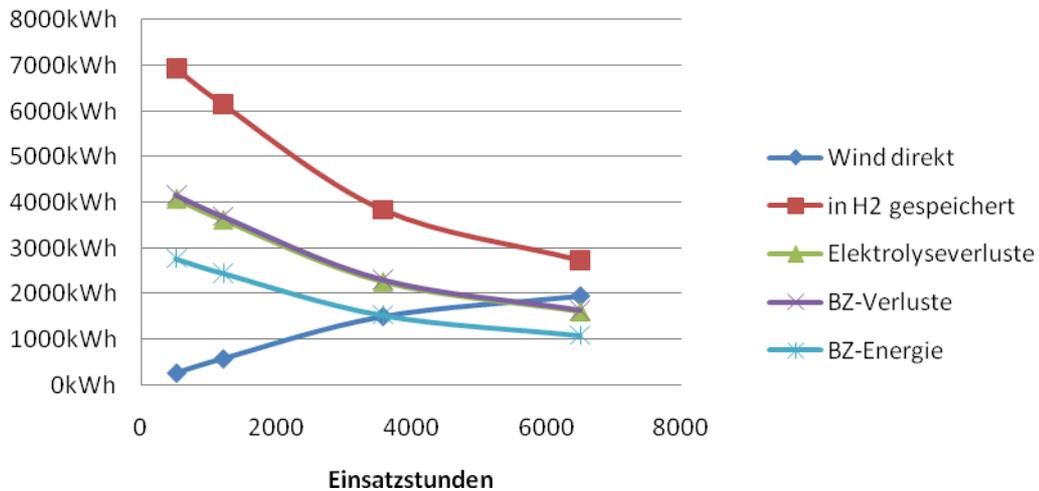


Abbildung 6.26: Stromproduktion und deren Verwendung nach Einsatzstunden bei WEA mit einer Nabhöhe von 80m

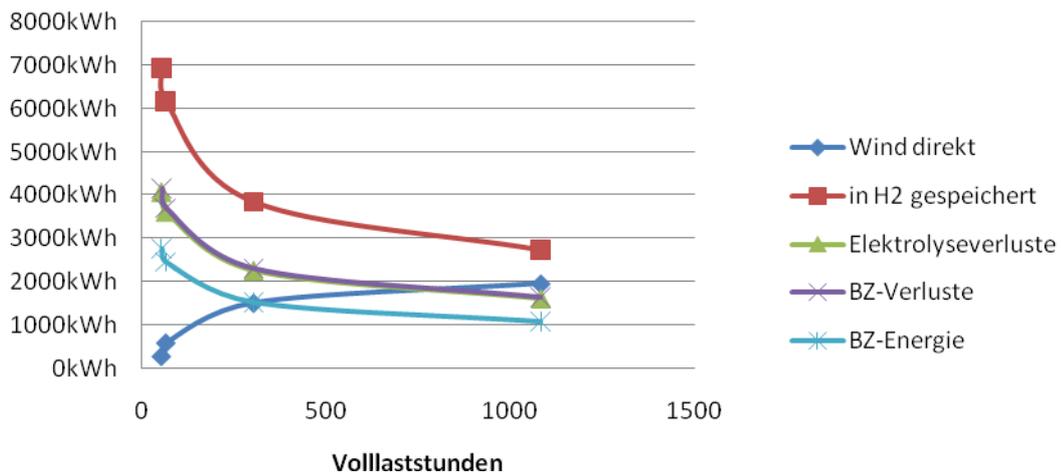


Abbildung 6.27: Abhängigkeit der produzierten Strommenge und Verluste bei WEA in 80m Nabhöhe nach Volllaststunden

Die einsatzstundenabhängige Darstellung (Abbildung 6.26) zeigt, dass die Abhängigkeit stärker als linear geworden ist. Die volllaststundenabhängige Darstellung (Abbildung 6.27) bringt hingegen keine neuen Erkenntnisse. Im Vergleich zu den korrespondierenden Abbildungen in Kapitel 6.2.2 fallen die Energiemengen etwas geringer aus, was auf die niedrigeren installierten Leistungen zurückzuführen ist. Diese resultieren ja aus dem besseren Windangebot zufolge der gestiegenen Nabhöhe.

Tabelle 6.9 gibt nun einen Überblick über die verbesserte Überproduktionsrate und die längeren Einsatz- und Volllaststunden aller vier Standorte. Außerdem listet sie die Einsatz- und Volllaststunden und die Jahresstromproduktionsmenge auf.

	t _{Volllast}	t _{Einsatz}	Produktion	Nachfrage	Überproduktion	
Region 1	118h	1713h	10356kWh	3050kWh	7306kWh	340%
Region 2	1610h	7215h	6297kWh	3050kWh	3247kWh	206%
Region 3	92h	780h	11282kWh	3050kWh	8232kWh	370%
Region 4	503h	4590h	7612kWh	3050kWh	4562kWh	250%

Tabelle 6.9: Überproduktionsraten bei WEA in 80m Höhe

Da wiederum nur die Regionen zwei und vier wirtschaftlich interessante Windstandorte sind, werden nur die Lastabdeckungsdiagramme der genannten Regionen abgebildet.

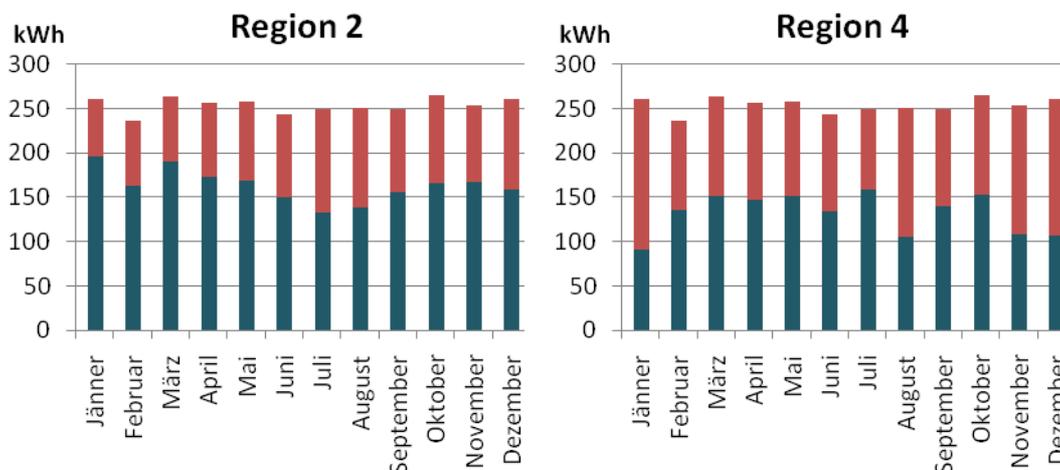


Abbildung 6.28: Lastabdeckung der Regionen zwei und vier bei WEA mit einer Nabenhöhe von 80 Metern

6.2.4 Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 100m

Die Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 100m wächst auf das knapp 1,6fache (10m) an. Bezogen auf 60m (80m) beträgt die Steigerung 9% (3,7%). Daher ist hier mit einer größeren Windausbeute und mit kleineren Engpassleistungen zu rechnen. Diese sind in Tabelle 6.10 aufgelistet.

	Standort	Nennleistung
Region 1	Alpental	6.880 kW
Region 2	Ebene	333 kW
Region 3	Alpental	9.992 kW
Region 4	Bergland	1.217 kW

Tabelle 6.10: Nennleistung der WEA in 100m Nabenhöhe nach Region

Die monatlich produzierten Strommengen der WEA der Regionen eins bis vier sind in Abbildung 6.29 dargestellt. Im Vergleich zu den WEA in niedriger Höhe gibt es keine großen

Veränderungen, da das Winddargebot nahezu konstant geblieben ist und nur kleine Steigerungen der Windgeschwindigkeiten durch die größere Höhe vorhanden sind.

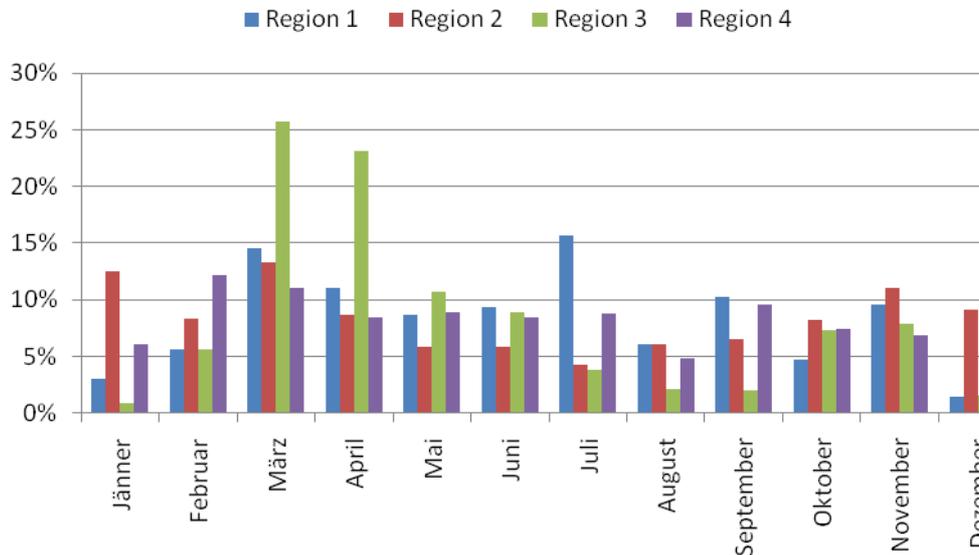


Abbildung 6.29: Stromproduktion der WEA mit 100m Nabenhöhe, nach Monat und Region

	t_{Vollast}	t_{Einsatz}	Produktion	Nachfrage	Überproduktion	
Region 1	147h	1943h	10112kWh	3050kWh	7062kWh	332%
Region 2	1867h	7431h	6216kWh	3050kWh	3166kWh	204%
Region 3	112h	893h	11156kWh	3050kWh	8106kWh	366%
Region 4	609h	4961h	7406kWh	3050kWh	4356kWh	243%

Tabelle 6.11: Überproduktionsraten bei WEA in 100m Nabenhöhe

Die Überproduktionsraten (Tabelle 6.11) weisen nur geringe Rückgänge auf. Allerdings sind die Veränderungen nicht-linear. So betragen die Rückgangsraten zwischen 0,8% (Region 2) und 3,6% (Region 4). Demnach sind in Region vier viele Viertelstunden mit Windstärken vorhanden, die in 80m Nabenhöhe noch zu schwach sind, um Strom zu erzeugen. Allerdings könnte es auch sein, dass durch die erhöhten Windstärken in Region zwei die Abschaltgeschwindigkeit überschritten wurde.

Da auch die Auswertung des Verwendungszwecks und der einsetzstunden- bzw. volllaststundenabhängigen Produktion bzw. Verluste keine neuen Erkenntnisse bringt, werden diese Ergebnisse nur im Anhang dargestellt und es kann sofort zum Vergleich der WEA übergegangen werden.

6.2.5 Vergleich der WEA bei autonomer Energieversorgung

Für eine übersichtliche Analyse müssen die Regionen getrennt voneinander betrachtet werden.

Region 1

Das schlechte Windangebot in einem Alpental sorgt für eine große zu installierende Nennleistung. Hier wäre es erforderlich 493 Leichtwindenergieanlagen aufzustellen. Dies wird aber schon aufgrund von Platzmangel nicht zu realisieren sein. Sinnvoller erscheint es – sollen Siedlungen in dieser Region ausschließlich mit Windstrom versorgt werden – dass (lediglich) drei Stark-WEA mit einer Nabenhöhe von 100m und einer Nennleistung von 2,5MW installiert werden. Neben dem geringeren Platzbedarf ist auch der Jahresspeicher um etwa 4% niedriger zu dimensionieren.

Der Gesamtwirkungsgrad (beinhaltet die Zwischenspeicherung mit Wasserstoff) beträgt bei Leicht-WEA 29%. Bei den Stark-WEA steigt er korrespondierend mit der Höhe von 28% auf 30%. Daraus ist ersichtlich, dass durch die größere Höhe mehr Windstrom direkt verwendet und somit die umgewandelte Energie reduziert werden kann – und dadurch auch die Verluste.

	Leicht-WEA	Stark-WEA60	Stark-WEA80	Stark-WEA100
Nabenhöhe	18m	60m	80m	100m
Windverstärkung	18%	65%	79%	91%
Nennleistung	3450kW	12310kW	8754kW	6880kW
Anzahl WEA	493Stk	6Stk	4Stk	3Stk
mit Nennleistung	7kW	2100kW	2300kW	2500kW
Einsatzstunden	1713h	1351h	1713h	1943h
Prozent	19,6%	15,4%	19,6%	22,2%
Volllaststunden	300h	87h	118h	147h
Stromproduktion	1035653kWh	1072118kWh	1035554kWh	1011166kWh
Überproduktion	7307kWh	7671kWh	7306kWh	7062kWh
Prozent	340%	352%	340%	332%
Wasserstoffspeicher	1457kWh	1493kWh	1430kWh	1379kWh
Tankgröße (70 MPa)	690l	710l	680l	660l
Tankgröße (13,8 MPa)	3520l	3610l	3460l	3340l
Windenergie direkt	589kWh	466kWh	589kWh	670kWh
Jahresanteil	19%	15%	19%	22%
BZenergie	2461kWh	2584kWh	2461kWh	2379kWh
Jahresanteil	81%	85%	81%	78%
Elektrolyseverluste	3614kWh	3795kWh	3614kWh	3493kWh
BZ-Stromverluste	3692kWh	3877kWh	3692kWh	3596kWh
Gesamtwirkungsgrad	29%	28%	29%	30%

Tabelle 6.12: Vergleich der Simulationsergebnisse der verschiedenen WEA in Region 1

Region 2

Die windreiche Region zwei benötigt den geringsten Bedarf an WEA. Vor allem der hohe Anteil an direktem Windstromverbrauch lässt die Nennleistungen und die Verluste sehr klein ausfallen. Der hohe Gesamtnutzungsgrad von 51% kann aber nur bei Leichtwindenergieanlagen verzeichnet werden. In diesem Szenario ist auch der geringste Speicherbedarf zu erwarten. Bei einer Realisierung stellt sich die Frage, ob 28 Windräder in die Landschaft in unmittelbarer Nähe zu den PH zu integrieren sind. Stattdessen könnte man auch mit einer 2,5MW-Anlage (mit einer Nabenhöhe von 100m) sieben PH-Siedlungen à 100 Häusern bzw. Haushalten autonom mit Windkonvertern versorgen. Auf jeden Fall ist dieser Standort für WEA wirtschaftlich überaus attraktiv. Der hervorragende Wert der Volllaststunden von Leicht-WEA (3108 Stunden) kann bei Starkwindanlagen bei weitem nicht erreicht werden (1867 Stunden).

Die gesamten Umwandlungsverluste fallen in dieser Region am niedrigsten aus. Dies resultiert aus der hohen direkten Verwertbarkeit der WEA (63-68%). Dadurch wird die Einsatzzeit der Brennstoffzelle stark reduziert. Als Nebeneffekt steht weniger Abwärme der BZ zur Warmwasserbereitung bzw. Raumheizung zur Verfügung.

	Leicht-WEA	Stark-WEA60	Stark-WEA80	Stark-WEA100
Nabenhöhe	18m	60m	80m	100m
Windverstärkung	18%	65%	79%	91%
Nennleistung	191kW	489kW	391kW	333kW
Anzahl WEA	28Stk	1Stk	1Stk	1Stk
mit Nennleistung	7kW	2100kW	2300kW	2500kW
Einsatzstunden	7212h	6756h	7215h	7431h
Prozent	82,3%	77,1%	82,4%	84,8%
Volllaststunden	3108h	1315h	1610h	1867h
Stromproduktion	593779kWh	643165kWh	629701kWh	621606kWh
Überproduktion	2888kWh	3382kWh	3247kWh	3166kWh
Prozent	195%	211%	206%	204%
Wasserstoffspeicher	524kWh	795kWh	735kWh	632kWh
Tankgröße (70 MPa)	250l	380l	350l	330l
Tankgröße (13,8 MPa)	1270l	1920l	1780l	1670l
Windenergie direkt	2084kWh	1914kWh	1960kWh	1989kWh
Jahresanteil	68%	63%	64%	65%
BZenergie	971kWh	1139kWh	1093kWh	1065kWh
Jahresanteil	32%	37%	36%	35%
Elektrolyseverluste	1426kWh	1672kWh	1605kWh	1564kWh
BZ-Stromverluste	1457kWh	1708kWh	1639kWh	1598kWh
Gesamtwirkungsgrad	51%	47%	48%	49%

Tabelle 6.13: Vergleich der Simulationsergebnisse der verschiedenen WEA in Region 2

Region 3

Das Winddargebot in Region drei ist noch schlechter als das in Region 1. Daraus resultieren noch größere Nennleistungen und gleichermaßen größere Jahreswasserstoffspeicher. Trotz der besseren Verwertung niedriger Windgeschwindigkeiten tritt der verfügbare Windstrom zu den Zeiten auf, an denen nur ein geringer Bedarf besteht. So kommt es dazu, dass nur 9% direkt genutzt werden können. Dies bedeutet allerdings auch, dass viel Abwärme der BZ zur Verfügung steht. Trotzdem müssen für die autonome Versorgung entweder 808 Stück der 6kW-Leicht-WEA oder 4 Stück 2,5MW-Windkonverter aufgestellt werden, um eine autonome Stromversorgung zu garantieren. Natürlich können andere Rotoren mit abweichenden Nennleistungen installiert werden.

Ein Problem tritt aufgrund der geringen direkten Nutzbarkeit auf: Die Größe des Wasserstofftanks ist mit 1250l (70MPa) bzw. 6350l (13,8MPa) bei 4 installierten 100m-WEA sehr hoch. Dies entspräche 9 bzw. 43 Industriedruckflaschen (à 150l)!

Durch die schlechte Direktnutzung der WEA steigt auch die Menge an Strom, die erzeugt werden muss. Im Falle der 60m-WEA wird das 3,76fache des benötigten Stroms (3050kWh) produziert. Mit diesen gut 8000kWh werden die Umwandlungsverluste gedeckt.

	Leicht-WEA	Stark-WEA60	Stark-WEA80	Stark-WEA100
Nabenhöhe	18m	60m	80m	100m
Windverstärkung	18%	65%	79%	91%
Nennleistung	5654kW	16300kW	12200kW	9992kW
Anzahl WEA	808Stk	8Stk	6Stk	4Stk
mit Nennleistung	7kW	2100kW	2300kW	2500kW
Einsatzstunden	780h	594h	780h	893h
Prozent	8,9%	6,8%	8,9%	10,2%
Volllaststunden	199h	70h	92h	112h
Stromproduktion	1127648kWh	1146859kWh	1128243kWh	1115617kWh
Überproduktion	8226kWh	8419kWh	8232kWh	8106kWh
Prozent	370%	376%	370%	366%
Wasserstoffspeicher	2545kWh	2793kWh	2706kWh	2626kWh
Tankgröße (70 MPa)	1210l	1330l	1290l	1250l
Tankgröße (13,8 MPa)	6160l	6760l	6550l	6350l
Windenergie direkt	278kWh	213kWh	278kWh	319kWh
Jahresanteil	9%	7%	9%	10%
BZenergie	2772kWh	2837kWh	2773kWh	2731kWh
Jahresanteil	91%	93%	91%	90%
Elektrolyseverluste	4069kWh	4165kWh	4071kWh	4010kWh
BZ-Stromverluste	4157kWh	4255kWh	4160kWh	4096kWh
Gesamtwirkungsgrad	27%	27%	27%	27%

Tabelle 6.14: Vergleich der Simulationsergebnisse der verschiedenen WEA in Region 3

Region 4

Die Region vier ist durch mittelmäßiges Winddargebot gekennzeichnet. Der Gesamtwirkungsgrad von etwa 40% ist der zweitbeste, der hier betrachteten Standorte. Dadurch kann ein Aufstellen prinzipiell diskutiert werden. Die Errichtung von 92 Leichtwindanlagen wird möglicherweise nicht realisierbar sein, jedoch ist es sinnvoll und zweckmäßig eine große WEA zu installieren. So könnten zwei PH-Siedlungen autonom mit einem 2,5MW-Windrad versorgt werden.

	Leicht-WEA	Stark-WEA60	Stark-WEA80	Stark-WEA100
Nabenhöhe	18m	60m	80m	100m
Windverstärkung	18%	65%	79%	91%
Nennleistung	642kW	2100kW	1512kW	1217kW
Anzahl WEA	92Stk	1Stk	1Stk	1Stk
mit Nennleistung	7kW	2100kW	2300kW	2500kW
Einsatzstunden	4590h	3890h	4590h	4961h
Prozent	52,4%	44,4%	52,4%	56,6%
Volllaststunden	1177 h	387 h	503 h	609 h
Stromproduktion	755672kWh	813484kWh	761151kWh	740592kWh
Überproduktion	4507kWh	5085kWh	4562kWh	4356kWh
Prozent	248%	267%	250%	243%
Wasserstoffspeicher	671kWh	727kWh	663kWh	640kWh
Tankgröße (70 MPa)	320l	350l	320l	310l
Tankgröße (13,8 MPa)	1620l	1760l	1600l	1550l
Windenergie direkt	1534kWh	1335kWh	1513kWh	1582kWh
Jahresanteil	50%	44%	50%	52%
BZenergie	1518kWh	1714kWh	1537kWh	1468kWh
Jahresanteil	50%	56%	50%	48%
Elektrolyseverluste	2228kWh	2516kWh	2257kWh	2155kWh
BZ-Stromverluste	2277kWh	2570kWh	2305kWh	2201kWh
Gesamtwirkungsgrad	40%	37%	40%	41%

Tabelle 6.15: Vergleich der Simulationsergebnisse der verschiedenen WEA in Region 4

6.3 Autonome Stromversorgung mit PV- und Windstrom

Dieses Szenario untersucht die Kombination aus der Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windkraft zur Abdeckung des Stromverbrauches von 100 Haushalten. Auch dafür werden die in den Kapiteln 4 und Kapitel 5 festgelegten Wirkungsgrade verwendet. Ökonomische Gesichtspunkte werden zunächst hintangestellt. Von Bedeutung ist nur die Größe der WEA bei vorgegebener Fläche der Photovoltaikanlage. Das dadurch entstehende Diagramm zeigt die möglichen Konfigurationen für eine autonome Stromversorgung – jeweils für Leicht- und Stark-WEA.

6.3.1 Region 1

Leichtwindenergieanlage und Photovoltaik

Wird die Fläche der Photovoltaikanlage vorgegeben, so lässt sich die dazugehörige Nennleistung der WEA angeben (s. Abbildung 6.30). Interessant gestaltet sich die Menge an erzeugter elektrischer Energie (Abbildung 6.31). Obwohl die produzierte Strommenge bei steigendem Anteil an PV-Strom zurückgeht, erreicht die Größe des Wasserstoffspeichers ein Minimum bei etwa 30m². In diesem Punkt würde ein 426m³ Wasserstoffspeicher (bei 1bar) ausreichen, um überschüssige Energie zu speichern und gegebenenfalls wieder zu entnehmen, um ein PH das ganze Jahr hindurch autonom mit Strom zu versorgen.

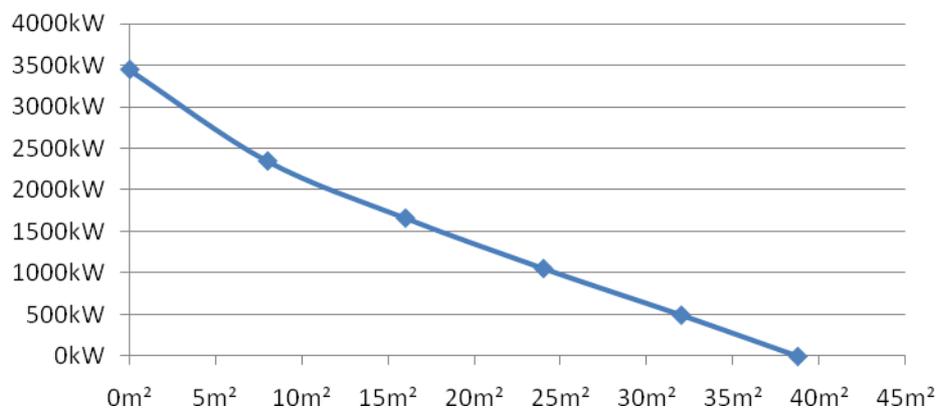


Abbildung 6.30: Nennleistung der Leicht-WEA in Abhängigkeit der PV-Fläche

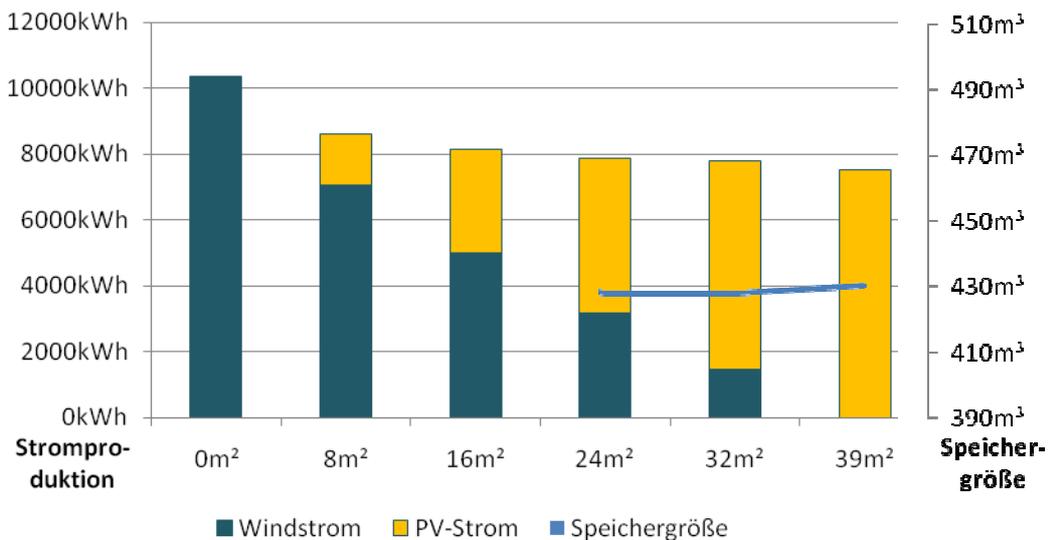


Abbildung 6.31: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche

Wird eine Optimierung nach der geringsten installierten Gesamtleistung durchgeführt, so liefert das Ergebnis eine elektrische Versorgung ohne WEA. Wird angenommen, dass 1m² Solarzelle 720€ (4500€/kW_{peak}, nach [SOL07] und [SON07]) und 1kW einer Leicht-WEA¹⁸ 13.210€ kosten - dies entspricht etwa den heutigen Preisen - so liefert eine Optimierung auf die niedrigsten Gesamtinvestitionskosten folgendes Ergebnis: die Errichtung von Leicht-WEA ist in dieser Region bei Weitem nicht wirtschaftlich und wird daher nicht gebaut. Die Kosten für die PV-Anlage (38,76m²) würden sich auf etwa 2,79Mio.€ belaufen.

Starkwindenergie- (100m) und Photovoltaikanlage

Wird eine Stark-WEA zusätzlich zur sonnenabhängigen Stromgewinnung eingesetzt, ist Abbildung 6.32 gültig. Die geringste Speichergröße wird bei einer PV-Fläche von 24m² benötigt. Der dabei anfallende Speicherbedarf liegt mit 418kWh etwas unter dem Wert bei der Verwendung von Leichtwindkonverter.

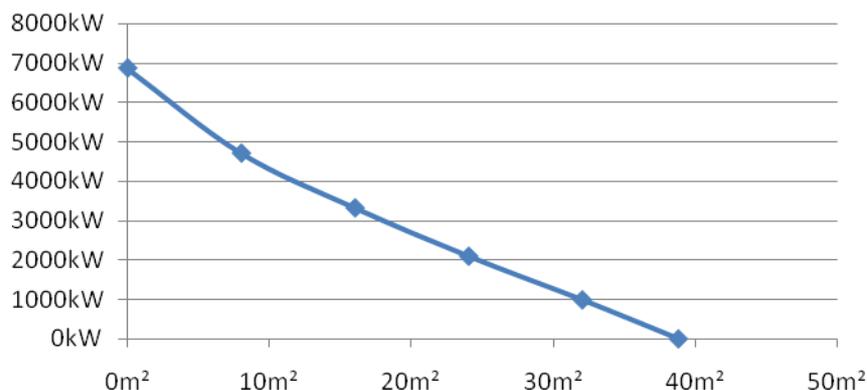


Abbildung 6.32: Nennleistung der Stark-WEA mit einer Nabenhöhe von 100m in Abhängigkeit der PV-Fläche

Wird auch bei dieser Kombination nach der niedrigsten installierten Gesamtleistung optimiert, kommen wie bei den Leicht-WEA nur PV-Zellen zum Einsatz.

Bei Stark-WEA sind die spezifischen Investitionskosten schon weit gesunken, sodass man den Preis laut [ISE06] mit 890€/kW für die Optimierung nach den niedrigsten Gesamtinvestitionskosten anwenden kann. Allerdings bringt die Berechnung kein neues Ergebnis. Daraus folgt, dass in dieser Region die Stromgewinnung durch Sonnenlicht der Gewinnung durch Wind vorzuziehen ist.

¹⁸ Laut [SPA04] betrug der Preis für eine 6kW Leichtwindanlage® im Mai 2004 130.000Sfr. Dies entspricht etwa 13.210€/kW. Dieser hohe Preis soll auf 100.000Sfr (10.200€/kW) gesenkt werden [ENG02]. Der dafür verwendete Kurs (1Sfr.=0,61€) entspricht dem Wechselkurs Anfang September 2007 (s. auch Kapitel 8.8).

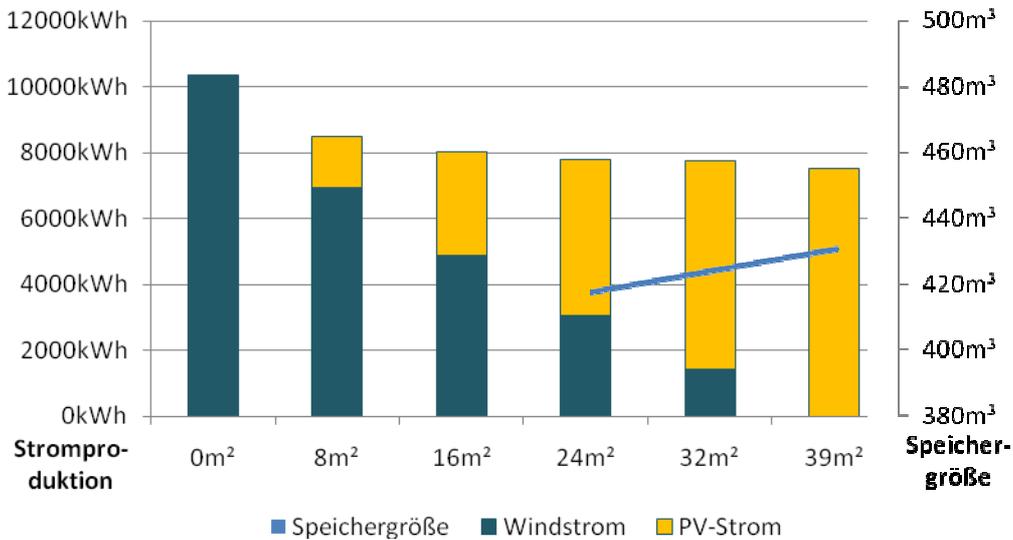


Abbildung 6.33: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche

6.3.2 Region 2

Leichtwindenergieanlage und Photovoltaik

Durch das gute Winddargebot in Region zwei kann man sich ein besseres wirtschaftliches Abschneiden wie in Region eins erwarten. Werden obige Voraussetzungen übernommen und nach der billigsten Kombination optimiert, so ergibt sich eine Versorgung, die aus 82kW Wind- und 2,56kW_{Peak} (16m²) Photovoltaikleistung besteht. Die Kosten belaufen sich dabei auf etwa 2,23Mio.€. Um eine reine Windenergieversorgung zu erhalten müssten die spezifischen WEA-Kosten auf das Doppelte der PV-Anlage reduziert werden. Das geringste Speichervolumen tritt bei 8m² und 126kW installierter WEA-Leistung auf (2,24Mio.€).

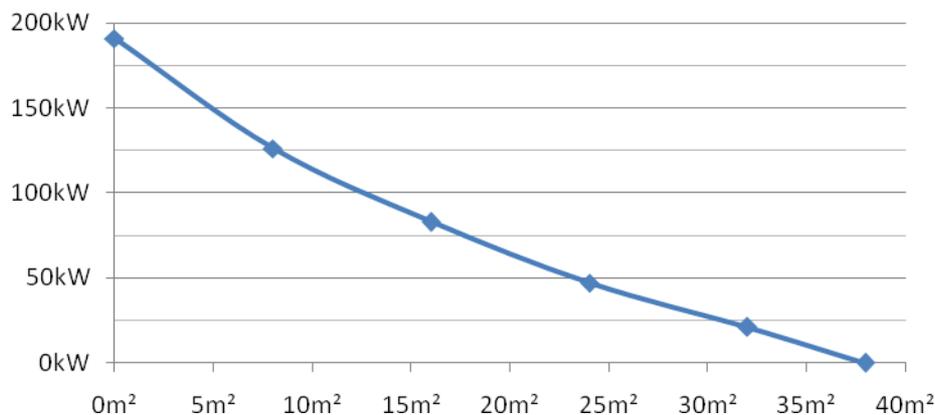


Abbildung 6.34: Nennleistung der Leicht-WEA in Abhängigkeit der PV-Fläche

Sinken die Preise für Photovoltaikzellen auf ein Fünftel des WEA-Preises (auf 1kW bezogen) sind die Leichtwindenergieanlagen nicht mehr wirtschaftlich und eine alleinige Stromversorgung durch Sonnenenergie ist die Folge.

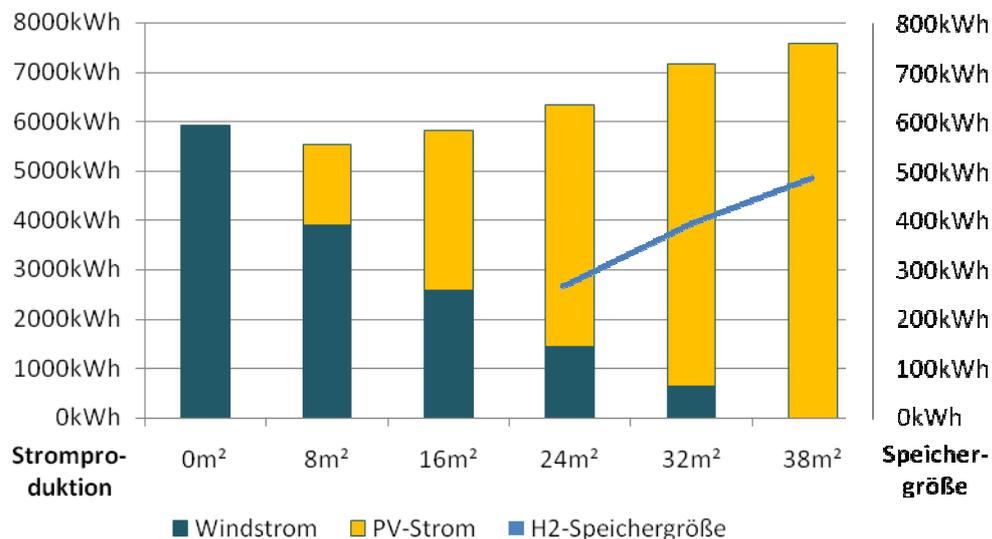


Abbildung 6.35: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche

Der niedrigste Jahresspeicherbedarf von unter 100kWh ist bei einer PV-Fläche von 8m² und einer installierten WEA-Leistung von 126kW zu erwarten. Durch das gute Winddargebot und die hohen Einsatzstunden (7212h) ist dies der kleinste Speicherbedarf der hier betrachteten Regionen.

Starkwindenergie- (100m) und Photovoltaikanlage

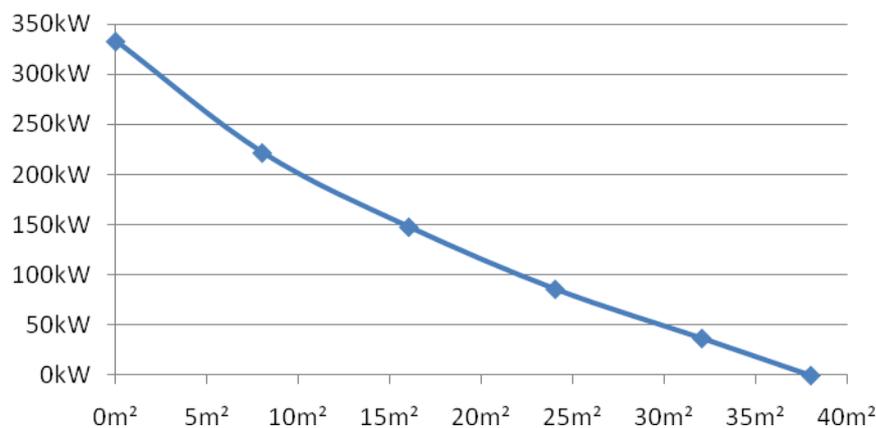


Abbildung 6.36: Nennleistung der Stark-WEA mit einer Nabenhöhe von 100m in Abhängigkeit der PV-Fläche

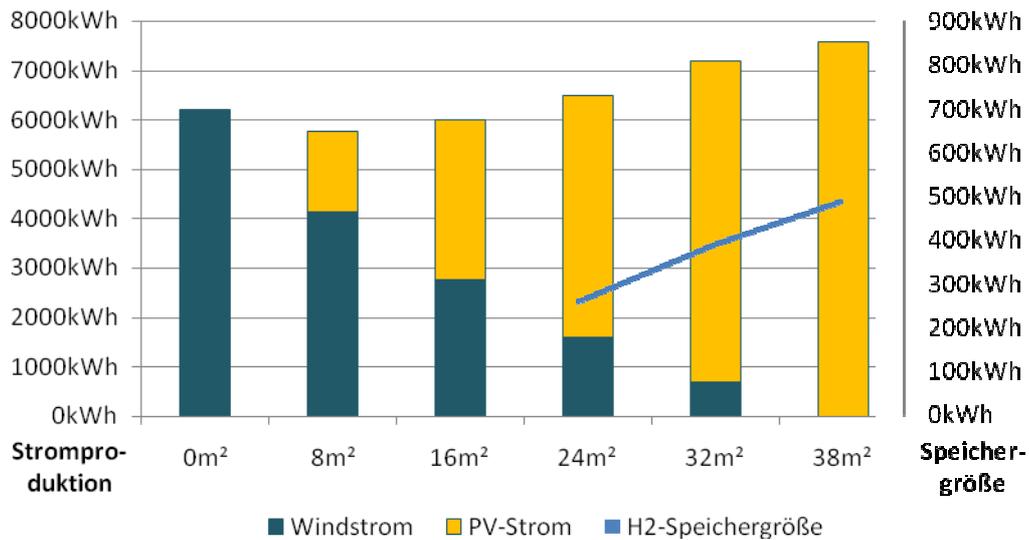


Abbildung 6.37: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche

Werden Stark-WEA verwendet, ist es sinnvoll aufgrund ihrer günstigen Investitionskosten (890€/kW), nur WEA für die Energieversorgung zu verwenden. Dabei würden Kosten in der Höhe von 296.370€ entstehen. Erst wenn der spezifische Preis (Preis pro kW) der PV-Zellen unter dem der WEA fallen würde, wäre eine Verwendung letzterer ökonomisch vertretbar. Sinkt der Preis weiter auf das 0,37fache, wäre eine alleinige Stromversorgung mit PV-Zellen günstiger.

Die Kombination mit dem geringsten Speichervolumen und der geringsten produzierten Strommenge besteht aus 8m² PV und 222kW Windenergieleistung.

6.3.3 Region 3

Aufgrund des schlechten Winddargebots ist kein Einsatz der WEA zu erwarten, sodass eine autonome Versorgung alleine aus PV-Zellen rentabel ist. Da dies sowohl für Leicht-WEA als auch für Stark-WEA zu erwarten ist, sind die Ergebnisse in den Anhang (s. Kapitel 8.5) verschoben worden.

6.3.4 Region 4

Leichtwindenergieanlage und Photovoltaik

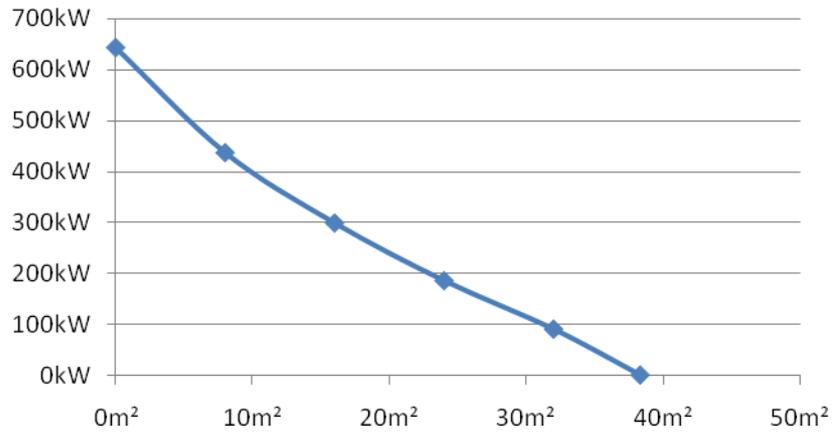


Abbildung 6.38: Nennleistung der Leicht-WEA in Abhängigkeit der PV-Fläche

Mit den Investitionskosten aus den Kapiteln 6.3.1 und 6.3.2 ergibt sich - bei minimalen Gesamtkosten - eine alleinige Versorgung mit PV-Zellen. Erst bei Senkung der Kosten der Leicht-WEA auf etwa 5.000€/kW wird die Installation von Leicht-WEA ökonomisch interessant. Sinken die Preise auf unter 62% der PV-Zellenpreise, so ist eine reine WEA-Versorgung wirtschaftlich.

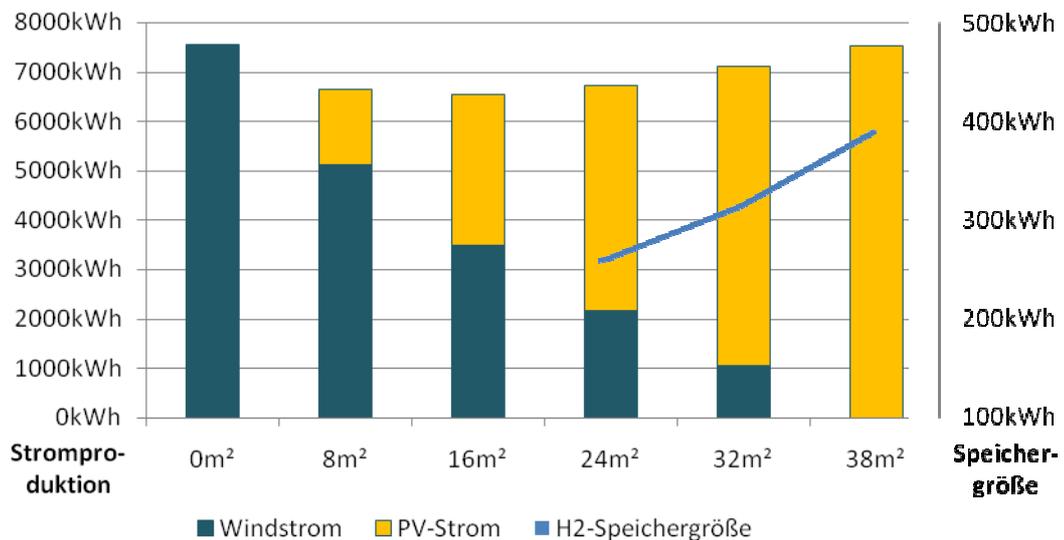


Abbildung 6.39: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche

Starkwindenergie- (100m) und Photovoltaikanlage

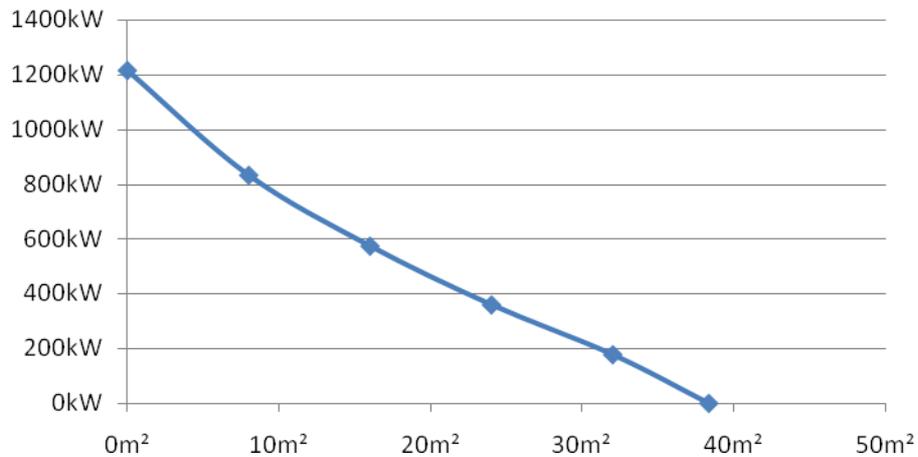


Abbildung 6.40: Nennleistung der Stark-WEA mit einer Nabenhöhe von 100m in Abhängigkeit der PV-Fläche

Durch die schon oben angewendete Optimierung ergeben sich die geringsten Investitionskosten, wenn nur Stark-WEA installiert werden. Bei einem Sinken der spezifischen PV-Kosten auf unter das 2,8fache der WEA-Kosten kann eine Kombination aus beiden Technologien überlegt werden. Für eine alleinige Versorgung durch Sonnenstrom müssten die kW_{Peak} -Preise auf unter das 1,5fache der WEA-Preise fallen.

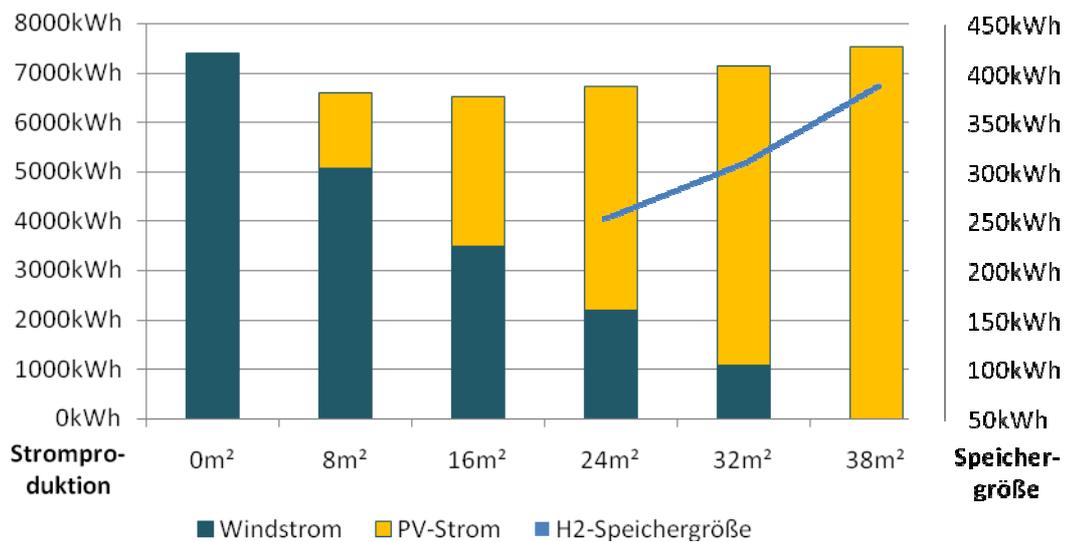


Abbildung 6.41: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche

6.3.5 Überblick über die Kombination aus Sonnen- und Windstrom

Dieses Unterkapitel fasst die vorherigen zusammen. Ein wichtiges Ergebnis ist dabei die Erkenntnis, dass die Kombination aus PV-Anlage und WEA meist eine bessere Abdeckung der Last als die einzelnen Komponenten für sich gibt. Nur in Regionen mit schlechtem Winddargebot (Region drei) führt eine Optimierung auf die kleinste Speichergröße zu dem Ergebnis, dass kein Windstrom erforderlich ist. Einen Überblick über die Konfiguration, bei der die geringste Speichergröße notwendig ist, gibt Tabelle 6.16. Dabei steht $V_{H_2, \min}$ für das Volumen des Wasserstoffspeichers, A_{PV} für die Fläche der PV-Anlage, P_{WEA} für die Nennleistung der Windenergieanlagen, $\eta_{el, \text{Gesamt}}$ für den Gesamtwirkungsgrad des elektrischen Systems, W_{WEA} für die geleistete Arbeit der WEA und W_{PV} für die Arbeit der PV-Anlage während eines Jahres.

	$V_{H_2, \min}$	P_{WEA}	A_{PV}	$\eta_{el, \text{Gesamt}}$	W_{WEA}	W_{PV}	Anteil WEA
Region 1, Leicht-WEA	427kWh	496kW	32m ² /HH	39,13%	1489kWh	6304kWh	19,1%
Region 1, Stark-WEA	417kWh	2100kW	24m ² /HH	39,02%	3086kWh	4728kWh	39,5%
Region 2, Leicht-WEA	96kWh	126kW	8m ² /HH	55,04%	3917kWh	1627kWh	70,7%
Region 2, Stark-WEA	103kWh	222kW	8m ² /HH	52,91%	4144kWh	1627kWh	71,8%
Region 3, Leicht-WEA	399kWh	0kW	40m ² /HH	39,57%	0kWh	7707kWh	0,0%
Region 3, Stark-WEA	399kWh	0kW	40m ² /HH	39,57%	0kWh	7707kWh	0,0%
Region 4, Leicht-WEA	208kWh	436kW	8m ² /HH	45,91%	5132kWh	1516kWh	77,2%
Region 4, Stark-WEA	202kWh	834kW	8m ² /HH	46,29%	5075kWh	1516kWh	77,0%

Tabelle 6.16: Überblick über die Konfiguration der Technologien bei geringster Speichergröße

Auffallend hierbei ist, dass bei Region drei kein Windstrom verwendet wird, während alle anderen Regionen die kleinste Speichergröße durch Kombination beider Technologien erzielen. Weiters ist in Region zwei die Speichergröße am geringsten, obwohl dort der Anteil an Windstrom nur 70% - und daher nicht am größten ist - ausmacht. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass Wind- und PV-Strom sich gut ergänzen und somit den Bedarf mit direkter Energie - ohne den Umweg der Speicherung - gut abdecken. Dadurch lässt sich auch der hohe Gesamtwirkungsgrad von 55% bzw. 52,9% erklären.

	Kosten bei $V_{H_2, \min}$	günstigste Variante	$A_{PV, g}$	$A_{PV, B, g}$
Region 1, Leicht-WEA	€ 8.856.160,00	€ 2.790.720,00	38,76m ²	100%
Region 1, Stark-WEA	€ 3.597.000,00	€ 2.790.720,00	38,76m ²	100%
Region 2, Leicht-WEA	€ 2.240.460,00	€ 2.235.220,00	16,00m ²	42%
Region 2, Stark-WEA	€ 773.580,00	€ 296.370,00	0,00m ²	0%
Region 3, Leicht-WEA	€ 2.877.120,00	€ 2.877.120,00	39,96m ²	100%
Region 3, Stark-WEA	€ 2.877.120,00	€ 2.877.120,00	39,96m ²	100%
Region 4, Leicht-WEA	€ 6.335.560,00	€ 2.759.760,00	38,33m ²	100%
Region 4, Stark-WEA	€ 1.318.260,00	€ 1.083.130,00	0,00m ²	0%

Tabelle 6.17: Gegenüberstellung der minimalen Kosten und der Kosten bei minimaler Speichergröße

In Tabelle 6.17 werden die Investitionskosten analysiert. Einerseits werden die Kosten für das Ergebnis der geringsten Speichergröße angegeben, andererseits werden diese mit der günstigsten Konfiguration verglichen. Die Fläche der PV-Anlage ($A_{PV,g}$) wird für die günstigste Variante angegeben, ebenso der Anteil an der maximalen Fläche in Prozent ($A_{PV,g}$).

Für die Berechnung wurden, wie oben bereits erwähnt, spezifische Kosten von 4.500€/m² für Photovoltaik, 13.210€/kW für Leicht-WEA und 890€/kW für Stark-WEA angenommen. Interessant ist hierbei, dass die günstigsten Varianten entweder nur Windstrom oder nur Sonnenstrom beinhalten - Kombinationen treten nicht auf. Auffallend ist, dass in Region vier bei Leicht-WEA die PV bevorzugt wird, bei Stark-WEA aber jedoch nur WEA. Dies ist sicherlich auf die hohen Investitionskosten der Leicht-WEA zurückzuführen.

6.4 Kleinwasserkraft und Photovoltaik als kombinierte Stromversorger

Da das Sonnendargebot in allen vier Regionen annähernd gleich ist, kann Region eins, stellvertretend für alle Regionen, betrachtet werden. Da die Photovoltaikfläche von 38,76m² auch am knappsten am Durchschnitt (38,75m²) aller vier Regionen liegt, kann man diese Region auch als repräsentativ bezeichnen.

Ausgehend von der installierten Leistung des Kleinstwasserkraftwerks, das ständig bei Nennbedingungen betrieben wird, können die Größen der PV-Flächen ermittelt werden. Diese sind in Abbildung 6.42 dargestellt.

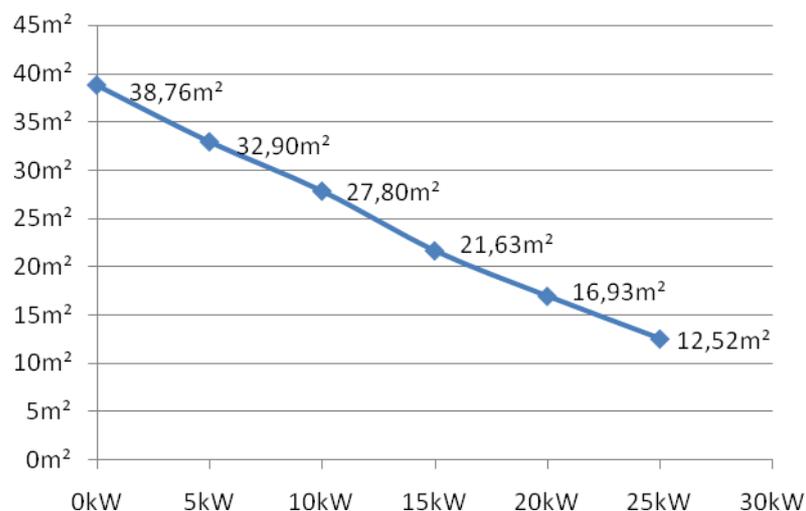


Abbildung 6.42: Benötigte PV-Flächen bei vorgegebener Dauerleistung des Kleinstwasserkraftwerks

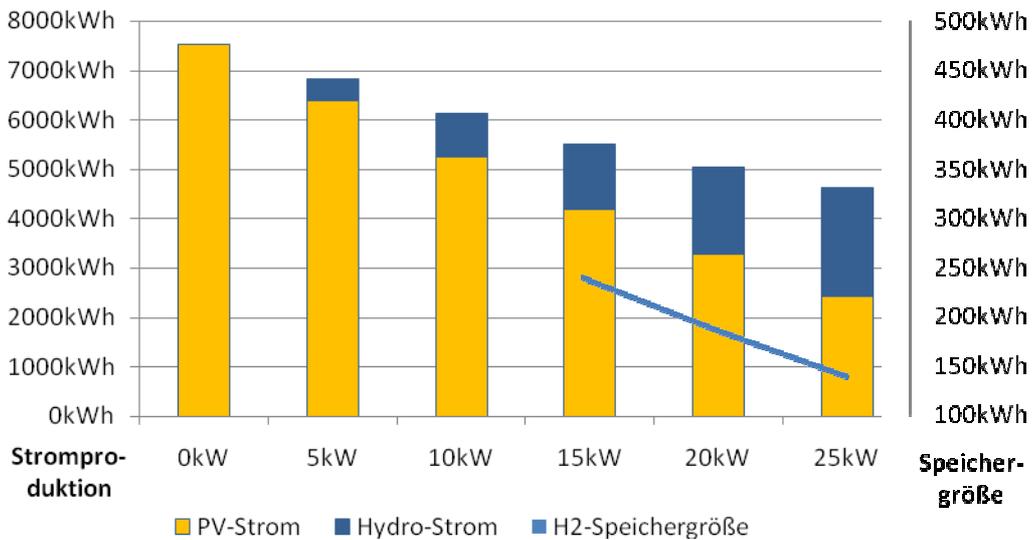


Abbildung 6.43: Speichergröße und Energiebereitstellung nach Technologie

In Abbildung 6.43 können die ständig und stark sinkende Größe des Wasserstoffspeichers und der dadurch gleichermaßen sinkende Gesamtenergieverbrauch beobachtet werden. Durch die ständige Stromerzeugung des Wasserkraftwerks (WKW) kann der Strombedarf bei Nacht vollkommen gedeckt werden. Nur bei hohem Verbrauch und gleichzeitig wenig oder gar keinem Sonnenangebot wird die Brennstoffzelle für die Stromerzeugung genutzt. Eine jährliche Lastabdeckung zeigt Abbildung 6.44. Monatliche Diagramme finden sich im Anhang (s. Kapitel 8.5).

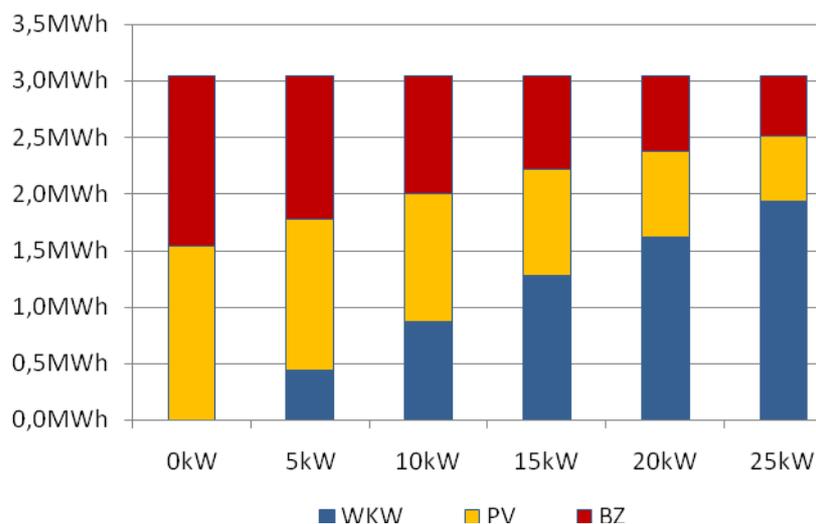


Abbildung 6.44: Lastabdeckung nach Technologie bei WKW, PV und BZ

P_{WKW}	W_{direkt}	Verluste _{Elektrolyse}	Verluste _{BZ}	BZ	$\eta_{\text{el, Gesamt}}$
0kW	20,4%	29,4%	30,1%	20,1%	40,5%
5kW	26,0%	27,4%	28,0%	18,7%	44,6%
10kW	32,7%	24,9%	25,4%	17,0%	49,7%
15kW	40,2%	22,1%	22,6%	15,1%	55,3%
20kW	47,2%	19,6%	20,0%	13,3%	60,5%
25kW	54,5%	16,8%	17,2%	11,5%	66,0%

Tabelle 6.18: Aufteilung der erzeugten Energie und elektrischer Systemwirkungsgrad

In Tabelle 6.18 wird die Aufteilung der erzeugten Arbeit nach deren Verwendung angegeben. Am meisten wächst der Anteil an direktem Stromverbrauch (W_{direkt}). Dadurch gehen die Anteile der Elektrolyseverluste ($\text{Verluste}_{\text{Elektrolyse}}$), BZ-Verluste ($\text{Verluste}_{\text{BZ}}$) und der Anteil des Stroms, der durch die BZ produziert wurde, zurück. Der elektrische Systemwirkungsgrad ($\eta_{\text{el, Gesamt}}$) steigt dabei von 40,5% auf 66%. Die genauen Energiewerte sind im Anhang zu finden.

Nach dem Handbuch für Kleinwasserkraft [PEN04] sind Kosten von etwa 2.800€/kW zu erwarten, wenn 100kW bei einer Fallhöhe von 5m installiert werden. Steigt die Fallhöhe, so können die spezifischen Kosten gesenkt werden. Für die wirtschaftliche Bewertung dieses Modells wird ein konstanter Preis von 4.500€/kW angenommen, der die viel kleinere Leistung (5-25kW) berücksichtigt. Die sich dadurch ergebenden Kosten sind in Tabelle 6.19 aufgestellt.

P_{WKW}	K_{WKW}	A_{PV}	P_{PV}	K_{PV}	K_{Ges}	$\eta_{\text{el, Gesamt}}$
0kW	- €	38,76m ²	6,20kW	2.790.720,00€	2.790.720,00€	40,5%
5kW	20.000,00€	32,90m ²	5,26kW	2.368.800,00€	2.391.300,00€	44,6%
10kW	40.000,00€	27,80m ²	4,45kW	2.001.600,00€	2.046.600,00€	49,7%
15kW	60.000,00€	21,63m ²	3,46kW	1.557.360,00€	1.624.860,00€	55,3%
20kW	80.000,00€	16,93m ²	2,71kW	1.218.960,00€	1.308.960,00€	60,5%
25kW	100.000,00€	12,52m ²	2,00kW	901.440,00€	1.013.940,00€	66,0%

Tabelle 6.19: Kosten einer kombinierten Stromversorgung aus WKW und PV

Der größte elektrische Wirkungsgrad ($\eta_{\text{el, Gesamt}}$) deckt sich auch mit den geringsten Gesamtkosten (K_{Ges}). Da der Preis für Solarzellen mit 4.500€/kW noch sehr hoch ist, ergibt sich die günstigste Kombination dann, wenn der Anteil an Kleinwasserkraft am höchsten ist. Trotz einer Fläche A_{PV} von 12,52m² pro Haushalt (Dach) - dies entspricht einer Leistung P_{PV} von etwa 2kW - entstehen Kosten für die gesamte PV-Anlage K_{PV} von über 900.000€!

6.5 Stromversorgung mit Wasser- und Windkraft

Für diese Simulation werden nur die Regionen zwei und vier betrachtet, da diese über ein brauchbares Winddargebot verfügen. Da aber große Unterschiede der Ergebnisse zu erwarten sind - was uns die Kapitel 6.2 und 6.3 schon gezeigt haben - müssen diese Regionen getrennt behandelt werden.

6.5.1 Region 2

Bei Leicht-WEA sinkt die benötigte Leistung der WEA um durchschnittlich 4,8kW pro installiertem kW des WKW. Zu Beginn beträgt die Verminderung 5,20kW/kW. Bei einer Wasserkraftleistung von 25% beträgt sie nur mehr 4,60kW/kW. Betrachtet man die bezogene eingesparte Windleistung, so beträgt die Senkung, bis zur Wasserkraftleistung von 5kW, 2,7%, bei steigender Wasserkraftleistung allerdings vergrößert sich dieser Wert auf 5%.

Abbildung 6.45 zeigt bei vorgegebener Wasserkraftwerksleistung die benötigte Windenergieanlagenleistung und die dadurch entstehende Größe des Wasserstoffspeichers. Wie auch bei der Kombination aus PV und Wasserkraft sinkt das Speichervolumen stark ab. Auch hier deckt der Strom aus dem WKW mit steigender Größe die Grundlast immer besser ab.

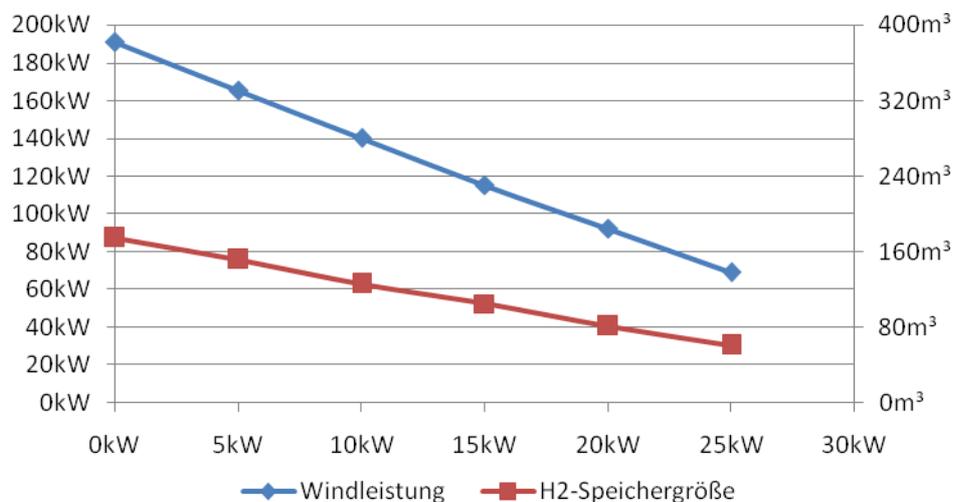


Abbildung 6.45: Benötigte Windleistung der Leicht-WEA in Region 2 und H₂-Speichergröße bei gegebener WKW-Leistung

Bei den Leicht-WEA bringt die Installation einer 25kW-WKW-Einheit eine Einsparung von etwa 64% Windleistung. Auch die Speichergröße konnte damit auf 35% gesenkt werden. Waren bei einer reinen Windstromversorgung noch 9 (2) Druckgasflaschen à 150l und 13,8MPa (70MPa) notwendig, so sind mit der 25kW-Wasserkrafteinheit lediglich 3 (1) Druckgasflaschen erforderlich, um die Stromversorgung für ein ganzes Jahr sicherzustellen. Auch bei den Stark-WEA sind ähnliche Einsparungen zu erwarten. Obwohl das

Speicherniveau höher ist (12 Druckgasflaschen à 13,8MPa bzw. 3 à 70MPa), sind die geringen obigen Stückzahlen fast erreicht worden (4 Flaschen à 13,8MPa bzw. 1 à 70MPa).

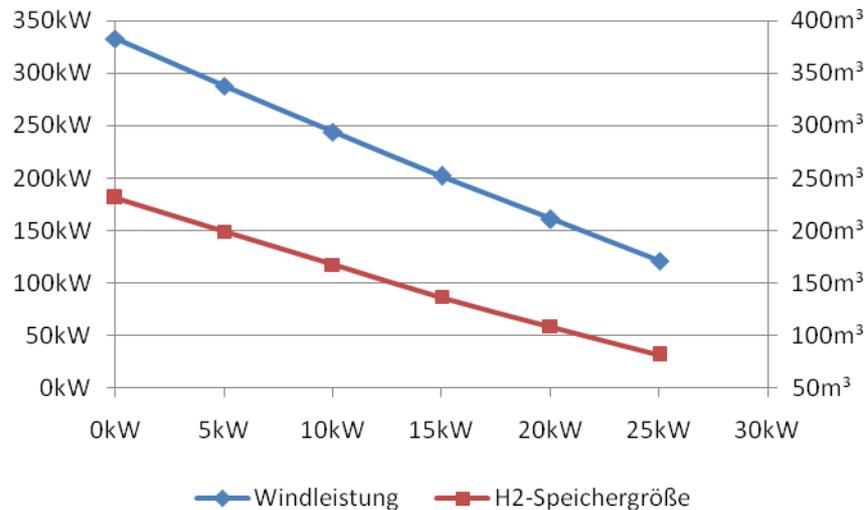


Abbildung 6.46: Windleistung und Speichergroesse für autonome Versorgung mit Wasserkraft und Starkwindenergieanlagen in Region 2

In Tabelle 6.20 werden die Einsparungen der Leistung der WEA angeführt. Dabei fallen die geringen Unterschiede auf. Diese sind auf den gleichermaßen steigenden Beitrag des Wasserkraftstroms zurückzuführen.

P_{WKW}	Einsparung Windleistung		Einsparung Speichergroesse	
	Leicht-WEA	Stark-WEA	Leicht-WEA	Stark-WEA
0kW	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5kW	13,6%	13,5%	13,4%	13,9%
10kW	26,7%	26,7%	27,9%	27,5%
15kW	39,8%	39,3%	40,1%	40,9%
20kW	51,8%	51,7%	53,4%	53,0%
25kW	63,9%	63,7%	65,1%	64,7%

Tabelle 6.20: Einsparungen zufolge der gestiegenen Wasserkraftwerksleistung in Region 2

6.5.2 Region 4

In Region vier verursacht das schlechtere Windangebot höhere installierte Leistungen der WEA als in Region zwei. Mit zunehmender Stromproduktion des WKW sinkt aber auch hier die benötigte Nennleistung. Die Einsparungsraten sind in Tabelle 6.21 dargestellt. Vergleicht man diese mit den Ergebnissen aus Kapitel 6.5.1, so sind nur geringe Unterschiede sichtbar.

P _{WKW}	Einsparung Windleistung		Einsparung Speichergröße	
	Leicht-WEA	Stark-WEA	Leicht-WEA	Stark-WEA
0kW	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5kW	14,0%	13,7%	13,4%	13,6%
10kW	27,9%	27,5%	27,9%	27,6%
15kW	41,3%	40,8%	40,1%	40,8%
20kW	53,4%	52,9%	53,4%	52,4%
25kW	65,1%	64,6%	65,1%	63,3%

Tabelle 6.21: Einsparungen zufolge der gestiegenen Wasserkraftwerksleistung in Region 4

Das Volumen des Wasserstoffspeichers beträgt ohne Unterstützung mit Wasserkraft bei Leicht-WEA 224m³. Dies entspricht 11 Stück Druckgasflaschen mit einem Fassungsvermögen von 150l und einem Druck von 13,8MPa. Bei 70MPa sinkt die Anzahl an Flaschen auf 3. Bei einer installierten Wasserkraftsleistung von 25kW sind nur mehr 81m³ (0,1MPa) an Speichervolumen erforderlich. Dies entspricht 4 (1) Flaschen bei 13,8MPa (70MPa). Sind Stark-WEA in Verwendung, so kann das Volumen des Wasserstoffspeichers mit Hilfe der Wasserkraftunterstützung von 214m³ auf 78m³ reduziert werden. Dies entspricht einer Verminderung der Flaschenanzahl von 11 (3) auf 4 (1) Stück bei 13,8MPa (70MPa).

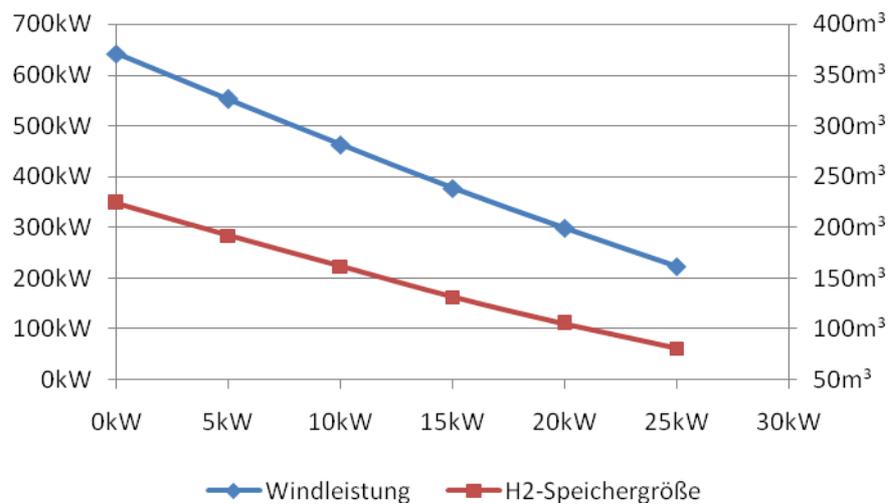


Abbildung 6.47: Benötigte Windleistung der Leicht-WEA in Region 4 und H₂-Speichergröße bei gegebener WKW-Leistung

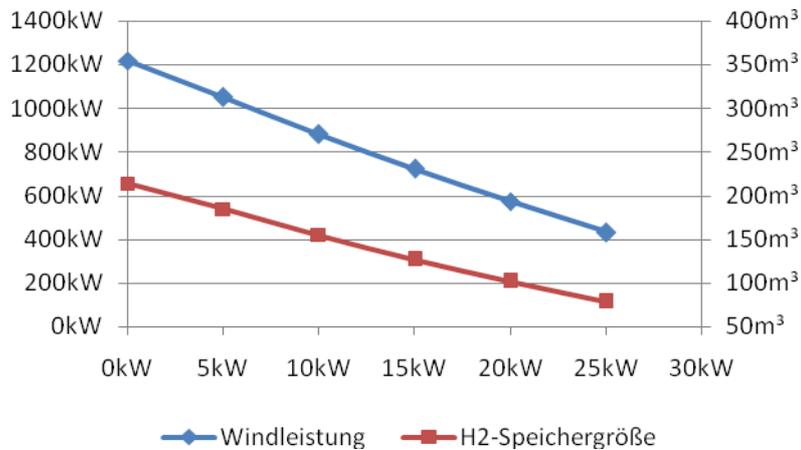


Abbildung 6.48: Windleistung und Speichergröße für autonome Versorgung mit Wasserkraft und Starkwindenergieanlagen in Region 4

Zusätzliche Diagramme, wie etwa die Verteilung der Last, sind im Anhang zu finden.

6.5.3 Ökonomische Betrachtung

Werden als spezifische Kosten für Leicht-WEA die oben genannten 13.210€/kW, für Stark-WEA 890/kW und für Kleinwasserkraft 4.500€/kW angenommen, so listet die Tabelle 6.22 die billigste Kombination der Stromerzeuger auf. Dabei fällt die günstigste Variante mit dem größten elektrischen Gesamtwirkungsgrad und dem kleinsten Wasserstoffspeicher zusammen.

Region	WEA	P_{WKW}	P_{WEA}	K_{WKW}	K_{WEA}	K_{Ges}	$\eta_{el, Gesamt}$
2	Leicht	25kW	69kW	0,11Mio€	0,91Mio€	1,02Mio€	70,5%
2	Stark	25kW	121kW	0,11Mio€	0,11Mio€	0,22Mio€	68,6%
4	Leicht	25kW	224kW	0,11Mio€	2,96Mio€	3,07Mio€	63,2%
4	Stark	25kW	431kW	0,11Mio€	5,69Mio€	5,81Mio€	63,4%

Tabelle 6.22: Billigste Kombinationen von Wasser- und Windkraftanlagen in den Regionen 2 und 4

Für Region zwei ist somit eine Installation von 25kW Kleinwasserkraft und 69kW Leicht-WEA aus ökologischer und ökonomischer Sichtweise am sinnvollsten. Ob es auch tatsächlich umsetzbar ist, hängt von der Verfügbarkeit der Wasserkraft und von der Akzeptanz der Bevölkerung, 11 Leichtwindenergieanlagen aufzustellen, ab. Nimmt man die Einbuße von etwa 2% Wirkungsgrad in Kauf, so lässt sich auch statt der Leicht-WEA lediglich ein Stark-WEA aufstellen (mit 2,3MW), das gleichzeitig für weitere 18 (!) Siedlungen à 100 Passivhäuser (jeweils mit WKW) den erforderlichen Strom erzeugt. Dies bringt auch eine deutliche Kostenersparnis von etwa 800.000€. In Region vier könnten 35 Leicht-WEA durch ein Stark-WEA (2,3MW), das den Strombedarf von insgesamt fünf Siedlungen deckt, ersetzt werden.

6.6 Überblick über die kombinierte Stromerzeugung von Wasser-, Windkraft und Photovoltaik

Gesetzt den Fall, dass alle drei oben genannten Stromerzeugungsverfahren zum Einsatz kommen können, wird deren günstigste Kombination durch ökologische bzw. ökonomische Gesichtspunkte bestimmt. Die folgenden Kennlinienfelder (Abbildung 6.49) zeigen die installierten Leistungen der WEA (Ordinate) und die notwendige Photovoltaikfläche pro Haushalt (Dach), um die autonome elektrische Versorgung, bei vorgegebener installierter Kleinwasserkraftleistung, sicherzustellen.

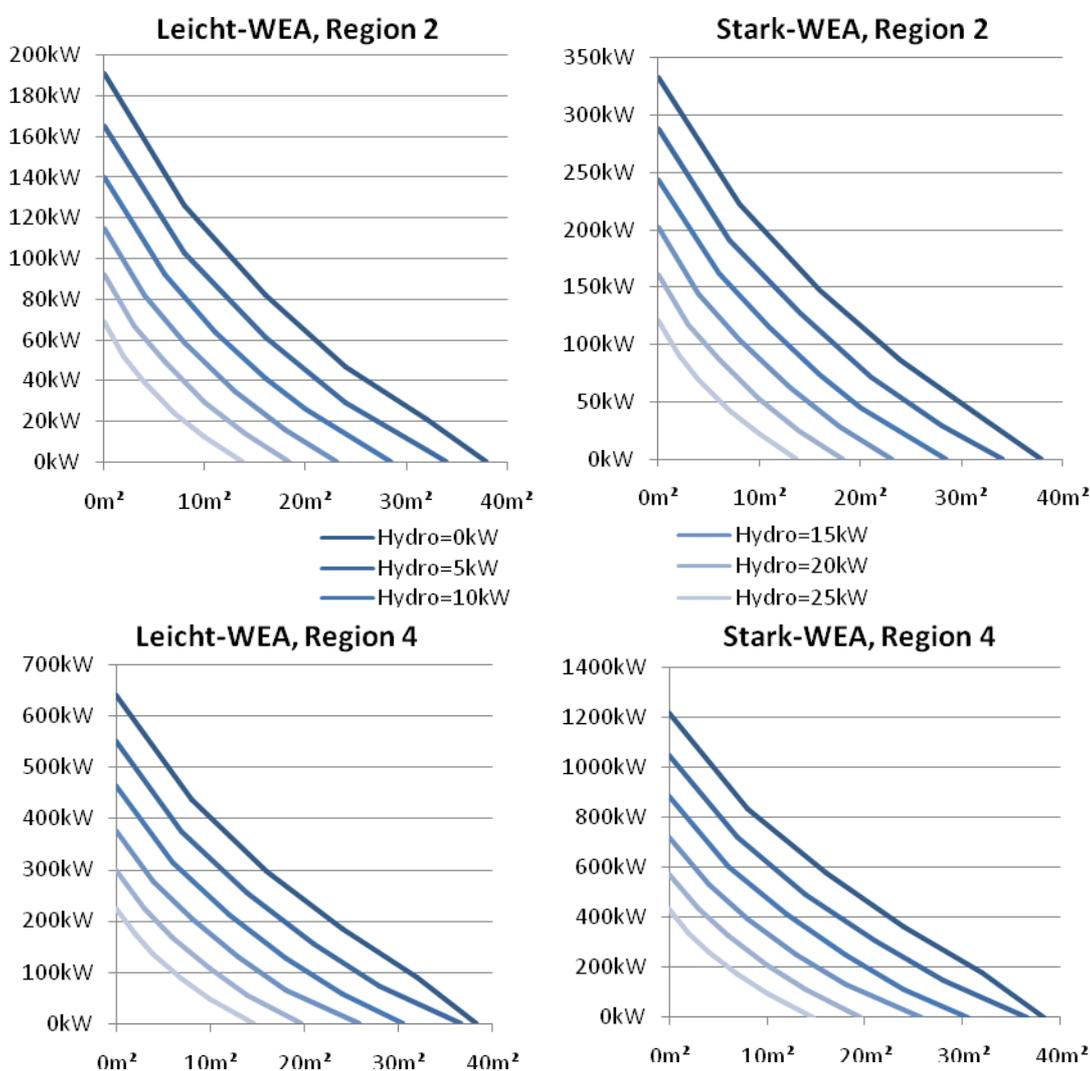


Abbildung 6.49: Kennlinienfeld für Stromerzeugung aus Wind-, Wasserkraft und Photovoltaik in Region 2 und 4 bei Leicht-WEA (links) und Stark-WEA (rechts)

Werden die obigen spezifischen Kosten für eine wirtschaftliche Analyse herangezogen, listet Tabelle 6.23 die Kombinationsmöglichkeiten nach folgenden Merkmalen auf: die in der Spalte Art stehenden Abkürzungen zeigen die Kriterien der Optimierung an. Dabei steht *P* für den niedrigsten Gesamtpreis, *S* für das niedrigste Speichervolumen und *W* für den höchsten elektrischen Gesamtwirkungsgrad.

Region	WEA	Art	P_{WKW}	P_{WEA}	A_{PV}	K_{WKW}	K_{WEA}	K_{PV}	K_{Ges}	$\eta_{el, Gesamt}$
2	Leicht	S,W	25kW	52kW	2m ²	0,11Mio€	0,69Mio€	0,14Mio€	0,94Mio€	72,4%
2	Leicht	P	25kW	39kW	4m ²	0,11Mio€	0,52Mio€	0,29Mio€	0,92Mio€	72,3%
2	Stark	P	25kW	121kW	0m ²	0,11Mio€	0,11Mio€	0,00Mio€	0,22Mio€	68,6%
2	Stark	S,W	25kW	91kW	2m ²	0,11Mio€	0,08Mio€	0,14Mio€	0,34Mio€	71,0%
4	Leicht	P	25kW	0kW	15m ²	0,11Mio€	0,00Mio€	1,06Mio€	1,17Mio€	61,3%
4	Leicht	S	25kW	175kW	2m ²	0,11Mio€	2,31Mio€	0,14Mio€	2,57Mio€	65,9%
4	Leicht	W	25kW	135kW	4m ²	0,11Mio€	1,78Mio€	0,29Mio€	2,18Mio€	67,2%
4	Stark	P	25kW	431kW	0m ²	0,11Mio€	0,38Mio€	0,00Mio€	0,50Mio€	63,4%
4	Stark	S	25kW	336kW	2m ²	0,11Mio€	0,30Mio€	0,14Mio€	0,56Mio€	66,1%
4	Stark	W	25kW	261kW	4m ²	0,11Mio€	0,23Mio€	0,29Mio€	0,63Mio€	67,2%

Tabelle 6.23: Auflistung der Konfiguration bei billigstem Gesamtpreis (*P*), geringstem Speichervolumen (*S*) und größtem Wirkungsgrad (*W*)

Die billigste, autonome Stromversorgung stellt die Kombination aus 25kW Wasserkraft und 121kW Stark-WEA der Region zwei dar. Mit 220.000€ kann der Strom für eine 100 Häuser umfassende PH-Siedlung geliefert werden. Dabei wird zusätzlich Strom über die WEA erzeugt, der für andere Siedlungen verwendet werden kann¹⁹. Dieser könnte dazu verwendet werden, um über Elektrolyse Wasserstoff für den mobilen Einsatz im KFZ-Bereich zu erzeugen.

Die dabei geleistete Arbeit der Stromerzeuger (W_{Gesamt}), der elektrische Gesamtwirkungsgrad ($\eta_{el, Gesamt}$), das Volumen des H₂-Speichers ($V_{Speicher}$) werden in Tabelle 6.24 dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass die günstigste Kombination einen großen Wasserstoffspeicher benötigen kann. Da die Preise der Speicherung nicht berücksichtigt werden, ist dies durchaus zulässig. Die Preise für Elektrolyse und Brennstoffzellen fallen allerdings für jede Variante gleichermaßen an.

Region	WEA	W_{Gesamt}	W_{BZ}	W_{direkt}	$V_{Speicher}$	$\eta_{el, Gesamt}$
2	Leicht	4213kWh	388kWh	2662kWh	39m ³	72,40%
2	Leicht	4216kWh	396kWh	2654kWh	172m ³	72,33%
2	Stark	4443kWh	468kWh	2582kWh	82m ³	68,64%
2	Stark	4296kWh	421kWh	2628kWh	42m ³	71,00%
4	Leicht	4972kWh	647kWh	2402kWh	157m ³	61,34%
4	Leicht	4629kWh	528kWh	2521kWh	79m ³	65,88%
4	Leicht	4537kWh	500kWh	2550kWh	80m ³	67,22%
4	Stark	4813kWh	592kWh	2458kWh	78m ³	63,36%
4	Stark	4614kWh	526kWh	2523kWh	76m ³	66,10%

Tabelle 6.24: Weiterführende Daten zu Tabelle 6.23

¹⁹ Die Kosten sind nur real, wenn die restlichen Siedlungen denselben finanziellen Beitrag liefern.

Der absolut kleinste Speicher kann in Region zwei verzeichnet werden. Hier führen bei den Leicht-WEA alle Optimierungskriterien zu ähnlichen Ergebnissen. Die Kosten und die Gesamtwirkungsgrade sind quasi ident – nur die Speichervolumina fallen sehr unterschiedlich aus (39-172m³). Wird bei der Verwendung von Stark-WEA nach dem niedrigsten Preis optimiert, so ist der Wasserstoffspeicher etwa doppelt so hoch auszulegen. Auch in Region vier ist dies der Fall – allerdings nur bei der Installation von Leichtwindenergieanlagen. Erstaunlicherweise ist dort bei der Verwendung von Stark-WEA das benötigte Volumen in etwa gleich. Auch der beste Wirkungsgrad von Leicht-WEA und Stark-WEA ist in beiden Regionen nahezu ident.

6.7 Zusammenfassung der Ergebnisse

Bei allen möglichen Kombinationen hat sich gezeigt, dass das kleinste Volumen nie alleine aus einem Stromerzeugungstyp hervorgeht. Die Grundlastabdeckung mit Wasserkraft bildet hierzu den Grundstein. Für die Abdeckung des restlichen Bedarfs - es geht vor allem um die täglichen Spitzen (mittags, abends) - wäre zumindest für die Mittagszeit die PV ideal. Für Tage mit wenig Sonne und die Nachtstunden müssen andere Energieträger gesucht werden. Eine Möglichkeit ist mit der WEA gefunden worden. Die Simulation beweist deren Einsatztauglichkeit. In Abhängigkeit des Winddargebots kann nun die effizienteste bzw. wirtschaftlichste Kombination ermittelt werden.

In Tabelle 6.25 ist die billigste Konfiguration der jeweiligen Region dargestellt. Dabei wirken sich gute Windbedingungen sehr günstig auf die Investitionskosten aus.

Region	WEA	P _{WKW}	P _{WEA}	A _{PV}	W _{Gesamt}	W _{BZ}	W _{direkt}	K _{Ges}	V _{Speicher}	η _{el, Gesamt}
1	---	25kW	---	12,52m ²	2519kWh	530kWh	1933kWh	1,01Mio€	139m ³	66,0%
2	Stark	25kW	121kW	---	4443kWh	468kWh	2582kWh	0,22Mio€	82m ³	68,6%
3	---	25kW	---	12,28m ²	4659kWh	543kWh	2507kWh	1,00Mio€	128m ³	65,5%
4	Stark	25kW	431kW	---	4813kWh	592kWh	2458kWh	0,50Mio€	78m ³	63,4%

Tabelle 6.25: Konfiguration der billigsten Stromversorgung der Regionen

An dieser Stelle sei noch einmal darauf hingewiesen, dass die Kosten für die Speicherung nicht berücksichtigt werden. Diese können beträchtlich sein, da die Unterschiede der Volumina sehr groß sind (39-157m³). Zusätzlich gehen die Anschaffungs- und Wartungskosten von Brennstoffzelle/Elektrolysegerät, Wechselrichter, Pumpen, Kompressoren und Regelung nicht in die Berechnung ein.

Geht es darum, die Konfiguration des größten Gesamtwirkungsgrades (Index W) bzw. des kleinsten Speichervolumen (S) zu finden, so stimmen die in Tabelle 6.25 angegebenen Werte für die Regionen eins und drei weiterhin. Für die beiden anderen Regionen hingegen können die Ergebnisse noch verbessert werden und sind in Tabelle 6.26 aufgelistet.

Region	WEA	Art	P _{WKW}	P _{WEA}	A _{PV}	W _{Gesamt}	W _{BZ}	W _{direkt}	K _{Ges}	V _{Speicher}	η _{el, Gesamt}
2	Leicht	S,W	25kW	52kW	2m ²	4213kWh	388kWh	2662kWh	0,94Mio€	39m ³	72,4%
4	Stark	S	25kW	336kW	2m ²	4813kWh	592kWh	2458kWh	0,56Mio€	78m ³	63,4%
4	Stark	W	25kW	261kW	4m ²	4614kWh	526kWh	2523kWh	0,63Mio€	76m ³	66,1%

Tabelle 6.26: Günstigste Kombination in Bezug auf den kleinsten Speicher und den größten Wirkungsgrad

Nach diesen Ergebnissen scheint es nun am sinnvollsten, in Region zwei Leicht-WEA zu installieren. Auch aufgrund des kleinen Beitrags an Sonnenenergie (2m²) kann das benötigte Speichervolumen halbiert und der Wirkungsgrad um 3,8% gesteigert werden.

Stellt man nun die Kosten aller oben aufgelisteten Ergebnisse gegenüber (Tabelle 6.26), kann man die deutlich höheren Kosten in den Regionen eins und drei erkennen, die auf das Fehlen der günstigen Windenergie zurückzuführen sind.

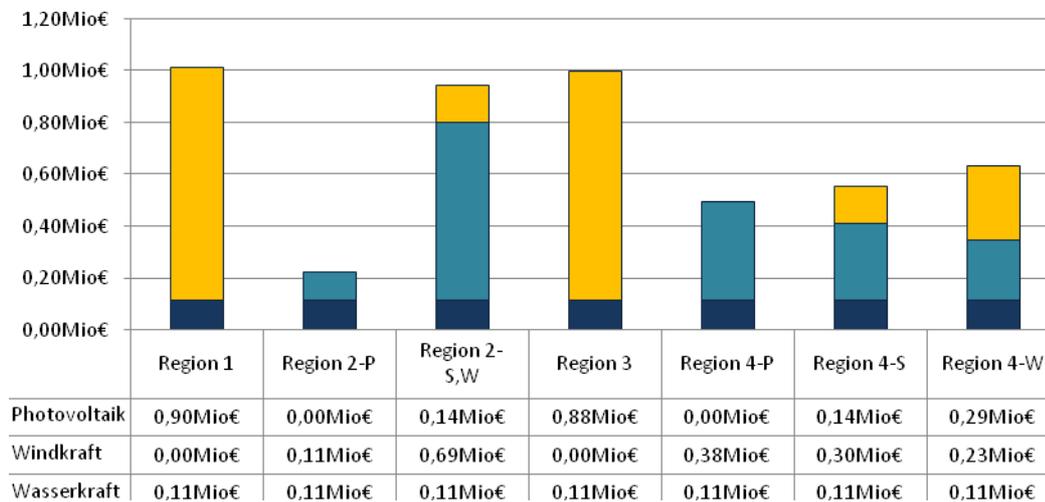


Abbildung 6.50: Kostenanalyse der ökonomisch und ökologisch sinnvollen Konfigurationen

Wenn es nur um die elektrische Versorgung geht, wäre es zu überlegen, ob nicht eine andere Speichermethode als H₂ sinnvoller wäre. Ein Pumpspeicherkraftwerk hätte für einen gesamten Speicherzyklus einen Wirkungsgrad von etwa 81%. Die hier verwendete Speicherung kommt durch die Umwandlung auf lediglich 25%. Dadurch könnte der Gesamtwirkungsgrad auf über 95% (bei den in diesem Kapitel angegebenen Konfigurationen) erhöht, folglich geringere Leistungen der Stromerzeuger benötigt und daher die Kosten gesenkt werden. Würde diese Speicherart zur Anwendung gelangen stünde allerdings keine Verlustwärme zur Verfügung (s. Kapitel 7). Außerdem wäre es auch nicht möglich, einen etwaigen überschüssigen Wasserstoff als Treibstoff für die eigenen Kraftfahrzeuge zu verwenden.

Kapitel 7 Wärmebereitstellung

Nach den Simulationsergebnissen in Kapitel 6 und der autonomen, elektrischen Versorgung, stellt sich nun die Frage inwieweit auch die thermische Versorgung der Gebäude gedeckt werden kann.

Für die Warmwasserbereitung werden monatlich 75kWh an Wärme benötigt (s. Kapitel 4.3), was einer Jahresenergie von etwa 900kWh entspricht. Die Raumheizung verschlingt im Jahr rund 10kWh/m². Bei einer durchschnittlichen Fläche von 130m² entspricht dem 1300kWh, wobei der maximale Monatsverbrauch im Jänner (235kWh) und der geringste im Juli (5kWh) auftritt.

In dieser Simulation wird von einer PEMFC ausgegangen. Der schon im vorigen Kapitel für die Berechnungen verwendete elektrische Wirkungsgrad von 40% wird mit dem thermischen Wirkungsgrad von 40% erweitert.

Im folgenden werden die Regionen separat auf ihre Energieversorgung untersucht.

7.1 Region 1

7.1.1 Billigste Konfiguration

Die günstigste Konfiguration für die autonome Deckung der Stromerzeugung sieht eine kombinierte Versorgung von Kleinwasserkraft und Photovoltaik vor. Dabei leistet die Abwärme der Brennstoffzelle einen Beitrag von 530kWh im Jahr. Dieser reicht nicht einmal aus, um die Warmwasserbereitung durchführen zu können. Würde man eine Sonnenkollektoranlage mit einem Jahresertrag von etwa 400kWh (1m², s. [SCH07]) installieren, so könnte zumindest in den wärmeren Monaten (Februar bis September, s. Abbildung 7.1) das Warmwasser (WW) erwärmt werden. Aufgrund des enormen Bedarfs an Raumwärme (RW) im Winter, der nicht gedeckt werden kann, ist eine zusätzliche Heizung unbedingt erforderlich. Diese sollte, wie bei PH üblich, die Frischluft - zwischen Wärmetauscher und Lufteinlass in den Räumen - erwärmen.

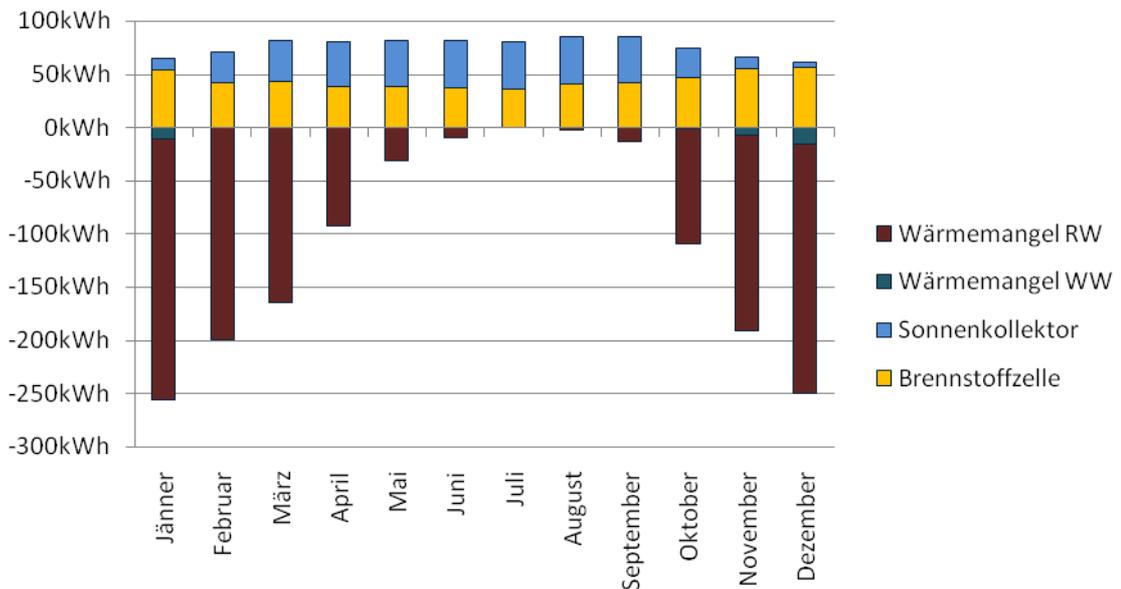


Abbildung 7.1: Wärmeabdeckung und -mangel in Region 1 bei billigster Konfiguration

Soll der Wärmemangel in den Wintermonaten durch eine Zusatzheizung auf Wasserstoffbasis (z.B.: ein Wasserstoffbrenner) aufgebracht werden, so muss der Wasserstoff dafür hergestellt werden. Da auch die Verlustwärme zur Aufheizung des Wohnhauses beiträgt, kann von einem Wirkungsgrad des Wasserstoffbrenners von 100% ausgegangen werden. Das ergibt ein H₂-Volumen von 440m³ und einen Energieinhalt von 1320kWh. Diese Menge kann durch eine 10,78m² große PV-Fläche jährlich hergestellt werden.

Fasst man nun die Energieversorger der PH-Siedlung in Region 1 zusammen, werden 23,30m² PV-Fläche und lediglich 1m² Sonnenkollektorfläche pro Haushalt (Dach) sowie ein Kleinstwasserkraftwerk mit einer Engpassleistung von 25kW benötigt. Durch die größere Fläche der Photovoltaikanlage ergibt sich eine bessere Lastabdeckung. Dies führt zu einer höheren direkten Verwertung und dadurch eine Einsparung an Verlusten. Dadurch kann aber die Größe der PV-Fläche auf 22,70m² verkleinert werden. Obwohl die Speichervolumen auf das 2,78fache ansteigt, kann aufgrund der Verwertung der BZ-Wärme der Wirkungsgrad etwas gesteigert werden.

Günstigste Energieversorgung	P _{WKW}	A _{PV}	P _{PV,ges}	V _{Speicher}	η _{Gesamt}
mit Strom	25kW	12,52m ²	200kWp	139m ³	66,0%
mit Strom und Wärme	25kW	22,70m ²	363kWp	387m ³	66,3%

Tabelle 7.1: Vergleich der wichtigsten Daten bei reiner Strom- und kombinierter Strom- und Wärmeversorgung in Region 1, billigste Konfiguration

7.1.2 Alternative Konfiguration

Kommt eine reine elektrische Versorgung mit PV-Zellen zur Anwendung so zeigt Abbildung 7.2 die Abdeckung des Warmwasserbereitungs- und des Heizwärmebedarfs. Die Wärme fällt dabei als Abwärme beim Einsatz der BZ an. Während der Heizperiode wird viel zu wenig Wärme bereitgestellt, sodass eine zusätzliche Heizung notwendig ist. Im Vergleich zu der obigen Konfiguration kann der Warmwasserbedarf vollständig gedeckt werden. Es wird sogar soviel Wärme in den Sommermonaten produziert, dass nicht die ganze Menge verwertet werden kann. Das macht eine Installation von Sonnenkollektoren unnötig.

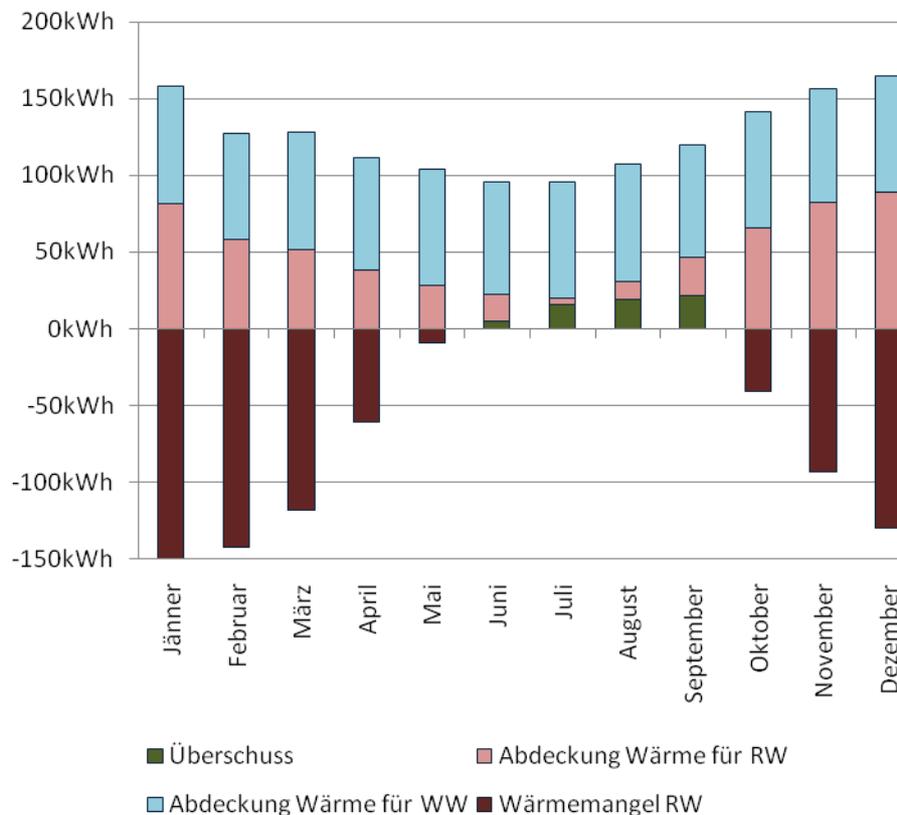


Abbildung 7.2: Wärmeabdeckung und -mangel in Region 1

Wird bei reiner Versorgung mit Sonnenstrom die zusätzliche Heizlast mit dem oben erwähnten Wasserstoffbrenner gedeckt, so sind 750kWh (250m³) jährlich aufzubringen. Dafür werden in Region 1 6,12m² PV-Fläche benötigt. Die Gesamtfläche der Solarzellen steigt somit auf 44,88m². Durch das Auftreten einer besseren Ausnutzung durch eine größere direkte Nutzung reduziert sich die von der BZ erzeugte Wärme. Dies führt zu einem Ansteigen der Wasserstoffmenge, die zur Wärmegewinnung verbrannt wird, im Ausmaß von knapp 70kWh. Die PV-Fläche steigt dadurch in diesem Fall auf 45,04m² an.

Bei der alleinigen Stromversorgung mit Solarzellen fällt eine Steigerung der direkten Nutzbarkeit nicht so hoch als bei einer kombinierten Energieversorgung aus, da bei ersteren Konfiguration überschüssiger Strom nur dann produziert werden kann, wenn genügend Sonnenlicht vorhanden ist. Während dieser Zeit muss aber schon Wasserstoff für die Abdeckung der Stromversorgung der sonnenfreien Zeit hergestellt werden. Dadurch ist das Potential an direkt nutzbarer Sonnenenergie nur in Zeiten geringer Strahlungsintensität vorhanden.

In Tabelle 7.2 wird die Energieversorgung exklusive und inklusive Wärmeversorgung verglichen. Trotz viel größerem Speicher kann auch hier, durch die Verwertung der BZ-Wärme, der Gesamtwirkungsgrad auf 44,2% gesteigert werden. Allerdings ist diese Variante weit ineffizienter als die oben besprochene.

Günstigste Energieversorgung	A_{PV}	$P_{PV,ges}$	$V_{Speicher}$	η_{Gesamt}
mit Strom	38,76m ²	620kWp	431m ³	40,5%
mit Strom und Wärme	45,04m ²	721kWp	571m ³	44,2%

Tabelle 7.2: Vergleich der wichtigsten Daten bei reiner Strom- und kombinierter Strom- und Wärmeversorgung in Region 1, nur mit PV-Zellen

7.2 Region 2

7.2.1 Billigste Konfiguration

Die billigste Stromerzeugung der Region setzt sich aus einem Kleinwasserkraftwerk mit einer Leistung von 25kW und einer Stark-WEA, von der 121kW genutzt werden. Dabei trägt die BZ 470kWh bei. Dieselbe Energiemenge kann auch für die Aufheizung des Warmwassers verwendet werden. Allerdings nur im Sommer. Wird die Wärmeversorgung durch Sonnenkollektoren mit einer Jahresertrag von etwa 400kWh erweitert, so kann zumindest von April und September warmes Wasser garantiert werden. Dafür wäre eine Fläche von 1m² notwendig (s.o.). Abbildung 7.3 zeigt einerseits, dass die produzierte Wärmemenge im Sommer nicht genutzt werden kann, andererseits existiert in der Heizperiode ein großer Wärmemangel.

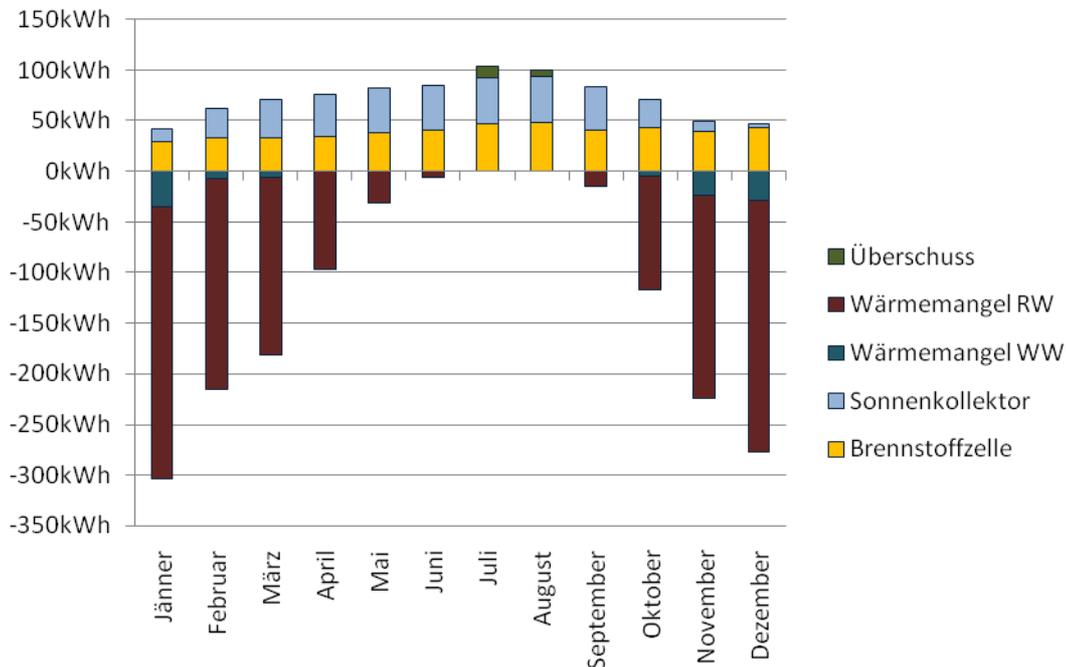


Abbildung 7.3: Abdeckung und Mangel der benötigten Wärme für die Raumheizung und WW in Region 2, billigste Konfiguration

Da der restliche WW-Bedarf und ein Großteil des RW-Bedarfs nicht gedeckt werden kann, ist eine alternative Heizung unabdingbar. Wird wieder ein H₂-Brenner verwendet (s.o.), so ist ein prognostizierter Mehrbedarf von 1.470kWh bzw. 490m³ H₂ erforderlich. Wird für dessen Aufbringung die in dieser Region günstige Windkraft eingesetzt, so ist die Installation einer zusätzlichen Leistung in der Höhe von 104kW notwendig. Dadurch steigt die zu installierende Gesamtleistung auf 225kW.

Günstigste Energieversorgung	P _{WKW}	P _{WEA}	V _{Speicher}	η _{Gesamt}
mit Strom	25kW	121kW	82m ³	68,6%
mit Strom und Wärme	25kW	225kW	112m ³	70,8%

Tabelle 7.3: Änderung der Windleistung, des Speichervolumens und des Gesamtwirkungsgrades bei Verwertung der BZ-Wärme

Auch in dieser Region kann der Gesamtwirkungsgrad etwas gesteigert werden. Durch die viel größere Engpassleistung ist es erstaunlich, dass das Volumen des Wasserstoffspeichers nur um etwa 36% gestiegen. Dies reicht aus, um bei einem Druck von 13,8MPa nur eine Gasdruckflasche als ganzjähriges Aufbewahrungsbehältnis einzusetzen.

7.2.2 Ökologische Konfiguration

Hier kommt eine Kombination aus 25kW Wasserkraft, 91kW Windkraft und 2m² pro Haushalt (gesamt: 200m², 32kWp) zum Einsatz, dessen Eigenschaft das kleinste Speichervolumen und der größte elektrische Wirkungsgrad sind. Der Beitrag der BZ zur Wärmeversorgung fällt mit 420kWh noch niedriger aus als in den obigen Betrachtungen. Für die Sommermonate kann wieder ein Sonnenkollektor installiert werden. Diesmal wäre eine Fläche von etwa 1,60m² erforderlich, um einen Jahresertrag von 680kWh zu erzielen. Dann könnte der Wärmebedarf laut Abbildung 7.4 gedeckt werden.

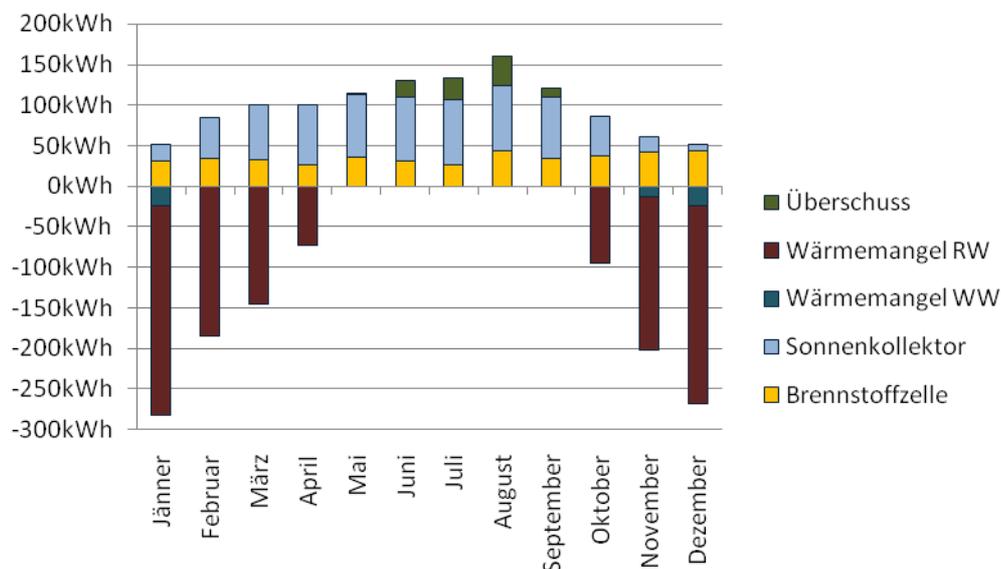


Abbildung 7.4: Abdeckung und Mangel der Versorgung mit BZ und Sonnenkollektor in Region 2 bei kleinstem Speichervolumen und größtem elektrischen Wirkungsgrad

Der restliche Wärmebedarf müsste von einer Zusatzheizung gedeckt werden. Soll dafür wieder ein Wasserstoffbrenner zum Einsatz kommen, so wird ein Wasserstoffvolumen von 400m³ (1.190kWh) benötigt. Hier existieren zwei Möglichkeiten diesen Bedarf zu decken. Zum einen kann die Photovoltaik und zum anderen die Windkraft dazu benützt werden. Beide Möglichkeiten werden nun untersucht und in Tabelle 7.4 gegenübergestellt. Aufgrund des kleineren Speichervolumens, aber auch wegen dem höheren Gesamtwirkungsgrad, der geringsten Leistungserhöhung und Kostensteigerung, ist die WEA der PV vorzuziehen.

Wärmemehrbedarfsabdeckung	P _{WKW}	P _{WEA}	A _{PV}	P _{PV,ges}	V _{Speicher}	η _{Gesamt}
keine	25kW	91kW	2,00m ²	32kWp	42m ³	71,0%
mit Photovoltaik	25kW	91kW	10,46m ²	167kWp	264m ³	71,3%
mit Windenergieanlage	25kW	180kW	2,00m ²	32kWp	155m ³	72,5%

Tabelle 7.4: Vergleich: reine Stromversorgung, Wärmeabdeckung mit PV und mit WEA

Soll der gesamte Wärmebedarf mit WEA gedeckt werden, so ist eine weitere Erhöhung der Leistung auf 231kW erforderlich. Dabei steigt das Volumen des Wasserstoffspeichers auf 276m³, was den größten Wert der darstellt. Allerdings reichen zwei 150l-Flaschen mit einem Druck von 13,8MPa aus, um den Jahresspeicher an Wasserstoff aufzubewahren. Ein Vorteil dieser Variante besteht dabei in der Vermeidung von überschüssiger Wärme, die sonst abgeleitet werden müsste.

7.2.3 Energieversorgung ohne Wasserkraft

Da es in ebenen Regionen eher unwahrscheinlich ist, dass Kleinstwasserkraftwerke zum Einsatz kommen, soll folgende Simulation den Mehrbedarf an installierter Leistung für die Abdeckung der Wärme klären.

Wird in Region zwei die billigste Stromerzeugung ohne Wasserkraft gesucht, so kann sie mit einer reinen Versorgung durch Stark-WEA mit einer Leistung von 333kW gefunden werden. Die von der BZ zur Verfügung gestellte Wärme beläuft sich dabei auf 1061kWh. Dies wäre mehr als für die WW-Aufbereitung notwendig wäre. Nur im Jänner und März fehlen zusammen 17,5kWh. Durch diese Ergebnisse ist die Installation von Sonnenkollektoren nicht sinnvoll. Eine Zusatzheizung dagegen ist unumgänglich. Wird wieder ein Wasserstoffbrenner verwendet, so können die 403m³ (1200kWh) Wasserstoff mittels Stark-WEA oder PV-Anlage bereitgestellt werden. Dazu sind größere installierte Leistungen erforderlich, die in Tabelle 7.5 dargestellt werden.

Wärmemehrbedarfsabdeckung	P _{WKW}	P _{WEA}	A _{PV}	P _{PV,ges}	V _{Speicher}	η _{Gesamt}
keine	0kW	333kW	0,00m ²	0kWp	231m ³	49,1%
mit Windenergieanlage	0kW	424kW	0,00m ²	0kWp	137m ³	55,2%
mit Photovoltaik	0kW	333kW	6,76m ²	108kWp	200m ³	59,1%

Tabelle 7.5: Komplette Energieversorgung der Region 2 mit Abdeckung des Wärmebedarfs durch WEA bzw. PV

Überraschend bei diesem Ergebnis ist der Rückgang des Speichervolumens, was vor allem bei der Wasserstoffaufbringung mittels WEA deutlich ausfällt. Dies ist auf das gute Windangebot zu Beginn des Jahres zurückzuführen, da dort der gespaltene Wasserstoff sofort verwendet werden kann und nicht zwischengespeichert werden muss. Durch die Verbindung der Wasserstoffspaltung durch WEA und PV ergibt sich eine viel besser Stromdeckungsrate, die auch in einem hohen Gesamtwirkungsgrad resultiert - er konnte um 10% gesteigert werden.

7.3 Region 3

7.3.1 Billigste Stromerzeugungskombination

In Region 3 besteht die billigste Stromerzeugungskonfiguration aus einem 25kW-WKW und einer 12,28m² großen PV-Anlage. Durch die BZ wird Wärme im Ausmaß von 540kWh jährlich zur Verfügung gestellt. Wie bei der Stromerzeugung in den Regionen eins und zwei reicht dies für eine Abdeckung des Wärmebedarfs für das WW nicht aus (s. Abbildung 7.5).

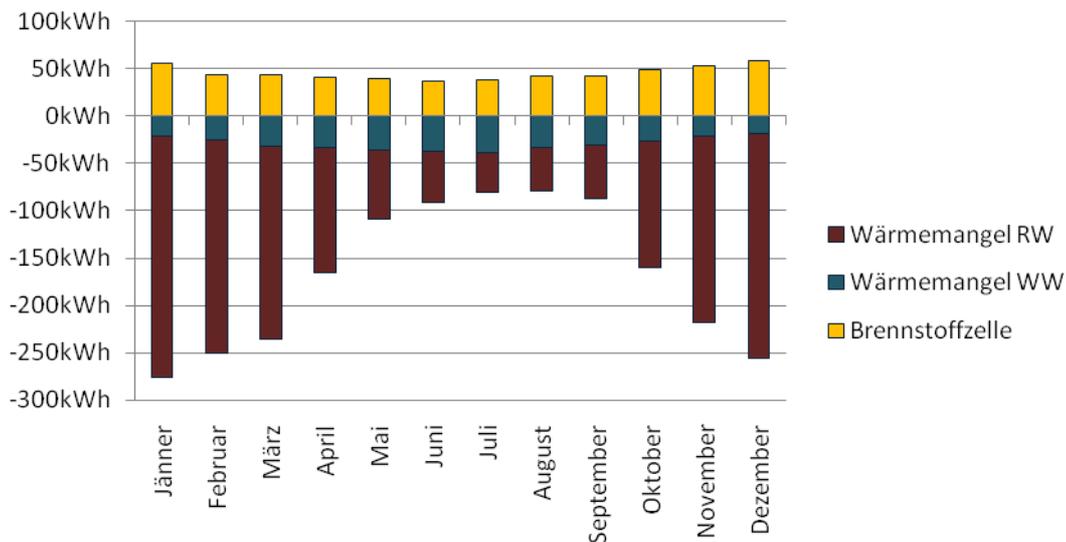


Abbildung 7.5: Wärmebereitstellung und -bedarf in Region 3 bei optimaler Stromerzeugung

Wird wieder ein Sonnenkollektor eingesetzt, um den Wärmebedarf in den Sommermonaten zu decken, sollte ein Jahresertrag von etwa 380kWh erreicht werden. Dies entspricht laut [SCH07] etwa 1m² Kollektorfläche. Dann gilt es noch den Restbetrag von 1310kWh (435m³ H₂) mittels Zusatzheizung abzudecken. Dafür wird wieder ein Wasserstoffbrenner eingesetzt.

Wird der fehlende Wasserstoff durch die PV-Anlage bereitgestellt, muss diese um 10,23m² vergrößert werden. Dies ergibt nun eine Gesamtfläche von 22,07m².

Die Fläche von 25,04m² ist bei einer Aufbringung der Sonnenkollektorstärke über den Umweg der Wasserstoffherstellung erforderlich. Das Volumen des benötigten Wasserstoffspeichers beider Varianten sowie die dazugehörigen Konfigurationen sind in Tabelle 7.6 aufgelistet. Dabei schneidet die Wärmeversorgung mit Sonnenkollektorunterstützung am besten ab, was den höchsten Wirkungsgrad betrifft.

Günstigste Energieversorgung	P_{WkW}	A_{PV}	$P_{PV,ges}$	$V_{Speicher}$	η_{Gesamt}
mit Strom	25kW	12,28m ²	196kWp	128m ³	65,5%
mit Strom und Wärme (mit Sonnenkollektor)	25kW	22,05m ²	353kWp	357m ³	65,8%
mit Strom und Wärme (ohne Sonnenkollektor)	25kW	25,04m ²	401kWp	378m ³	65,7%

Tabelle 7.6: Vergleich der günstigsten Stromversorgung mit der Strom- und Wärmeversorgung mit und ohne Sonnenkollektorunterstützung

7.4 Region 4

7.4.1 Billigste Stromerzeugung

Die billigste Stromerzeugung in Region vier setzt sich aus einem Wasserkraftwerk (25kW) und Starkwindkraftanlagen (431kW) zusammen. Dabei fällt im Jahr eine Wärmemenge der BZ im Ausmaß von knapp 600kWh an. Diese Menge reicht bei weitem nicht, ohne zusätzliche Heizung den Wärmebedarf für die Aufheizung des Warmwassers und die Raumwärme abzudecken. Für die Warmwasserversorgung könnten Sonnenkollektoren mit einem Jahresertrag von etwa 380kWh installiert werden. Das entspricht einer Fläche von etwa 1m². Der übrige Anteil könnte von einem Wasserstoffbrenner aufgebracht werden. Dafür wären jährlich 1260kWh bzw. 420m³ H₂ erforderlich, die über WEA als auch über die PV bereitgestellt werden können. Dann wird der Wärmebedarf laut Abbildung 7.6 vollständig abgedeckt.

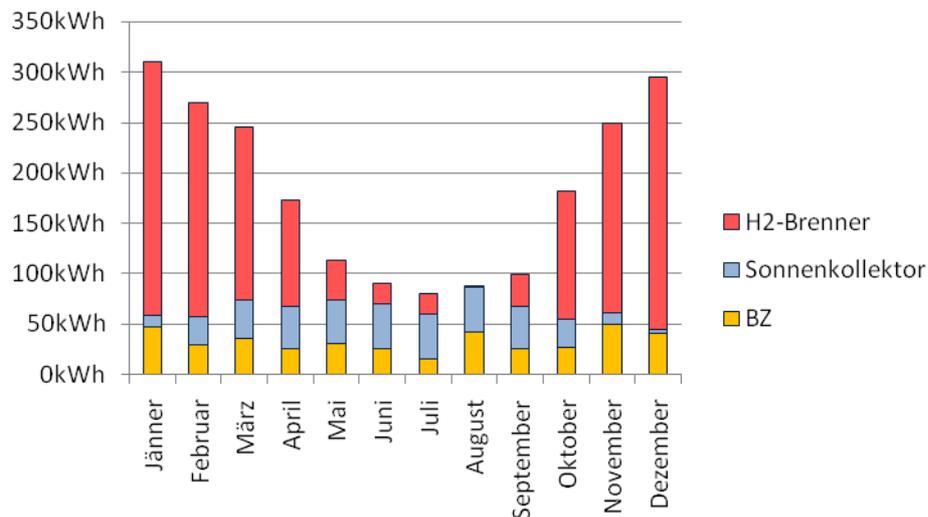


Abbildung 7.6: Abdeckung des Wärmebedarfs in Region 4 mit Sonnenkollektorunterstützung

In Tabelle 7.7 werden die möglichen Konfigurationen zur Aufbringung des Wasserstoffs als Brennstoff für die BZ als auch für den Brenner aufgelistet. Obwohl das Volumen des H₂-

Speichers der letzten Konfiguration am größten ist, erreicht dort der Gesamtwirkungsgrad ein Maximum.

Wärmemehrbedarfsabdeckung	P_{WKW}	P_{WEA}	A_{PV}	$P_{PV,ges}$	$V_{Speicher}$	η_{Gesamt}
keine	25kW	431kW	0,00m ²	0kW	78m ³	63,4%
mit Windenergieanlage	25kW	736kW	0,00m ²	0kW	219m ³	65,2%
mit Photovoltaik	25kW	431kW	8,75m ²	140kW	260m ³	69,1%

Tabelle 7.7: Wärmeabdeckung mit Sonnenkollektorunterstützung und Wasserstoffbrenner der Region 4

Wird jedoch der gesamte Wärmebedarf mit Wasserstoffbrenner gedeckt, so ergeben sich größere Speichervolumina und eine größere installierte Leistung der WEA bzw. PV-Anlage (Tabelle 7.8).

Wärmemehrbedarfsabdeckung	P_{WKW}	P_{WEA}	A_{PV}	$P_{PV,ges}$	$V_{Speicher}$	η_{Gesamt}
keine	25kW	431kW	0,00m ²	0kWp	78m ³	63,4%
mit Windenergieanlage	25kW	830kW	0,00m ²	0kWp	208m ³	65,4%
mit Photovoltaik	25kW	431kW	11,85m ²	190kWp	273m ³	69,0%

Tabelle 7.8: Wärmebedarfsabdeckung nur mit Wasserstoffbrenner der Region 4

7.4.2 Konfiguration ohne Wasserkraft

Ist keine Wasserkraft vorhanden, so ergibt sich die billigste Stromversorgung bei der Installation einer 1.217kW-Stark-WEA. Hier leistet die BZ einen Beitrag von 1468kWh jährlich. Damit könnte der Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung bereits vollständig bereitgestellt werden. Auch der Wärmebedarf der Raumheizung ist bereits mit knapp 50% abgedeckt. Leider wird in den Sommermonaten, durch den hohen Anteil der BZ an der Stromversorgung, zu viel Wärme produziert (314kWh), was eine Unterstützung mit Sonnenkollektoren ausschließt. Nur für die Wintermonate ist eine Zusatzheizung erforderlich. Die Verwendung eines Wasserstoffbrenners erfordert die Aufbringung einer Energiemenge von 660kWh bzw. 220m³ H₂. zeigt die Konfigurationen, wenn PV bzw. Windkraft zur Aufbringung des benötigten Wasserstoffs aufkommen.

Wärmemehrbedarfsabdeckung	P_{WKW}	P_{WEA}	A_{PV}	$P_{PV,ges}$	$V_{Speicher}$	η_{Gesamt}
keine	0kW	1217kW	0,00m ²	0kW	78m ³	41,2%
mit Windenergieanlage	0kW	1419kW	0,00m ²	0kW	256m ³	45,3%
mit Photovoltaik	0kW	1217kW	4,48m ²	72kW	275m ³	49,3%

Tabelle 7.9: Wärmeabdeckung bei Konfigurationen ohne Wasserkraft und Sonnenkollektor der Region 4

7.5 Zusammenfassung

Werden alle Ergebnisse dieses Kapitels berücksichtigt, so stellt man fest, dass die Bereitstellung der Wärme durch die BZ bei der billigsten Auslegung zur reinen Stromversorgung nicht einmal den Bedarf an Warmwasser decken kann. Dazu können Sonnenkollektoren eingesetzt werden, die geringe Flächen aufweisen (1-1,5m²). Ob sich die Installation solch kleiner Anlagen rentiert, muss am jeweiligen Aufstellungsplatz untersucht werden. Auf jeden Fall ist eine Zusatzheizung notwendig. Ob diese in Form eines Wasserstoffbrenners, mit welchem in diesem Kapitel gerechnet wurde, oder einer anderen Heizung (z.B.: Biomasse, Pellets- oder Hackschnitzelheizung) zum Einsatz kommt, richtet sich nach den örtlichen Gegebenheiten. Dabei sollten regional vorhandene Energieträger eingesetzt werden, damit möglichst geringe Transportwege und daher -kosten anfallen. Außerdem wäre eine elektrische Heizung überlegenswert, da damit ein etwaiger Überschuss in der Heizperiode ohne Umwandlungsverluste zur Raumheizung verwendet werden kann.

Kapitel 8 Anhang

8.1 Leichtwindenergieanlage, Auswertung

Den Beitrag der WEA und der Brennstoffzelle zur Abdeckung der Last zeigt Abbildung 8.1.

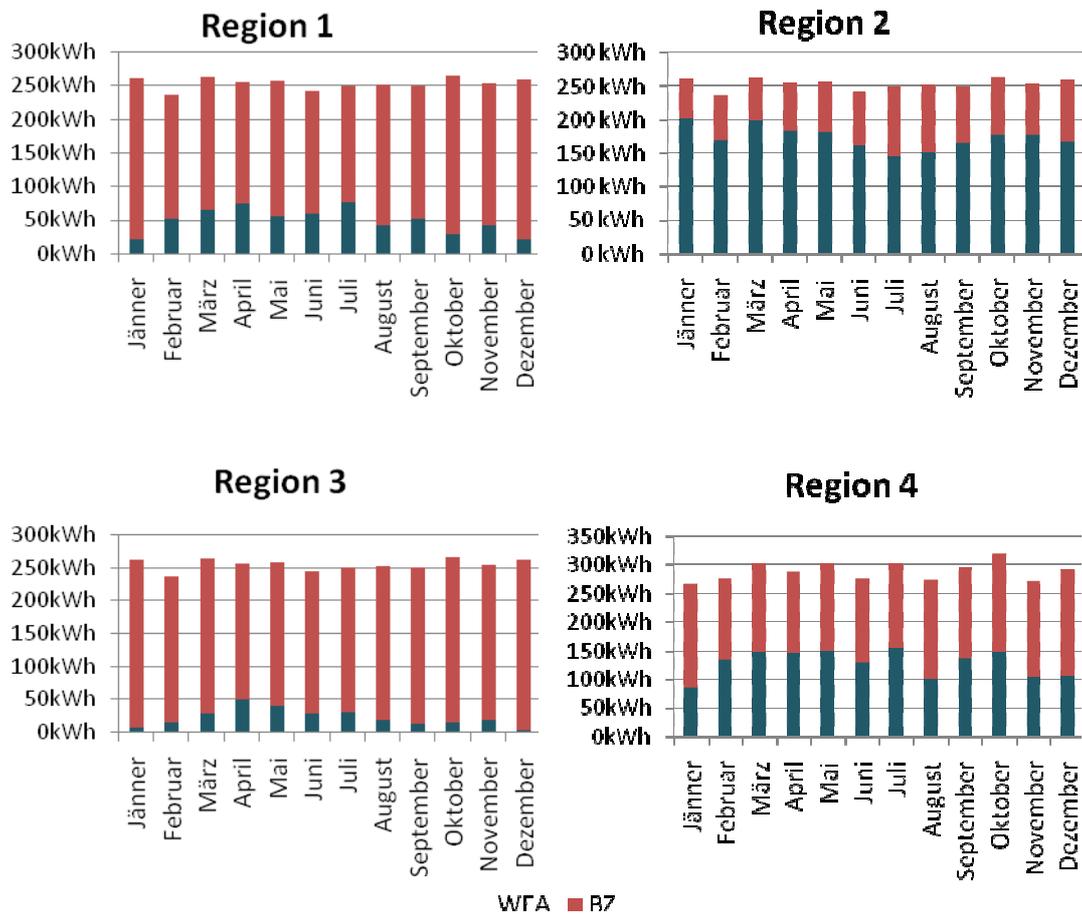


Abbildung 8.1: Leicht-WEA und BZ, Abdeckung der Last

In Abbildung 8.2 ist der monatige Anteil an der Lastabdeckung dargestellt. Die Menge an Wasserstoff (in kWh), die dem Speicher durch Elektrolyse zugeführt (*Speichern*), aus dem

Speicher entnommen (*Entleeren*) wurde und die dabei auftretenden Verlusten sind in Abbildung 8.3 abgebildet. Aufgrund der stark unterschiedlichen Werte wurde der genaueren Darstellung der Vorzug gegenüber dem einheitlichen Maßstab gegeben.



Abbildung 8.2: Prozentueller Anteil an der Energiebereitstellung von WEA und BZ

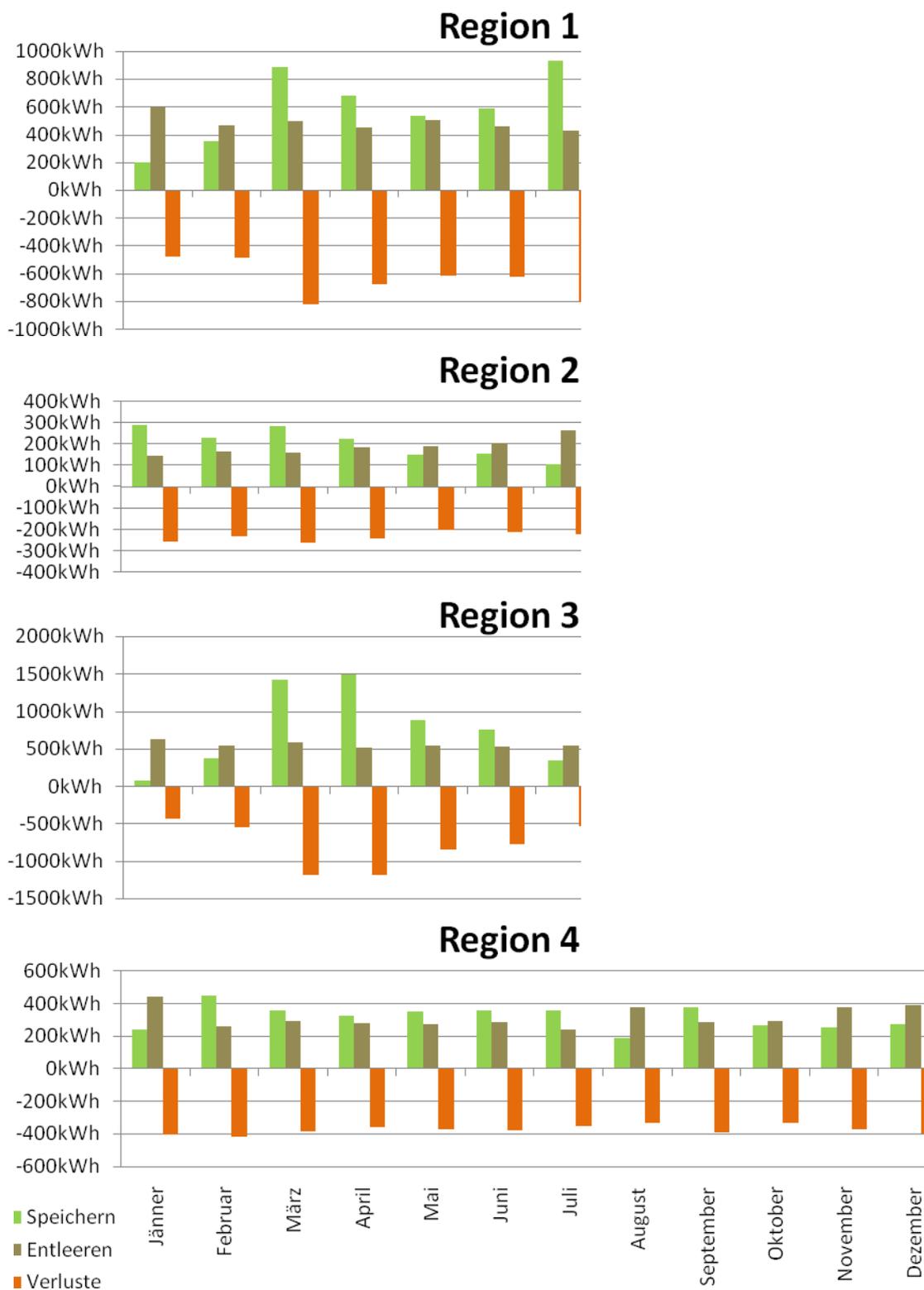


Abbildung 8.3: Gespeicherte, entnommene Energie aus dem Wasserstoffspeicher mit Umwandlungsverlusten

8.2 Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 60m, Auswertung

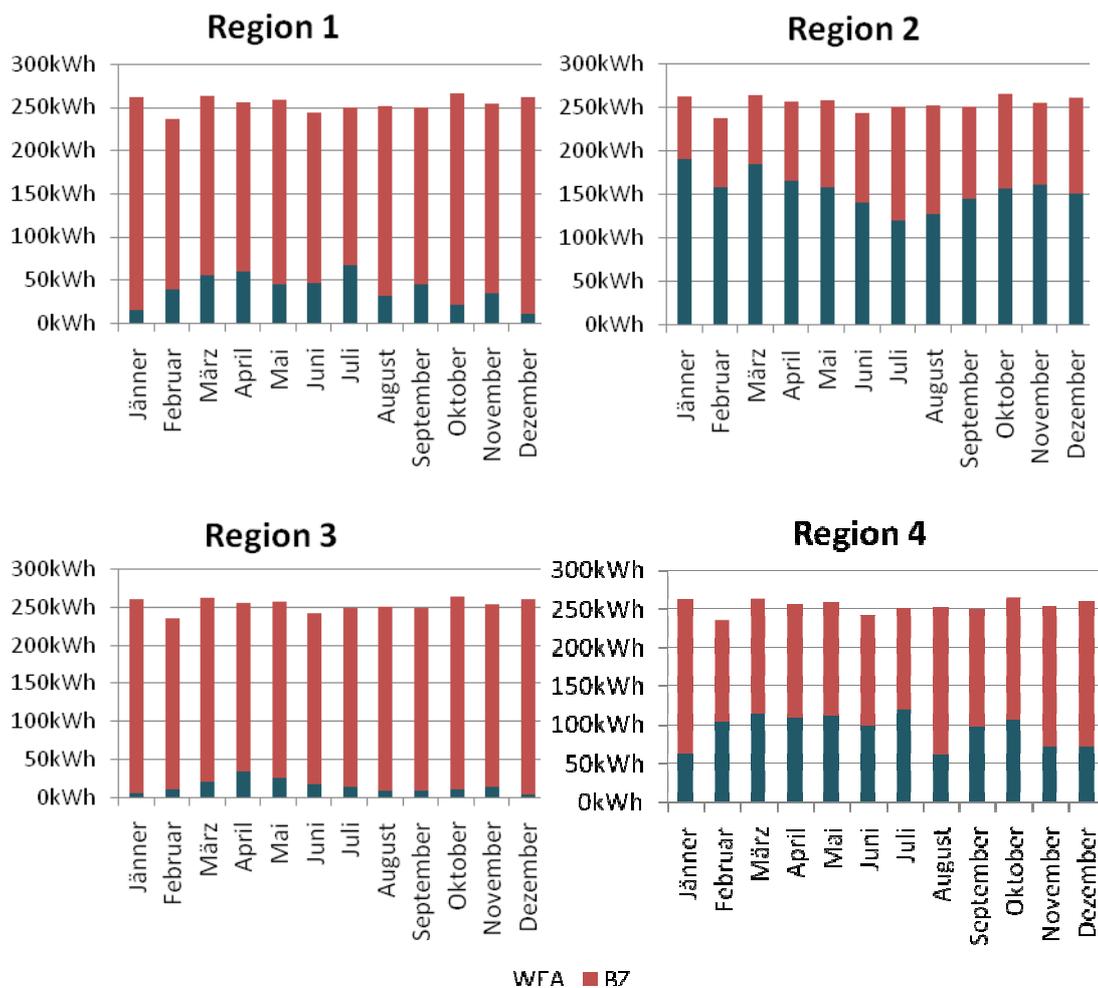


Abbildung 8.4: Lastabdeckung bei Stark-WEA mit 60m Nabenhöhe nach Regionen



Abbildung 8.5: Lastabdeckung nach Technologie in Prozent bei Stark-WEA mit 60m Nabhöhe

8.3 Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 80m, Auswertung

Die folgenden zwei Abbildungen (Abbildung 8.7 und Abbildung 8.8) zeigen, in welchem Ausmaß die WEA und die Brennstoffzelle zur Lastabdeckung beitragen.

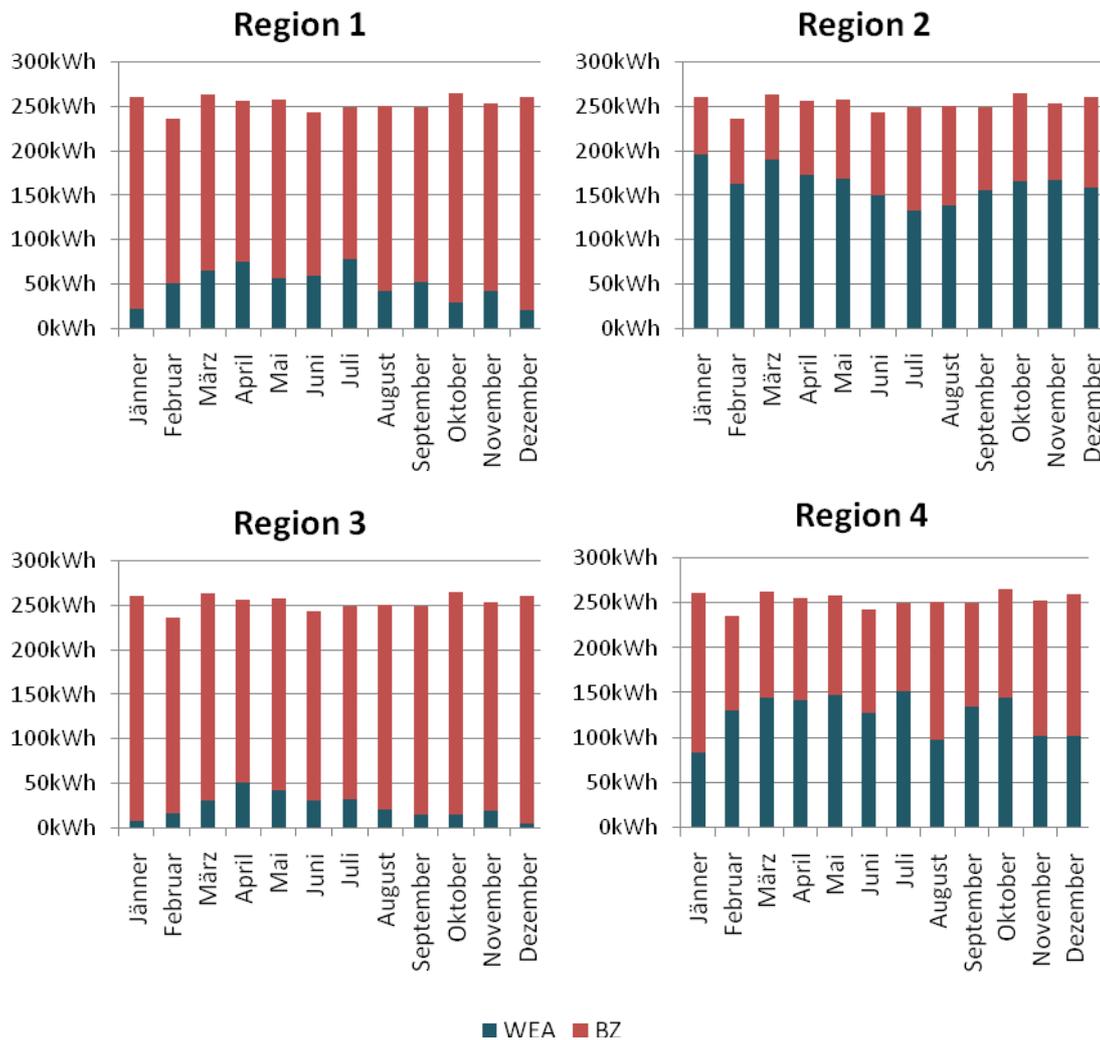


Abbildung 8.7: Lastabdeckung bei Stark-WEA mit 80m Nabenhöhe nach Regionen

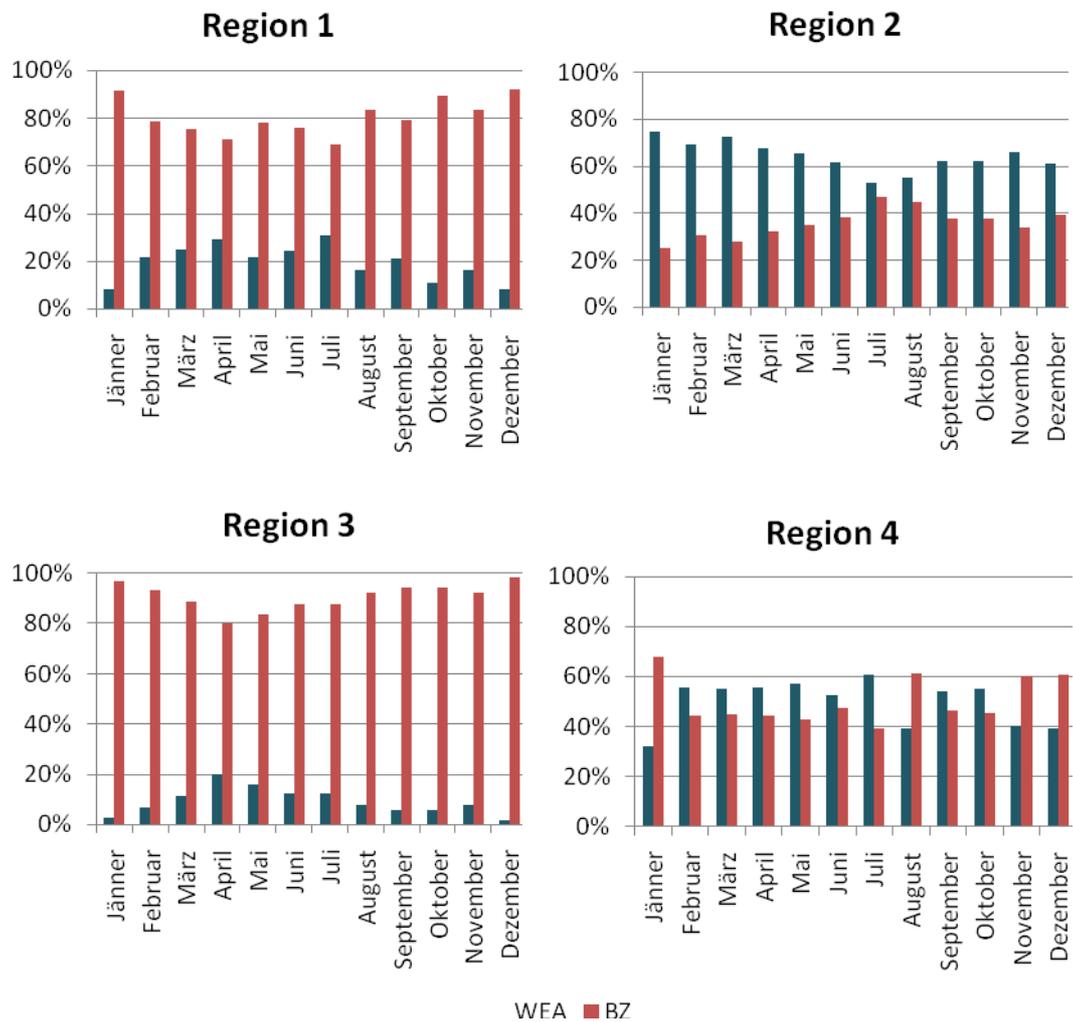


Abbildung 8.8: Lastabdeckung nach Technologie in Prozent bei Stark-WEA mit 60m Nabenhöhe

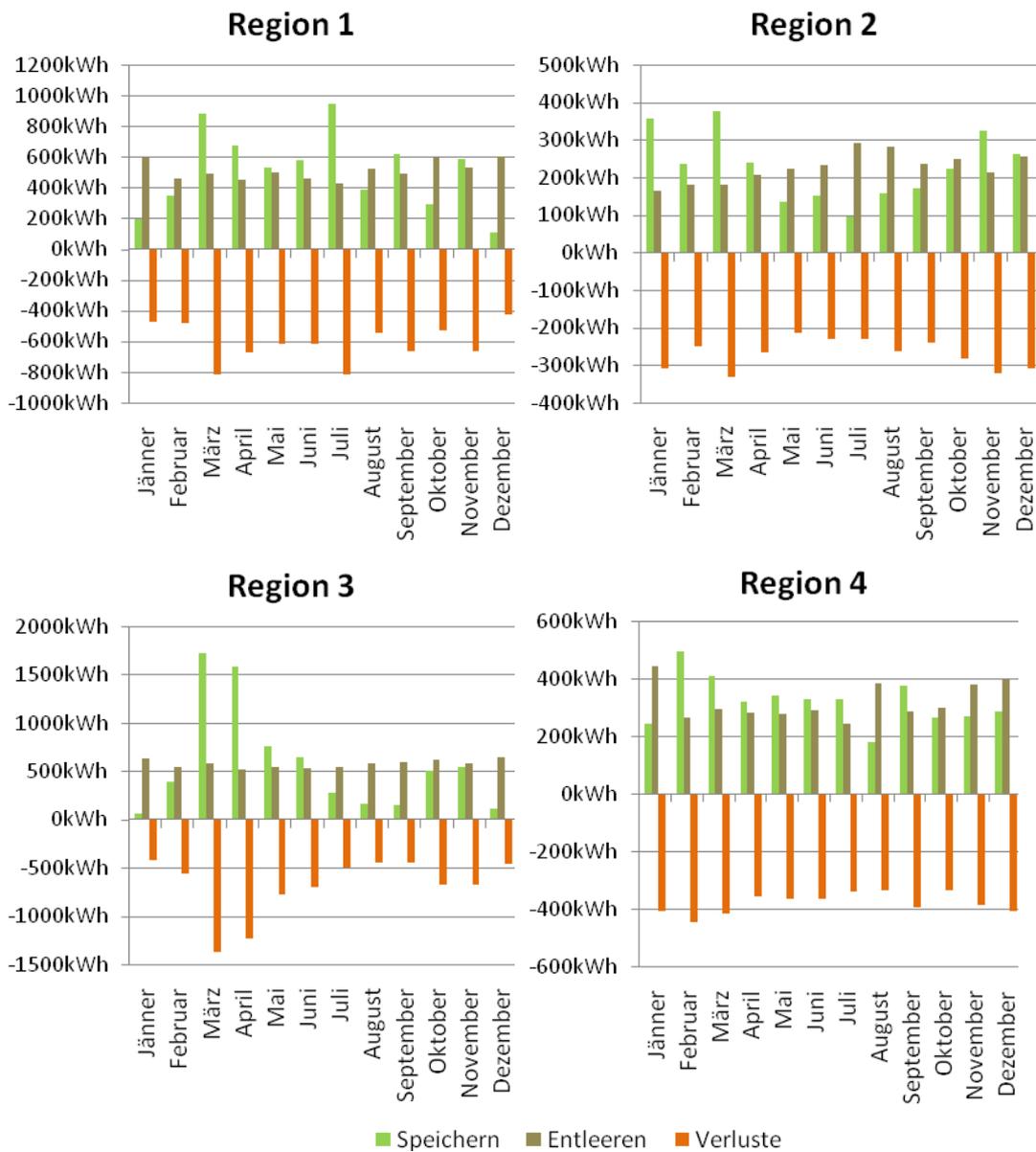


Abbildung 8.9: Gespeicherte, entnommene Energie aus dem Wasserstoffspeicher mit Umwandlungsverlusten

8.4 Starkwindenergieanlage mit einer Nabenhöhe von 100m, Auswertung

Die hier abgebildeten Diagramme sind aufgrund zu hoher Übereinstimmung mit den vorherigen Ergebnissen in den Anhang versetzt worden. Das erste Diagramm (Abbildung 8.10) zeigt den Verwendungszweck des erzeugten Stroms.

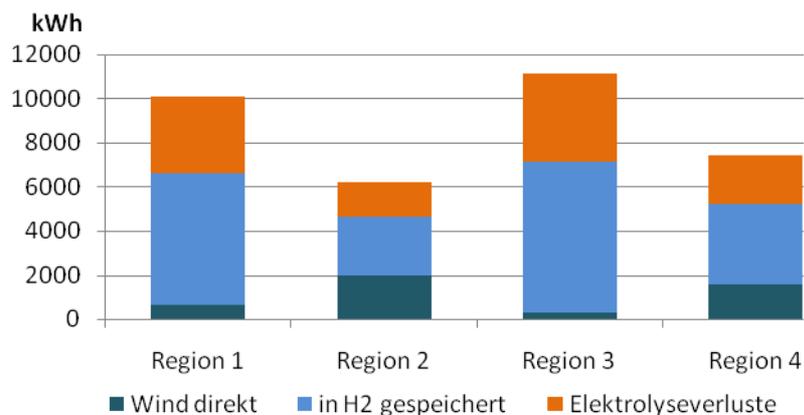


Abbildung 8.10: Verwendungs-zweck des mittels WEA in 100m Höhe erzeugten Stroms

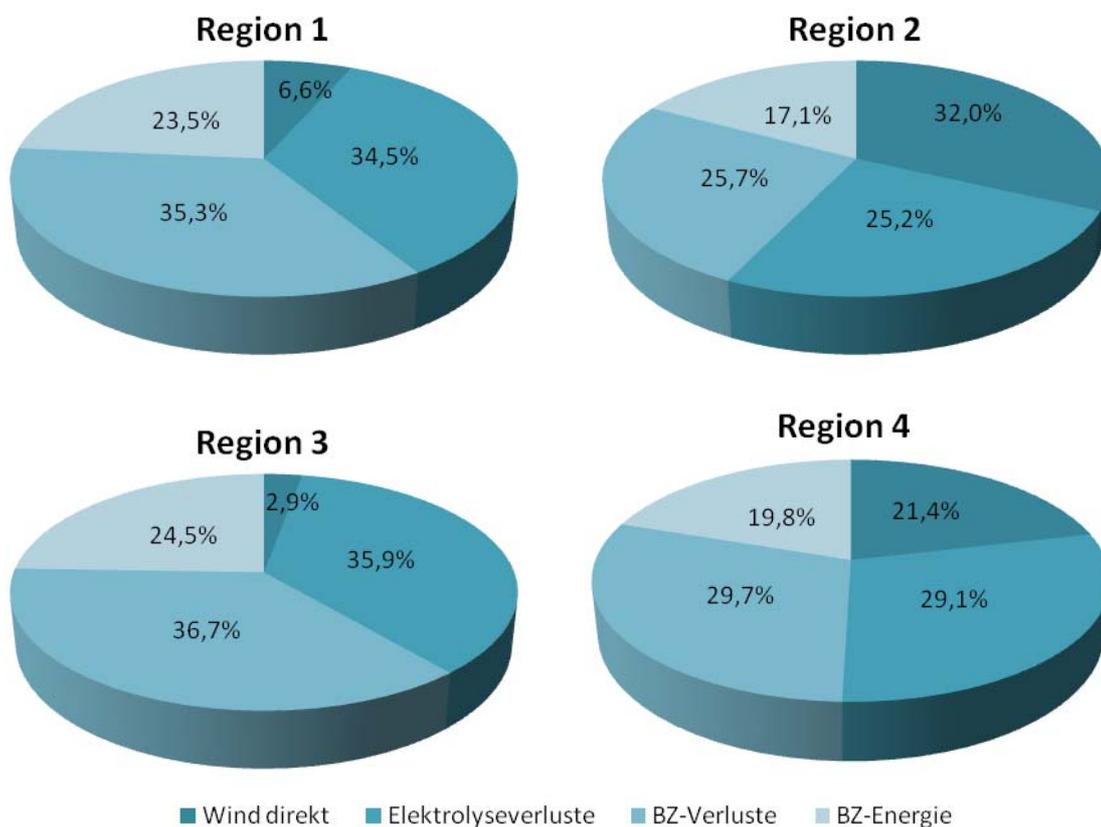


Abbildung 8.11: Regionale Verwendung des Windstroms

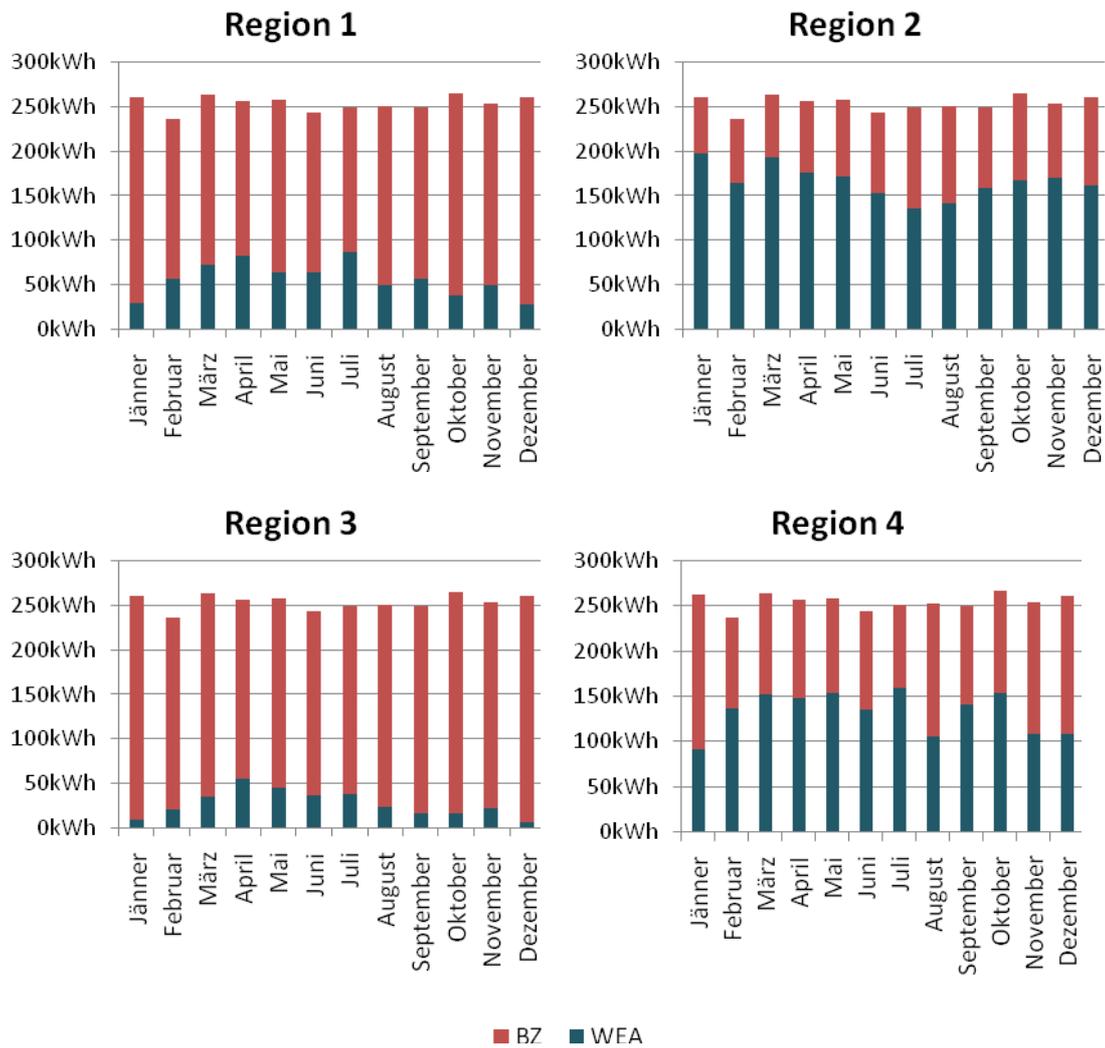


Abbildung 8.12: Lastabdeckung nach Region bei WEA in 100m Nabenhöhe

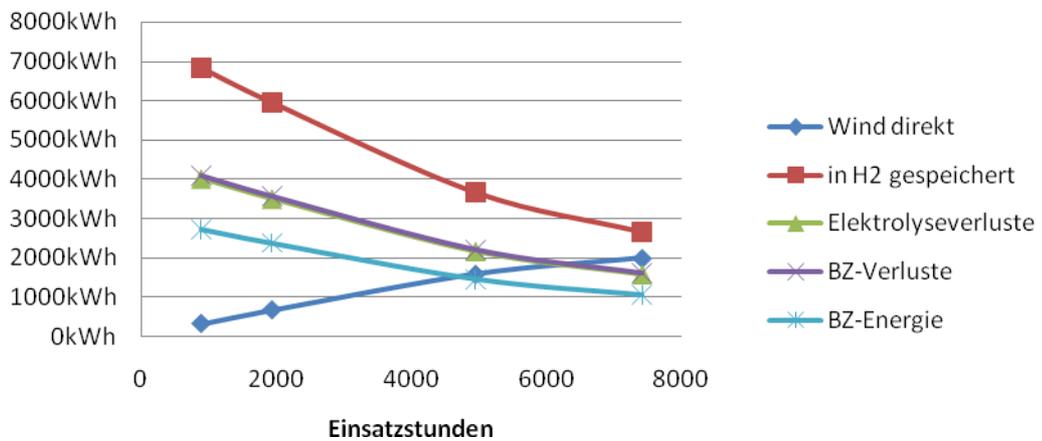


Abbildung 8.13: Produktion, Verluste und Einsatz nach Einsatzstunden

Die Diagramme (Abbildung 8.13 und Abbildung 8.14) zeigen die Produktion, die Verluste und den tatsächlichen Einsatz in Abhängigkeit von den Einsatz- bzw. Volllaststunden.

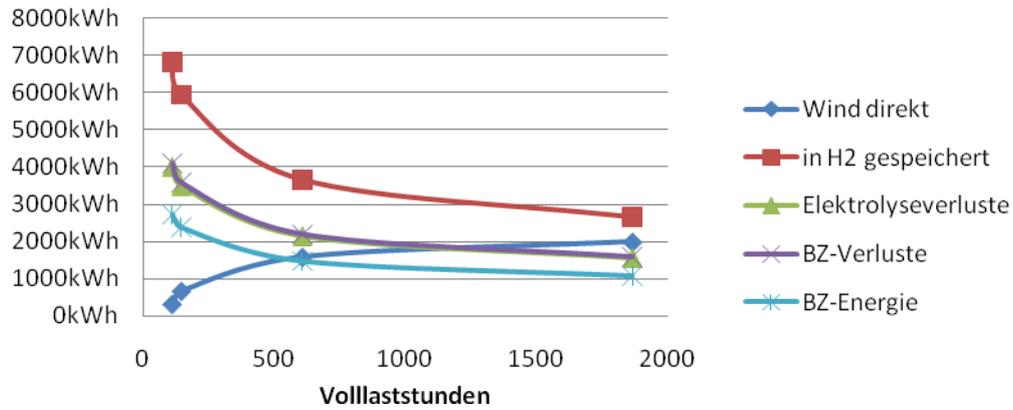


Abbildung 8.14: Produktion, Verluste und tatsächlicher Einsatz nach Volllaststunden

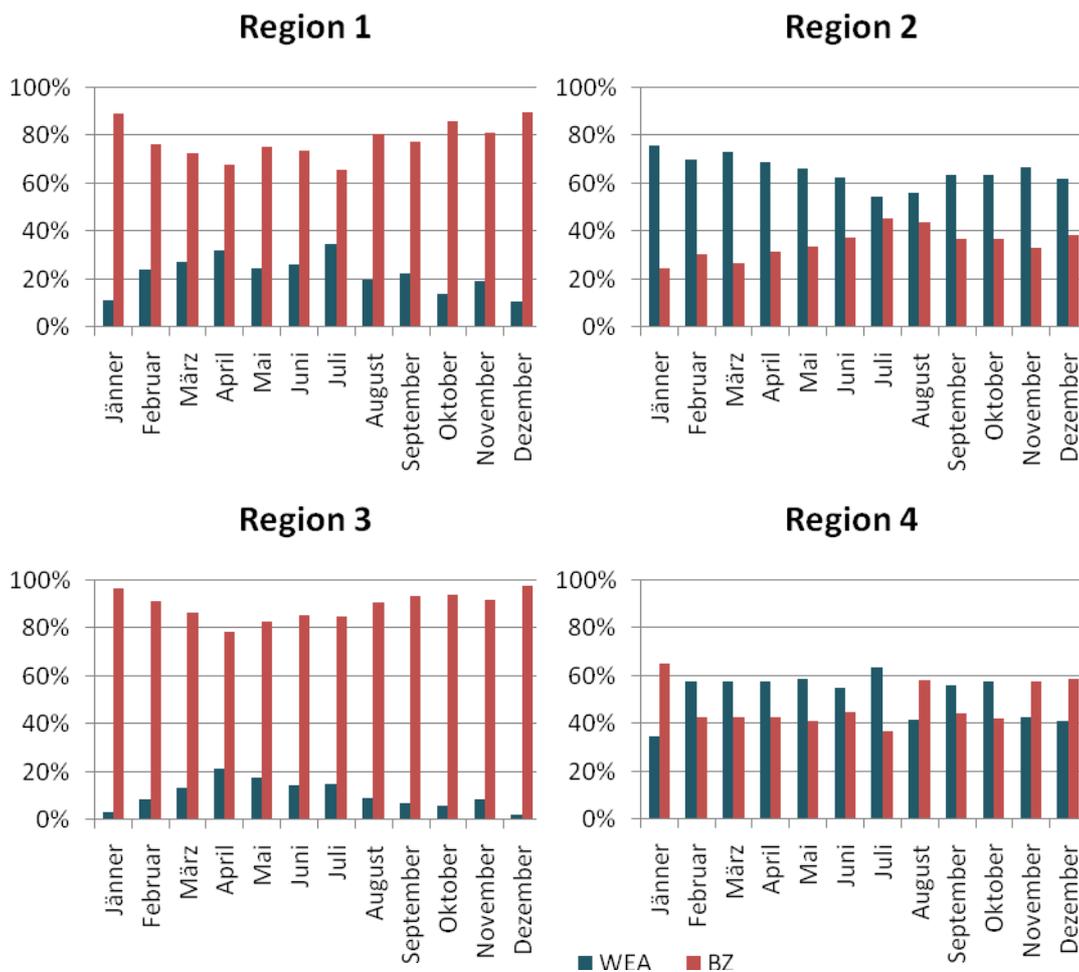


Abbildung 8.15: Lastabdeckung nach Technologie in Prozent bei WEA mit 100m Nabenhöhe

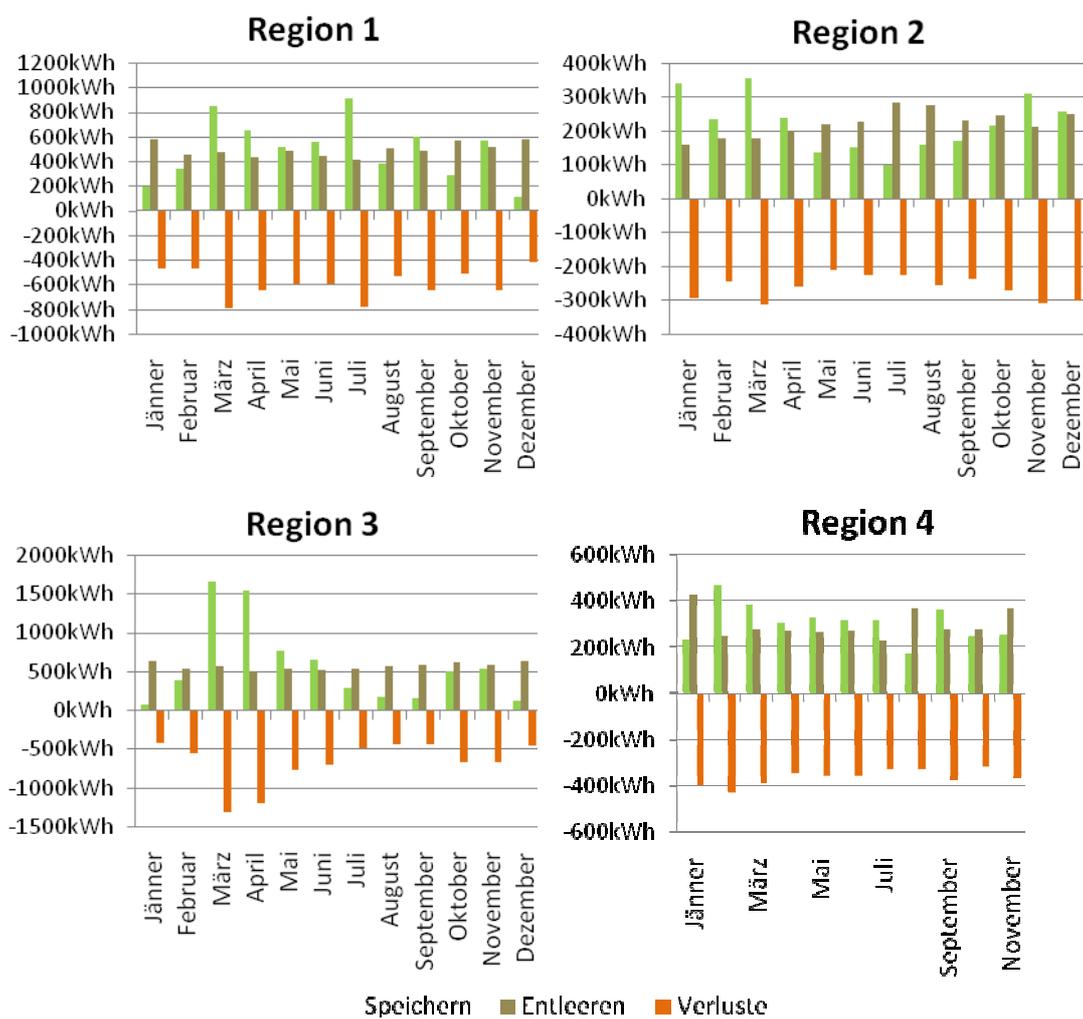


Abbildung 8.16: Gespeicherte, entnommene Energie aus dem Wasserstoffspeicher mit den anfallenden Umwandlungsverlusten

8.5 Stromversorgung mit PV und WEA, Region 3

8.5.1 Leichtwindenergieanlage und Photovoltaik

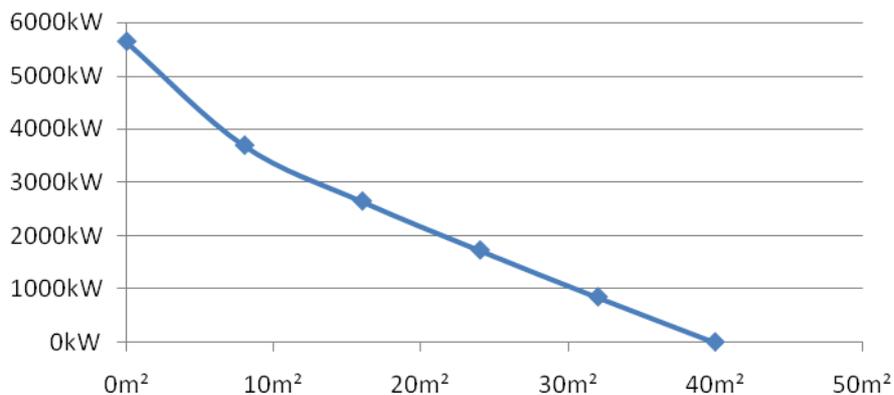


Abbildung 8.17: Nennleistung der Leicht-WEA in Abhängigkeit der PV-Fläche

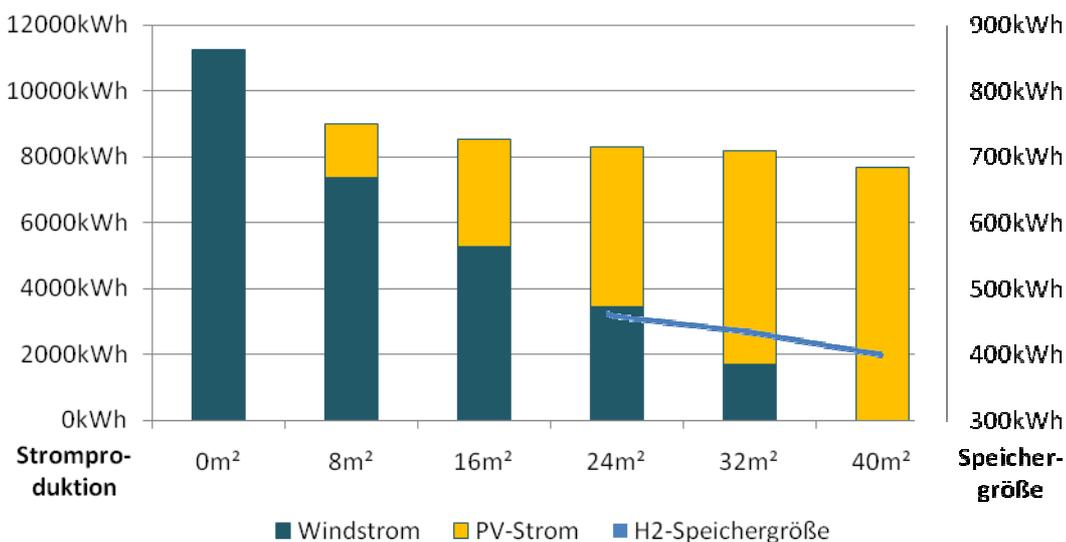


Abbildung 8.18: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche

Das schlechte Windangebot lässt wirtschaftlich nur eine Installation von PV-Zellen zur Stromerzeugung zu. Auch die Speichergröße ist bei dieser Zusammenstellung am geringsten.

8.5.2 Starkwindenergie- (100m) und Photovoltaikanlage

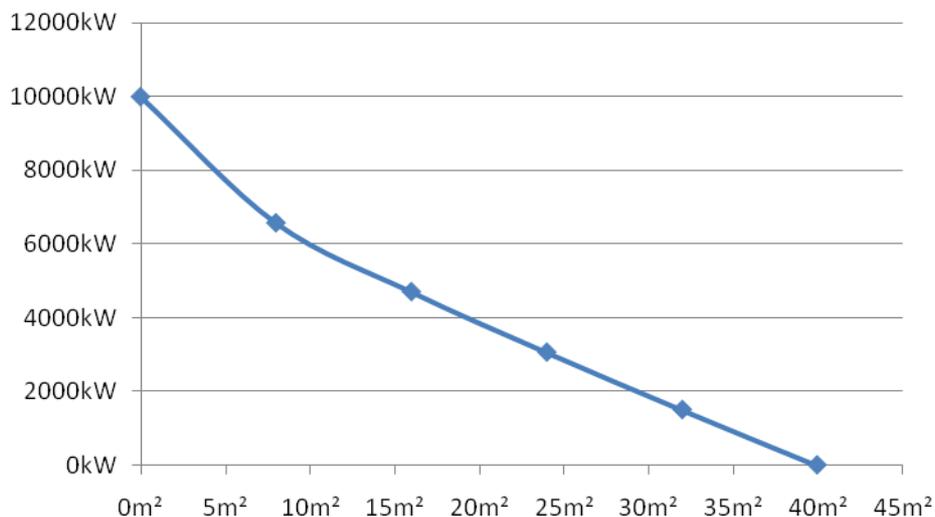


Abbildung 8.19: Nennleistung der Stark-WEA mit einer Nabenhöhe von 100m in Abhängigkeit der PV-Fläche

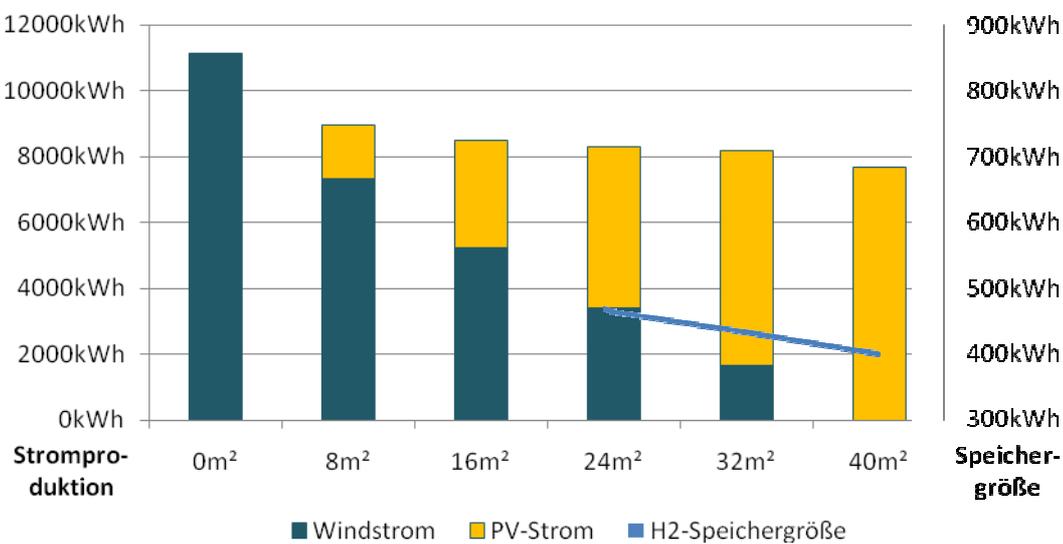


Abbildung 8.20: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche

8.6 Kleinwasserkraft und Photovoltaik als kombinierte Energieversorger

Die monatliche Lastabdeckung von WKW, PV und BZ ist hier angeführt, sortiert nach installierter Leistung des Kleinwasserkraftwerks.

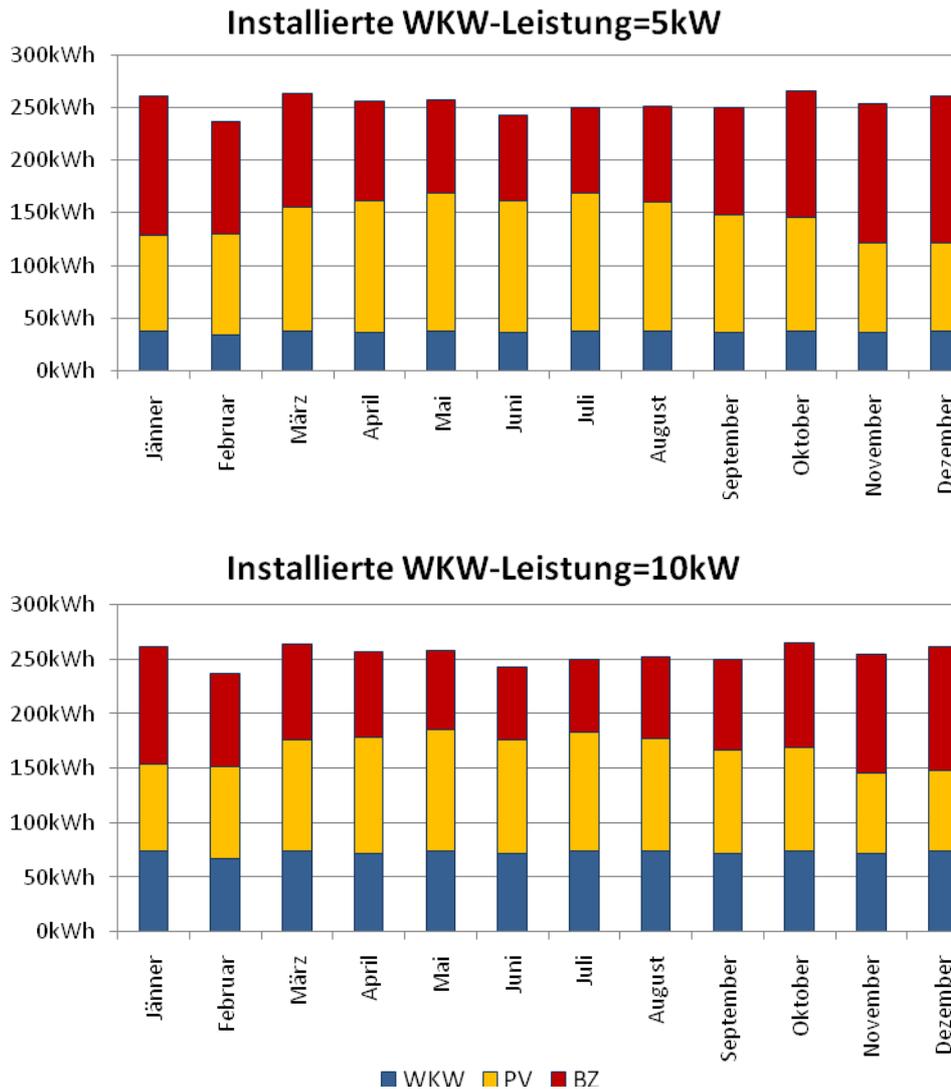


Abbildung 8.21: Monatliche Lastabdeckung von WKW, PV und BZ bei installierter WKW-Leistung von 5kW bzw. 10kW

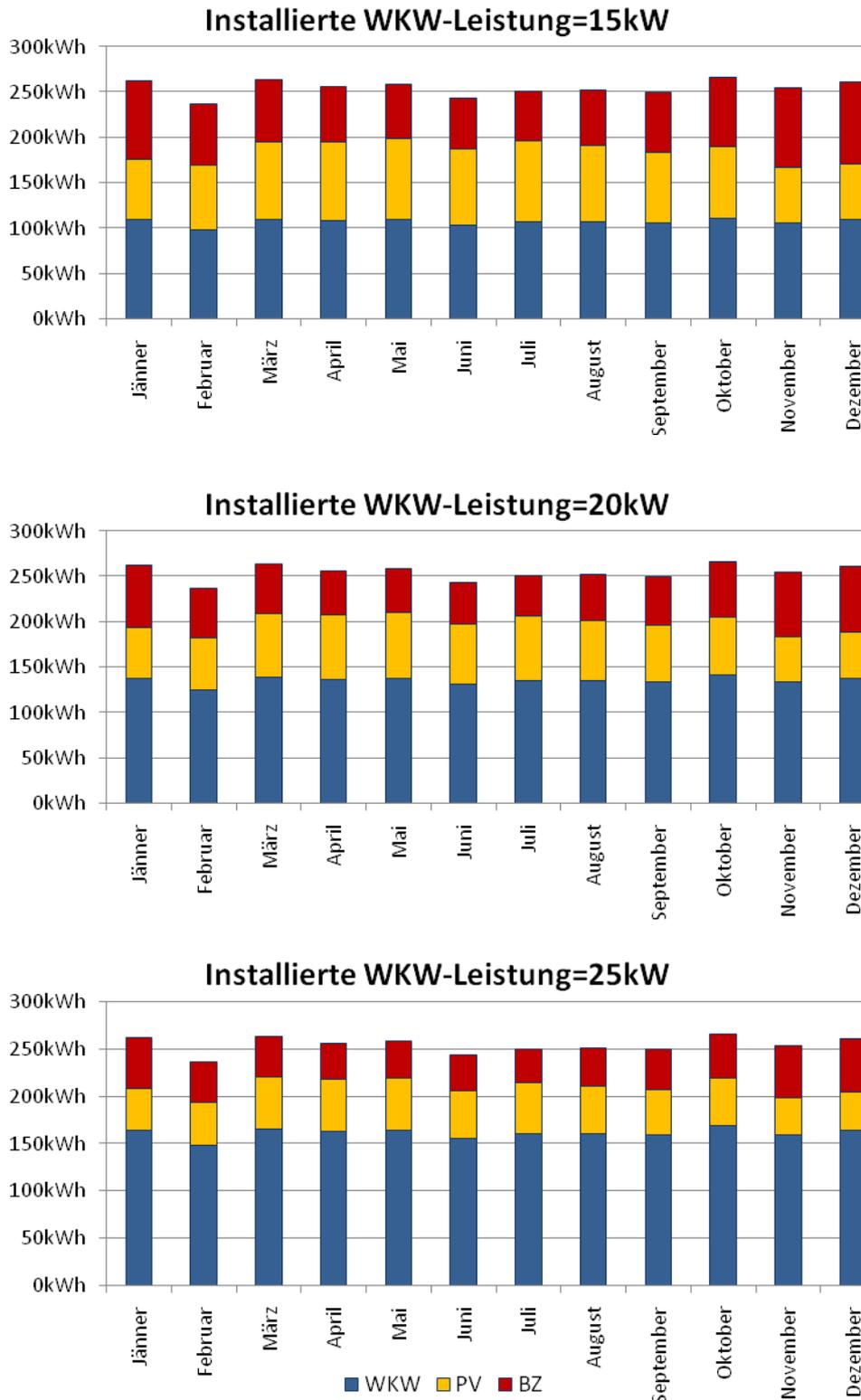


Abbildung 8.22: Monatliche Lastabdeckung von WKW, PV und BZ bei installierter WKW-Leistung von 15kW bzw. 20kW bzw. 25kW

Die Energiemengen der Elektrolyse- und BZ-Verluste, sowie die direkt genutzte und über die BZ bereitgestellte Energiemenge in Abhängigkeit der installierten Kleinwasserkraftleistung sind in Abbildung 8.23 dargestellt.

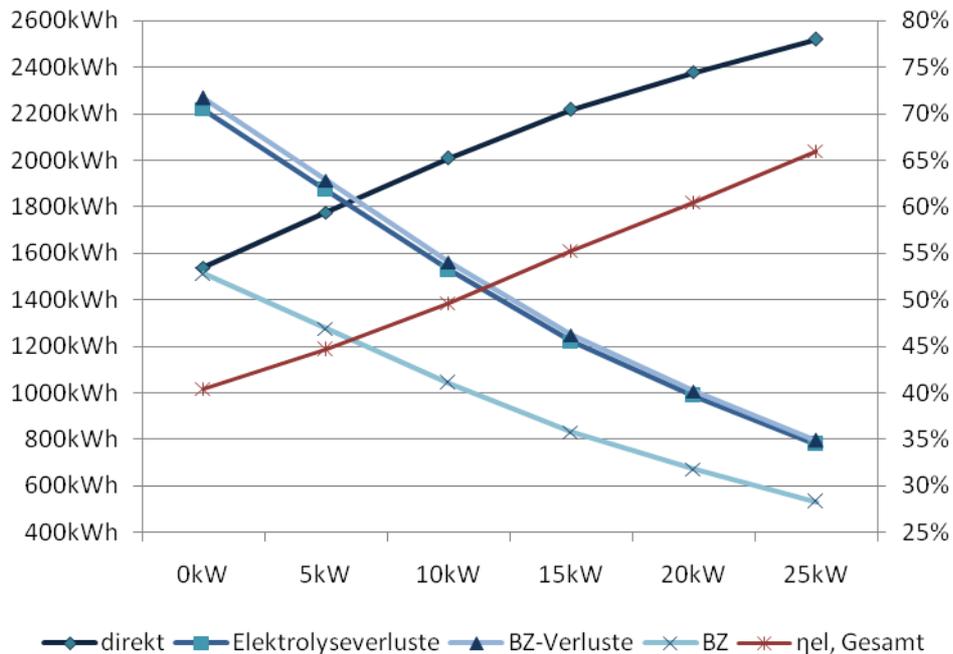


Abbildung 8.23: Verwendung der erzeugten, elektrischen Energie nach installierter Kleinwasserkraftleistung

P_{WKW}	$W_{WKW,Ges}$	DA_{WKW}	$W_{PV,Ges}$	DA_{PV}	$\eta_{el, Gesamt}$
0kW	0kWh	0,00%	7535kWh	20,42%	40,5%
5kW	438kWh	100,00%	6396kWh	20,90%	44,6%
10kW	876kWh	100,00%	5265kWh	21,51%	49,7%
15kW	1314kWh	97,45%	4205kWh	22,29%	55,3%
20kW	1752kWh	92,47%	3291kWh	23,03%	60,5%
25kW	2190kWh	88,27%	2434kWh	24,08%	66,0%

Tabelle 8.1: Übersicht über die direkte Nutzung von Wasserkraft und PV

In Tabelle 8.1 sind die gesamte Arbeit, bzw. die produzierte Strommenge des gesamten Jahres des WKW ($W_{WKW,Ges}$) und der PV-Anlage ($W_{PV,Ges}$), sowie das Verhältnis von direkt genutzter und produzierter Strommenge (Direktabdeckung, DA) und der elektrische Gesamtwirkungsgrad angeführt.

8.7 Wasser- und Windkraftanlagen

P_{WKW}	$W_{WKW,Ges}$	DA_{WKW}	$W_{L-WEA,Ges}$	DA_{L-WEA}	DA_{Ges}	$\eta_{el, Gesamt}$
0kW	0kWh	0,00%	5938kWh	35,11%	35,2%	51,5%
5kW	438kWh	100,00%	5130kWh	34,43%	39,6%	54,8%
10kW	876kWh	100,00%	4352kWh	33,23%	44,5%	58,5%
15kW	1314kWh	97,45%	3575kWh	32,16%	49,7%	62,4%
20kW	1752kWh	92,47%	2860kWh	31,80%	55,0%	66,3%
25kW	2190kWh	88,27%	2145kWh	32,08%	60,6%	70,5%
P_{WKW}	$W_{WKW,Ges}$	DA_{WKW}	$W_{S-WEA,Ges}$	DA_{S-WEA}	DA_{Ges}	$\eta_{el, Gesamt}$
0kW	0kWh	0,00%	6216kWh	31,99%	32,0%	49,1%
5kW	438kWh	100,00%	5376kWh	31,33%	36,6%	52,5%
10kW	876kWh	100,00%	4555kWh	30,18%	41,5%	56,2%
15kW	1314kWh	97,45%	3771kWh	28,93%	46,8%	60,1%
20kW	1752kWh	92,47%	3005kWh	28,60%	52,2%	64,2%
25kW	2190kWh	88,27%	2259kWh	28,71%	58,1%	68,6%

Tabelle 8.2: Übersicht über die direkte Nutzung von Wasser- und Windkraft in Region 2, bei Leicht-WEA (L-WEA) und Stark-WEA (S-WEA)

Die Tabelle 8.2 listet die erbrachte Arbeit der Wasser- und Windkraftanlagen eines gesamten Jahres auf ($W_{WKW,Ges}$, $W_{WEA,Ges}$). Die Abkürzung **DA** steht für Direktabdeckung und gibt das Verhältnis von direkt genutztem Strom zum gesamt produzierten wieder. $\eta_{el, Gesamt}$ steht für den elektrischen Wirkungsgrad des Gesamtsystems.

P_{WKW}	$W_{WKW,Ges}$	DA_{WKW}	$W_{L-WEA,Ges}$	DA_{L-WEA}	DA_{Ges}	$\eta_{el, Gesamt}$
0kW	0kWh	0,00%	7557kWh	20,30%	20,3%	40,4%
5kW	438kWh	100,00%	6497kWh	20,06%	25,1%	44,0%
10kW	876kWh	100,00%	5450kWh	19,67%	30,8%	48,2%
15kW	1314kWh	97,45%	4438kWh	19,35%	37,2%	53,0%
20kW	1752kWh	92,47%	3519kWh	19,38%	43,7%	57,9%
25kW	2190kWh	88,27%	2637kWh	19,68%	50,8%	63,2%
P_{WKW}	$W_{WKW,Ges}$	DA_{WKW}	$W_{S-WEA,Ges}$	DA_{S-WEA}	DA_{Ges}	$\eta_{el, Gesamt}$
0kW	0kWh	0,00%	7406kWh	21,36%	21,4%	41,2%
5kW	438kWh	100,00%	6390kWh	20,98%	26,1%	44,7%
10kW	876kWh	100,00%	5367kWh	20,46%	31,6%	48,9%
15kW	1314kWh	97,45%	4388kWh	19,96%	37,8%	53,5%
20kW	1752kWh	92,47%	3487kWh	19,86%	44,2%	58,2%
25kW	2190kWh	88,27%	2623kWh	20,01%	51,1%	63,4%

Tabelle 8.3: Übersicht über die direkte Nutzung von Wasser- und Windkraft in Region 4, bei Leicht-WEA (L-WEA) und Stark-WEA (S-WEA)

Kapitel 8 Anhang

Die folgenden zwei Abbildungen zeigen die verwendeten Technologien zur Lastabdeckung der Regionen zwei und vier. Dabei werden links die Ergebnisse der Leicht-WEA und rechts die der Stark-WEA dargestellt.

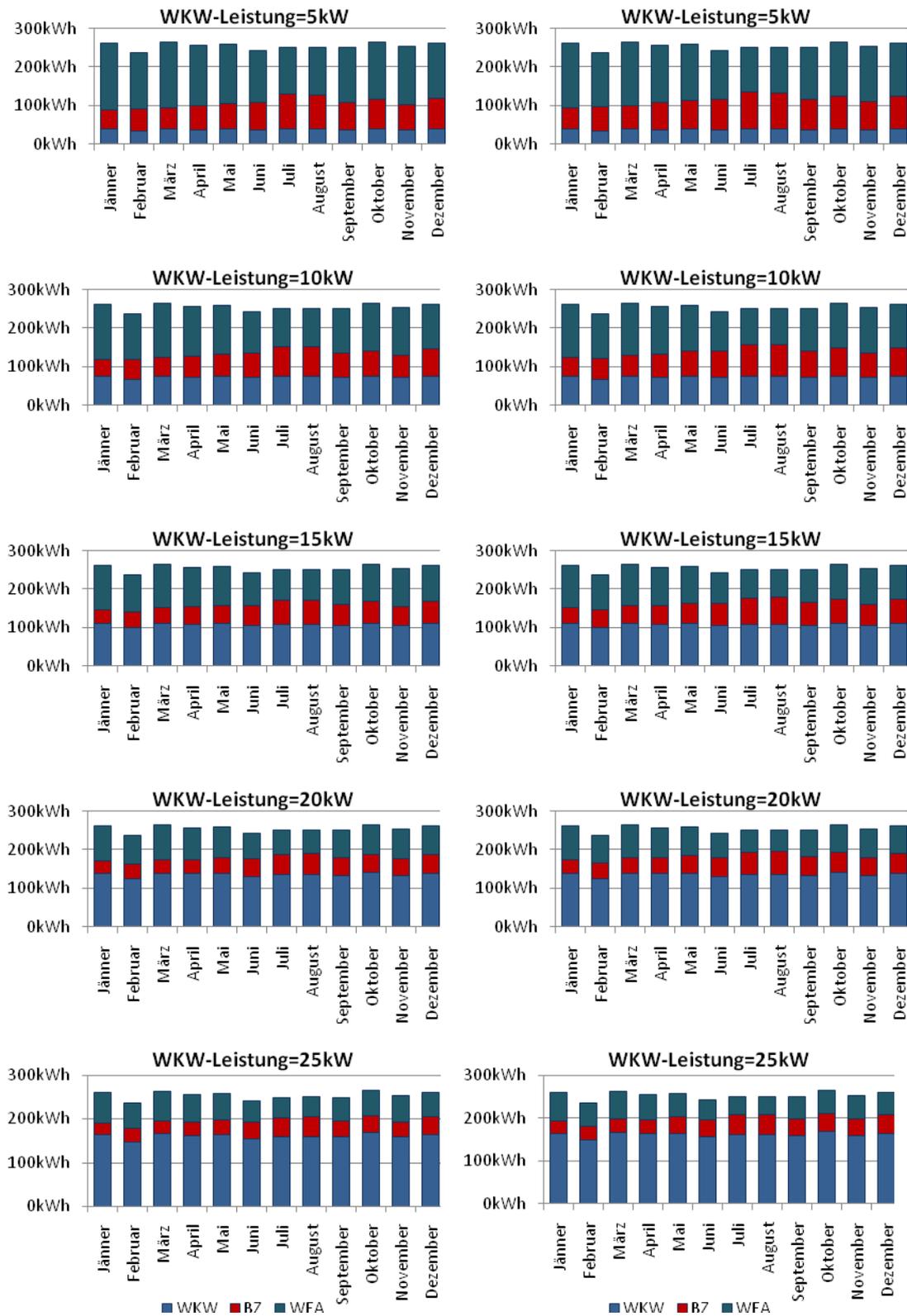


Abbildung 8.24: Lastabdeckung in Region 2 bei Leicht-WEA (links) und Stark-WEA (rechts)

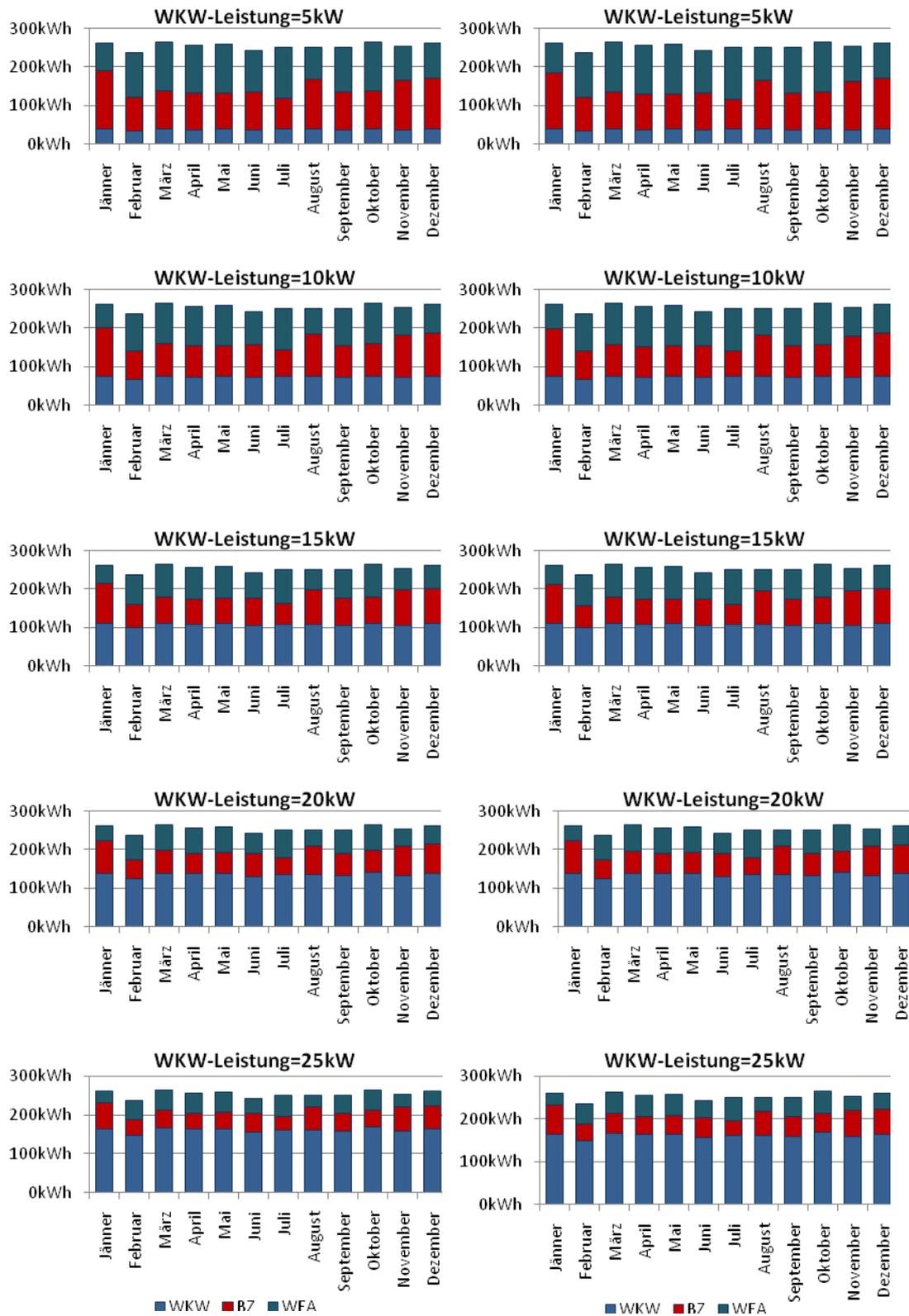


Abbildung 8.25: Lastabdeckung in Region 4 bei Leicht-WEA (links) und Stark-WEA (rechts)

8.8 Spezifische Kosten

Die in Tabelle 8.4 aufgelisteten spezifischen Kosten werden in den ökonomischen Analysen des Kapitel 6 verwendet.

Stromerzeugungstyp	spezifische Kosten
Kleinwasserkraft	4.500€/kW
Leichtwindenergieanlagen	13.210€/kW
Starkwindenergieanlagen	890€/kW
Pphotovoltaik	4.500€/kW

Tabelle 8.4:Spezifische Kosten

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Globaler Primärenergiebedarf 1971-2030 (ab 2002 Prognose), Datenquelle [IEA04] (*...nicht erneuerbar, **...erneuerbar).....	2
Abbildung 1.2: Anstieg des globalen Gesamtprimärenergieverbrauches (TPES) und der CO ₂ -Emissionen, Datenquelle [IEA04]	2
Abbildung 1.3: Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträger in Österreich, Datenquelle:[ECO07].....	4
Abbildung 1.4: Jahresenergieverbrauch von Haushaltsgeräten (alt und neu) [EES07]	6
Abbildung 1.5: Entwicklung des Anteils an Raumwärme in privaten Haushalten und Energieeinsparung im gesamten Wärmeenergieeinsatz in Deutschland lt. Nachhaltigkeitsstudie in [KRE04]	6
Abbildung 1.6: Kenndaten und Entwicklung der Gebäudestandards, Quelle [BUR07], NEH [IGP07].....	7
Abbildung 1.7: Entwicklung der Anzahl der Passivhäuser in Österreich ab 1995	8
Abbildung 2.1: SOFC der Siemens-Westinghouse in Essen (links) und in Irvine (rechts), Quelle [SPG07].....	12
Abbildung 2.2: Schema einer autarken Stromversorgung	14
Abbildung 2.3: Lastgänge der Haushalte (H0); Quelle: VDEW.....	15
Abbildung 2.4: Vergleich der Profile in Abhängigkeit der Jahreszeiten, Quelle: VDEW.....	16
Abbildung 2.5: Vorgeschriebene U-Werte für Wohnbauten, *...niedrigster Wert aller österreichweiten Bauverordnungen, Datenquelle [BLA07], [BLN07], [EAA03]	20
Abbildung 2.6: Heizenergieverbrauch der 22 PH in Darmstadt-Kranichstein, in der Heizperiode 1998-1999, Quelle [EBE03]	21
Abbildung 2.7: Monatliche Abdeckung des Warmwasserbedarfs mittels Niedertemperatur-Selektiv-Kollektor, Quelle [FAN04].....	23
Abbildung 3.1: Globale Produktion von Wasserstoff nach Primärenergieträger [ROM06] ...	24

Abbildung 3.2: Kosten der Wasserstoffherstellung (Erzeugung, Aufbereitung und Verteilung) für stationäre Anwendungen, Quelle [AJA07].....	27
Abbildung 3.3: Kosten für gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung, Quelle [AJA07]	27
Abbildung 3.4: Vergleich: Carnot-Wirkungsgrad mit BZ-Wirkungsgrad	30
Abbildung 3.5: Teillastverhalten einer PAFC, Quelle [WIL01].....	31
Abbildung 3.6: Planarer Aufbau der BZ-Stacks bei Sulzer Hexis [SUL07].....	32
Abbildung 3.7: Turbulares Design der BZ-Stacks bei Siemens Westinghouse [SIE07]	32
Abbildung 3.8: Tanks für komprimierten Wasserstoff von Quantum, Quellen [IND07], [USE07]	35
Abbildung 3.9: Verdichterarbeit pro kg Wasserstoff von 0,1MPa auf das obere Druckniveau, bei 300K Arbeitstemperatur, nach der Gasgleichung für ideale Gase	36
Abbildung 3.10: LH ₂ -Tank-System von Linde, Quelle [USE07]	37
Abbildung 4.1: Gleichzeitigkeitsfaktoren, Datenquelle [RAS03].....	40
Abbildung 4.2: Grundlast des Stromverbrauchs nach Verbrauchergruppen pro Viertelstunde	43
Abbildung 4.3: Vergleich der modellierten Gleichzeitigkeitsfaktoren mit den Referenzdaten aus [RAS03].....	43
Abbildung 4.4: Monatlicher Wärmemengenbedarf zur Raumheizung eines PH mit einem Jahresverbrauch von 10kWh/m ²	44
Abbildung 4.5: Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit in 100 m Nabenhöhe vom Rauigkeitsfaktor	48
Abbildung 4.6: Leistungskurve der modellierten Leicht- und Starkwindenergieanlage.....	49
Abbildung 4.7: Vergleich vom Winddargebot in 10m Höhe und nutzbarem Wind in 18m Höhe.....	50
Abbildung 4.8: Jahresdauerlinie und Volllaststunden einer WEA mit 18m Nabenhöhe	51
Abbildung 4.9: Vergleich des Winddargebots in 10m, 60m, 80m und 100m Höhe.....	52
Abbildung 4.10: Überblick über der Stark-WEA im Bezug auf Jahresdauerlinie und Volllaststunden.....	54
Abbildung 5.1: Stromnachfrage und deren mögliche Deckung an einem Wintertag (oben) und an einem Tag der Übergangszeit.....	56
Abbildung 5.2: Mögliche Lastgänge eines Sommertages	57
Abbildung 5.3: Täglicher Stromverbrauch eines Haushaltes (nach dem H0-Profil).....	57

Abbildung 5.4: Jahresdauerlinie einer PV-Anlage und durchschnittlicher Bedarf eines Haushalts.....	58
Abbildung 5.5: Jahresdauerlinien der Regionen 1 und 2	59
Abbildung 5.6: Jahresdauerlinien der Regionen 3 und 4	60
Abbildung 5.7: Energiebereitstellung eines möglichen Kraftwerksmix der Regionen 1 und 2	61
Abbildung 5.8: Tägliche Energiemengen der Regionen 3 und 4	62
Abbildung 6.1: Durchschnittlicher Sonnenertrag eines Haushalts.....	64
Abbildung 6.2: Abdeckung des Bedarfs durch Brennstoffzelle bzw. Photovoltaikanlage	64
Abbildung 6.3: Anteil an der monatlichen Stromversorgung in Prozent	65
Abbildung 6.4: Speicherstand des Wasserstoffspeichers (in kWh, Monatsende) und erzeugte elektrische Energie der Brennstoffzelle (des Monats)	66
Abbildung 6.5: Verteilung der in den PV-Zellen erzeugten Energie (gesamt)	66
Abbildung 6.6: Veränderung des Speicherstandes, Umwandlungsverluste.....	67
Abbildung 6.7: Trendanalysen der PV-Anlagenfläche über die Einsatzstunden bzw. Volllaststunden.....	67
Abbildung 6.8: Anteil der direkten photovoltaischen Elektroenergie an der gesamten Energiebereitstellung nach den Regionen	68
Abbildung 6.9: Größe der PV-Fläche in Abhängigkeit der Haushaltsanzahl	69
Abbildung 6.10: Veränderung des Energieflusses im Vergleich zu 100 Haushalten.....	70
Abbildung 6.11: Energie der Leicht-WEAs, nach Monat und Region	72
Abbildung 6.12: Verwendungszweck des mittels Leichtwind-Konverter erzeugten Stroms..	73
Abbildung 6.13: Regionale Verwendung des Windstroms	73
Abbildung 6.14: Abhängigkeit der produzierten Strommengen von den Einsatzstunden bei Leichtwindenergieanlagen	74
Abbildung 6.15: Abhängigkeit der produzierten Strommengen von den Volllaststunden bei Leichtwindenergieanlagen	74
Abbildung 6.16: Energieaufbringung nach Technologie und Monat.....	75
Abbildung 6.17: Stromproduktion der WEA mit 60m Nabenhöhe, nach Monat und Region	76
Abbildung 6.18: Verwendungszweck des mittels WEA in 60m Höhe erzeugten Stroms	77
Abbildung 6.19: Regionale Verwendung des Windstroms	77

Abbildung 6.20: Stromproduktion und deren Verwendung nach Einsatzstunden bei WEA in 60m Höhe.....	78
Abbildung 6.21: Abhängigkeit der produzierten Strommengen und Verluste bei WEA in 60m Höhe nach Volllaststunden	78
Abbildung 6.22: Lastabdeckung nach Technologie und Region	79
Abbildung 6.23: Prozentuelle Stromproduktion der WEA in 80m Höhe, nach Monat und Region	80
Abbildung 6.24: Verwendungszweck des mittels WEA in 80m Höhe produzierten Stroms..	81
Abbildung 6.25: Regionale Verwendung des Windstroms	81
Abbildung 6.26: Stromproduktion und deren Verwendung nach Einsatzstunden bei WEA mit einer Nabenhöhe von 80m	82
Abbildung 6.27: Abhängigkeit der produzierten Strommenge und Verluste bei WEA in 80m Nabenhöhe nach Volllaststunden	82
Abbildung 6.28: Lastabdeckung der Regionen zwei und vier bei WEA mit einer Nabenhöhe von 80 Metern	83
Abbildung 6.29: Stromproduktion der WEA mit 100m Nabenhöhe, nach Monat und Region	84
Abbildung 6.30: Nennleistung der Leicht-WEA in Abhängigkeit der PV-Fläche.....	89
Abbildung 6.31: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche	89
Abbildung 6.32: Nennleistung der Stark-WEA mit einer Nabenhöhe von 100m in Abhängigkeit der PV-Fläche.....	90
Abbildung 6.33: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche	91
Abbildung 6.34: Nennleistung der Leicht-WEA in Abhängigkeit der PV-Fläche.....	91
Abbildung 6.35: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche	92
Abbildung 6.36: Nennleistung der Stark-WEA mit einer Nabenhöhe von 100m in Abhängigkeit der PV-Fläche.....	92
Abbildung 6.37: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche	93
Abbildung 6.38: Nennleistung der Leicht-WEA in Abhängigkeit der PV-Fläche.....	94
Abbildung 6.39: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche	94
Abbildung 6.40: Nennleistung der Stark-WEA mit einer Nabenhöhe von 100m in Abhängigkeit der PV-Fläche.....	95
Abbildung 6.41: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche	95

Abbildung 6.42: Benötigte PV-Flächen bei vorgegebener Dauerleistung des Kleinstwasserkraftwerks	97
Abbildung 6.43: Speichergröße und Energiebereitstellung nach Technologie	98
Abbildung 6.44: Lastabdeckung nach Technologie bei WKW, PV und BZ	98
Abbildung 6.45: Benötigte Windleistung der Leicht-WEA in Region 2 und H ₂ -Speichergröße bei gegebener WKW-Leistung.....	100
Abbildung 6.46: Windleistung und Speichergröße für autonome Versorgung mit Wasserkraft und Starkwindenergieanlagen in Region 2.....	101
Abbildung 6.47: Benötigte Windleistung der Leicht-WEA in Region 4 und H ₂ -Speichergröße bei gegebener WKW-Leistung.....	102
Abbildung 6.48: Windleistung und Speichergröße für autonome Versorgung mit Wasserkraft und Starkwindenergieanlagen in Region 4.....	103
Abbildung 6.49: Kennlinienfeld für Stromerzeugung aus Wind-, Wasserkraft und Photovoltaik in Region 2 und 4 bei Leicht-WEA (links) und Stark-WEA (rechts).....	104
Abbildung 6.50: Kostenanalyse der ökonomisch und ökologisch sinnvollen Konfigurationen	107
Abbildung 7.1: Wärmeabdeckung und -mangel in Region 1 bei billigster Konfiguration ...	109
Abbildung 7.2: Wärmeabdeckung und -mangel in Region 1	110
Abbildung 7.3: Abdeckung und Mangel der benötigten Wärme für die Raumheizung und WW in Region 2, billigste Konfiguration	112
Abbildung 7.4: Abdeckung und Mangel der Versorgung mit BZ und Sonnenkollektor in Region 2 bei kleinstem Speichervolumen und größtem elektrischen Wirkungsgrad.....	113
Abbildung 7.5:Wärmebereitstellung und -bedarf in Region 3 bei optimaler Stromerzeugung	115
Abbildung 7.6:Abdeckung des Wärmebedarfs in Region 4 mit Sonnenkollektorunterstützung	116
Abbildung 8.1: Leicht-WEA und BZ, Abdeckung der Last	119
Abbildung 8.2: Prozentueller Anteil an der Energiebereitstellung von WEA und BZ	120
Abbildung 8.3: Gespeicherte, entnommene Energie aus dem Wasserstoffspeicher mit Umwandlungsverlusten	121
Abbildung 8.4: Lastabdeckung bei Stark-WEA mit 60m Nabenhöhe nach Regionen	122
Abbildung 8.5: Lastabdeckung nach Technologie in Prozent bei Stark-WEA mit 60m Nabenhöhe	123

Abbildung 8.6: Energiemengen der Speicherung, Entleerung und die dabei auftretenden Verluste bei WEA mit 60m Nabenhöhe.....	124
Abbildung 8.7: Lastabdeckung bei Stark-WEA mit 80m Nabenhöhe nach Regionen	125
Abbildung 8.8: Lastabdeckung nach Technologie in Prozent bei Stark-WEA mit 60m Nabenhöhe	126
Abbildung 8.9: Gespeicherte, entnommene Energie aus dem Wasserstoffspeicher mit Umwandlungsverlusten.....	127
Abbildung 8.10: Verwendungszweck des mittels WEA in 100m Höhe erzeugten Stroms ..	128
Abbildung 8.11: Regionale Verwendung des Windstroms	128
Abbildung 8.12: Lastabdeckung nach Region bei WEA in 100m Nabenhöhe	129
Abbildung 8.13: Produktion, Verluste und Einsatz nach Einsatzstunden.....	129
Abbildung 8.14: Produktion, Verluste und tatsächlicher Einsatz nach Volllaststunden.....	130
Abbildung 8.15: Lastabdeckung nach Technologie in Prozent bei WEA mit 100m Nabenhöhe	130
Abbildung 8.16: Gespeicherte, entnommene Energie aus dem Wasserstoffspeicher mit den anfallenden Umwandlungsverlusten	131
Abbildung 8.17: Nennleistung der Leicht-WEA in Abhängigkeit der PV-Fläche.....	132
Abbildung 8.18: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche	132
Abbildung 8.19: Nennleistung der Stark-WEA mit einer Nabenhöhe von 100m in Abhängigkeit der PV-Fläche.....	133
Abbildung 8.20: Energieertrag der einzelnen Stromerzeuger nach PV-Fläche	133
Abbildung 8.21: Monatliche Lastabdeckung von WKW, PV und BZ bei installierter WKW-Leistung von 5kW bzw. 10kW.....	134
Abbildung 8.22: Monatliche Lastabdeckung von WKW, PV und BZ bei installierter WKW-Leistung von 15kW bzw. 20kW bzw. 25kW	135
Abbildung 8.23: Verwendung der erzeugten, elektrischen Energie nach installierter Kleinwasserkraftleistung.....	136
Abbildung 8.24: Lastabdeckung in Region 2 bei Leicht-WEA (links) und Stark-WEA (rechts)	140
Abbildung 8.25: Lastabdeckung in Region 4 bei Leicht-WEA (links) und Stark-WEA (rechts)	141

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Vergleich verschiedener KWK-Technologien, Quelle [BRA05].....	13
Tabelle 2.2: Vorgaben der U-Werte lt. Bauverordnung, Datenquelle: [EAA03].....	19
Tabelle 2.3: Entwicklung des Heizenergieverbrauchs als Durchschnitt von 22 PH in Darmstadt-Kranichstein, Quelle [EBE03].....	21
Tabelle 3.1: Übersicht der Brennstoffzellen (DT...Dampfturbine), Quelle [ROM06].....	33
Tabelle 3.2: Marktübersicht über Brennstoffzellenheizgeräte nach [AHA07]	34
Tabelle 3.3: Übersicht über die wesentlichen Speicherarten von Wasserstoff, Quellen [GEI03], [BIF04], [ROM06], [SCH06]	38
Tabelle 4.1: Stromverbrauchsreduktion bei Sparhaushalten gegenüber Durchschnittshaushalt, Datenquelle [VEO07]	42
Tabelle 4.2: Übersicht über die Standorte (*...in 10 m, **...Stark-WEA, Nabenhöhe = 100m)	46
Tabelle 4.3: Vergleich der Windenergieanlagen.....	53
Tabelle 5.1: Übersicht der Wirkungsgrade des Modells	58
Tabelle 6.1: PV-Flächen für 100 Haushalte in den Regionen	63
Tabelle 6.2: Durchschnittlicher Anteil an direktem Sonnenelektroenergieverbrauch und dadurch entstehender Wasserstoffspeichergröße in m ³	68
Tabelle 6.3: Vergleich der Flächen der PV-Anlagen in Abhängigkeit der Haushaltsanzahl ..	69
Tabelle 6.4: Nennleistung der Leicht-WEA nach Region.....	71
Tabelle 6.5: Überproduktionsraten bei Leicht-WEA	75
Tabelle 6.6: Nennleistung der WEA mit einer Nabenhöhe von 60m nach Region.....	76
Tabelle 6.7: Überproduktionsraten bei WEA in 60m Höhe	79
Tabelle 6.8: Erforderliche Nennleistungen für eine autonome Energieversorgung bei WEA mit einer Nabenhöhe von 80m.	80

Tabelle 6.9: Überproduktionsraten bei WEA in 80m Höhe	83
Tabelle 6.10: Nennleistung der WEA in 100m Nabenhöhe nach Region	83
Tabelle 6.11: Überproduktionsraten bei WEA in 100m Nabenhöhe	84
Tabelle 6.12: Vergleich der Simulationsergebnisse der verschiedenen WEA in Region 1	85
Tabelle 6.13: Vergleich der Simulationsergebnisse der verschiedenen WEA in Region 2	86
Tabelle 6.14: Vergleich der Simulationsergebnisse der verschiedenen WEA in Region 3	87
Tabelle 6.15: Vergleich der Simulationsergebnisse der verschiedenen WEA in Region 4	88
Tabelle 6.16: Überblick über die Konfiguration der Technologien bei geringster SpeichergroÙe.....	96
Tabelle 6.17: Gegenüberstellung der minimalen Kosten und der Kosten bei minimaler SpeichergroÙe.....	96
Tabelle 6.18: Aufteilung der erzeugten Energie und elektrischer Systemwirkungsgrad	99
Tabelle 6.19: Kosten einer kombinierten Stromversorgung aus WKW und PV	99
Tabelle 6.20: Einsparungen zufolge der gestiegenen Wasserkraftwerksleistung in Region 2	101
Tabelle 6.21: Einsparungen zufolge der gestiegenen Wasserkraftwerksleistung in Region 4	102
Tabelle 6.22: Billigste Kombinationen von Wasser- und Windkraftanlagen in den Regionen 2 und 4.....	103
Tabelle 6.23: Auflistung der Konfiguration bei billigstem Gesamtpreis (P), geringstem Speichervolumen (S) und größtem Wirkungsgrad (W).....	105
Tabelle 6.24: Weiterführende Daten zu Tabelle 6.23	105
Tabelle 6.25: Konfiguration der billigsten Stromversorgung der Regionen	106
Tabelle 6.26: Günstigste Kombination in Bezug auf den kleinsten Speicher und den größten Wirkungsgrad.....	107
Tabelle 7.1: Vergleich der wichtigsten Daten bei reiner Strom- und kombinierter Strom- und Wärmeversorgung in Region 1, billigste Konfiguration.....	109
Tabelle 7.2: Vergleich der wichtigsten Daten bei reiner Strom- und kombinierter Strom- und Wärmeversorgung in Region 1, nur mit PV-Zellen	111
Tabelle 7.3: Änderung der Windleistung, des Speichervolumens und des Gesamtwirkungsgrades bei Verwertung der BZ-Wärme	112
Tabelle 7.4: Vergleich: reine Stromversorgung, Wärmeabdeckung mit PV und mit WEA .	113

Tabelle 7.5: Komplette Energieversorgung der Region 2 mit Abdeckung des Wärmebedarfs durch WEA bzw. PV.....	114
Tabelle 7.6: Vergleich der günstigsten Stromversorgung mit der Strom- und Wärmeversorgung mit und ohne Sonnenkollektorunterstützung.....	116
Tabelle 7.7: Wärmeabdeckung mit Sonnenkollektorunterstützung und Wasserstoffbrenner der Region 4.....	117
Tabelle 7.8: Wärmebedarfsabdeckung nur mit Wasserstoffbrenner der Region 4.....	117
Tabelle 7.9: Wärmeabdeckung bei Konfigurationen ohne Wasserkraft und Sonnenkollektor der Region 4.....	117
Tabelle 8.1: Übersicht über die direkte Nutzung von Wasserkraft und PV.....	136
Tabelle 8.2: Übersicht über die direkte Nutzung von Wasser- und Windkraft in Region 2, bei Leicht-WEA (L-WEA) und Stark-WEA (S-WEA).....	137
Tabelle 8.3: Übersicht über die direkte Nutzung von Wasser- und Windkraft in Region 4, bei Leicht-WEA (L-WEA) und Stark-WEA (S-WEA).....	137
Tabelle 8.4: Spezifische Kosten.....	142

Literaturverzeichnis

- [AHA07] Ahammer F., Gutschi C., Stigler H., *Anwendung der Brennstoffzellentechnologie als Mikro-KWK im Wohnbereich*, Beitrag zur 5. Internationalen Energiewirtschaftstagung IEWT2007, 14.-16. Februar 2007, Technische Universität Wien
- [AJA07] Ajanovic A., Haas R., Nakicenovic N. *Wasserstoff aus erneuerbaren vs. Direkte Nutzung erneuerbarer Energieträger*, Beitrag zur 5. Internationalen Energiewirtschaftstagung IEWT2007, 14.-16. Februar 2007, Technische Universität Wien
- [BIF04] Biffel O. (Hrsg.): *Wirtschaftliche und technische Herausforderungen bei der Nutzung von Windenergie aus heutiger Sicht – Einführung von Wasserstoff als Energiespeicher für Windenergieanlagen*, Diplomarbeit an der Technischen Universität Wien, 1. Mai 2004
- [BKW07] Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (Deutschland): http://www.bkww.de/bkww/infos/studien/view_html?zid=293, 31.05.2007
- [BLA07] *Wohnen Energie Burgenland, Sanierung*, http://www.imburgenland.at/index.jsp?activePage=/gemeinden/gemeinden_privat/UUE_umwelt_und_energieberatung/UUE_BBG_SAN_sanierung.jsp&activeColumnUri=tcm:0-0-0, 15.06.2007
- [BLN07] *Wohnen Energie Burgenland, Neubau*, http://www.imburgenland.at/index.jsp?activePage=/gemeinden/gemeinden_privat/UUE_umwelt_und_energieberatung/UUE_BBG_NEB_neubau.jsp&activeColumnUri=tcm:0-0-0, 15.06.2007
- [BML02] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt- und Wasserwirtschaft (BMLFUW), Strategie Österreichs zur Erreichung des Kyoto-Ziels – Klimastrategie 2008/2012, 18.06.2002
- [BMV07] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien, 3. Aktualisierte Auflage 2007: *Haus der Zukunft – Aktuelle Ergebnisse, erweiterte Auflage 2007*

- [BRA05] Brauner G.: *Energieübertragung und Kraftwerke*, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, 2.Auflage 2005
- [BRE04] Brauner G.: *Energieversorgung*, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, 1.Auflage 2004
- [BRO05] Brodrick C.-J., Co-Director, James Madison University (JMU) Alternative Fuels Program, *Overview of JMU's Hydrogen/Fuel Cell Projects*, August 19th, 2005
- [BUR07] Burkhardt U., isPRO visions, Niedernhall, Deutschland, <http://www.isprovisions.com/25210.html>, 28.05.2007
- [CAF06] California Fuel Cell Partnership (CaFCP), *Progress Report 2006: Driving for the Future*
- [CHA99] W. Chjarytnmiuk, M.S. Chen, P. Kotas, P. V. Olinda: *Demand forecasting in power distribution systems using nonparametric probability density estimation*. IEEE Transactions on Power Systems, 14(4):1200-1206, November 1999
- [DAN07] Danish Wind Industry: www.windpower.org, 12.08.2007
- [DEC07] European Commission, Directorate-General for Energy and Transport: <http://www.managenergy.net/products/R210.htm>, 14.9.2007
- [DWV06] *Wasserstoff und Brennstoffzellen 2006, Bericht des Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verbandes (DWV) anlässlich seiner Jahrespressekonferenz, DWV 2006*
- [EAA03] Energy Agency: *Wärmeschutzbestimmungen von Gebäuden in österreichischen Bundesländern, Stand September 2003*, [http://www.energyagency.at/\(de\)/enz/k-wert.htm](http://www.energyagency.at/(de)/enz/k-wert.htm), 15.06.2007
- [EBE03] Ebel, W. Großklos M., Knissel J., Loga T. Müller K., *Wohnen in Passiv- und Niedrigenergiehäusern, Teilbericht, Bauprojekt, messtechnische Auswertung, Energiebilanzen und Analyse des Nutzereinflusses*, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, Juli 2003, ISBN: 3-932074-63-7
- [EBN06] Land NÖ, Abteilung Umweltwirtschaft und Raumordnungsförderung, *Passiv- und Niedrigenergiehäuser – Höchste Behaglichkeit bei niedrigsten Energiekosten*, Verlag: Bio Erlebnispark GmbH, Wer. Neustadt, 3. Überarbeitete Auflage, Jänner 2006
- [EBW07] Energie Baden-Württemberg AG 2007: <http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/stromverteilnetz/netznutzung/lastprofile/index.jsp>, Juni 2007

- [ECO07] E-Control: http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATEN_FAKTEN/ENERGIESTATISTIK/JAHRESREIHEN, 31.05.2007
- [EES07] E-Control: Energiespartipps: http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/SERVICE/ENERGIEEFFIZIENZ/TIPPS, 28.08.2007
- [EIA07] Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington, D.C.: *International Energy Outlook 2007*, Mai 2007
- [ENG02] Engler D.: *Leichtwindstrom*, tec21 Ausgabe 10/2002
- [EVB04] Energieinstitut Vorarlberg, *max50*, Ausgabe Dezember 2004, Nr. 26
- [FAN04] Fanning G.: Die wirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energieträger, Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 2004
- [FIZ07] Mayer F., FIZ Karlsruhe, BINE Informationsdienst: *BINE projectinfo 02/07: Kleine Windenergieanlage für Netz- und Inselbetrieb*, Seiten 1-4, ISSN 0937 – 8367, auch auf www.bine.info
- [GEI04] Geitmann S., *H2 – Die Wasserstoff-CD*, Hydrogeit Verlag, 2004, ISBN: 3-937863-03-6
- [H2M07] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, February 2006, <http://www.h2mobility.org/>, 28.06.2007
- [H2S07] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, *Hydrogen Filling stations worldwide*, <http://www.h2stations.org/>, 28.06.2007
- [HAA05] Ajanovic A., Haas R., Nakicenovic N., *Wirtschaftliche Aspekte von Öko-Wasserstoff*, Österreichische Wasserstoff-Konferenz, 10 Okt. 2005, Bundesministerium für Innovation und Technik (bmvit)
- [IEA01] International Energy Agency, OECD, *Things that go blip in the night, Standby Power and How to Limit it*, 2001
- [IEA04] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2004*
- [IGP07] IG Passivhaus Österreich, *Innovative Passivhausprojekte, Objektdokumentation anlässlich der 3. Tage des Passivhause*, 2.Auflage; Jänner 2007
- [IND07] Indiacar: <http://www.indiacar.com/infobank/hydrogenfuel2.htm>, 18.09.2007
- [IPC07] IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change): *Climate Change 2007: The Physical Science Basis - Summary for Policymakers*, Corrections May 5th 2007
- [ISE06] Institut für Solare Energieversorgung (ISET), Verein an der Universität Kassel e.V. und Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): *Effizienz der Windenergie, Auszug aus: Windenergiereport Deutschland 2005*, Berlin 2006

- [KAR06] Karl J., *Dezentrale Energiesysteme – Neue Technologien im liberalisiertem Markt*, 2., verbesserte Auflage, Oldenburg Wissenschaftsverlag GmbH, 2006, ISBN: 3-486-57722-0, bzw. 978-3-486-57722-8
- [KEL07] Kelag, *Haushaltsstromverbrauch*, http://haushalte.kelag.at/content/page_hh_stromverbrauch.jsp, 14.06.2007
- [KRE04] W. Krewitt, M. Pehnt, M. Fishedick, H. V. Temming: *Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung – Ökobilanzen, Szenarien, Marktpotenziale*, Beiträge zur Umweltgestaltung Band A 156, Erich Schmidt Verlag, Berlin 2004
- [PEH02] Pehnt M., *Energierévolution Brennstoffzelle? Perspektiven, Fakten, Anwendungen*, WILEY-VCH-Verlag GmbH, 2002, ISBN: 3-527-30511-4
- [PEN04] Penche C., *Layman's Guidebook on how to develop a small hydro site*, ESHA 1989, Übersetzung und Aktualisierung von Pelikan B., ESHA
- [RAS03] F. Raschbacher: *Dezentrale Energieversorgung von Wohngebäuden*, Dissertation an der Technischen Universität Wien, Juni 2003
- [ROM06] Romm J. J., *Der Wasserstoff-Boom*, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2006, Übersetzung aus dem Englischen (*The Hype about Hydrogen. Facts and Fiction in the Race to Save the Climate*, 2004 & 2005): Moser J. G.
- [SCH06] Schmekal F. (Hrsg.): *Brennstoffzellentechnologie – und ihr Einsatz im Privathaushalt*, Diplomarbeit an der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg Fachbereich Ökotoxikologie, 31.08.2006
- [SCH07] Schild M., Sidler C., Humm O.: *Leistungsgarantie – Haustechnik*, Herausgeber: Bundesamt für Energie und Verein Minergie, Schweiz, Februar 2007
- [SEI02] Seibert M., King P., Zhang L., Mets L., Ghirardi M., *Molecular Engineering of Algal H₂ Production*, Proceedings of the 2002 U.S. DOE Hydrogen Program Review, NREL, 2002, downloaded from http://www.nrel.gov/hydrogen/proj_production_delivery.html, 27.06.2007
- [SIE07] Siemens Westinghouse, <http://www.powergeneration.siemens.com/en/fuelcells/technology/index.cfm>, 28.06.2007
- [SOL06] SOLID 2006: *Wunderding im Praxistest*, Ausgabe: Februar 2006, Seite 65
- [SOL07] Solarcontact: <http://www.solarcontact.de/content/news/detail.php4?id=1236>, 01.10.2007
- [SON07] SolarOne: http://www.solarone.de/photovoltaik_kosten.html, 01.10.2007
- [SPA04] Spalinger U., Hofer W.: *Marktstudie Aventa Leichtwindanlage*, Schlussbericht, Mai 2004

- [SPG07] Siemens - Power Generation: <http://www.powergeneration.siemens.de/products-solutions-services/products-packages/fuel-cells/demonstrations/>, 14.9.2007
- [STA04] Statistik-Austria, *Energieeinsatz der Haushalte 2004*, http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html, 14.6.2007
- [STH07] Statistik Austria: Ergebnisse zum Themengebiet Haushalte, Familien und Lebensformen: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/bevoelkerung/haushalte_familien_lebensformen/index.html, 18.09.2007
- [SUL07] Sulzer Hexis, Prospekt: *Galileo – Mit Brennstoffzellen dezentral Strom und Wärme erzeugen*, downloaded from <http://www.hexis.com/downloads.htm>, 28.06.2007
- [TUR03] Turner J. A., *Photoelectrochemical Water Splitting*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2003, downloaded from http://www.nrel.gov/hydrogen/proj_production_delivery.html, 27.06.2007
- [USE07] U.S. Department of Energy: Gaseous and liquid Hydrogen storage: http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/storage/hydrogen_storage.html#compressed, 18.09.2007
- [VAI07] *Brennstoffzellen-Heizgerät - neue Energielösung im Wohnbau*, http://www.vaillant.at/Presse/Presse-Information/Entwicklung/article/Brennstoffzellen-Heizgeraet_-_neue_Energieloesung_im_Wohnbau.html, 25.06.2007
- [VEO07] Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ): *Jahresstromverbrauch in Kilowattstunden*, <http://www.veoe.at/70.html?&L=0>, 05.06.2007