

Projektarbeit *TUM: Junge Akademie*

## **Autarke Gemeinde**

**Nachhaltige Energiekonzepte**

Miriam Däubler    Dominik Ebi    Markus Ebert    Philipp Geyer  
Thomas Grauvogl    Matthias Mitterhofer    Sascha Posanski  
Christina Schöberl    Andreas Steer    Christoph Niedermeier  
Sebastian Neusser

4. Oktober 2011

Technische Universität München  
TUM - Junge Akademie

# Vorwort

Vorwort der Leitung der TUM:Jungen Akademie.

# Danksagung

Wir danken dem Landkreis Freising für die Unterstützung unseres Projektes. Durch diese Kooperation war es erst möglich, unsere Arbeit an konkreten Daten, lokalen Gegebenheiten, realen Herausforderungen und erfolgreichen Beispielen festzumachen. Besonders danken möchten wir Herrn Hofmann vom Landratsamt Freising, der unser wichtigster Ansprechpartner war und unsere Kooperation organisierte, uns in unserer Recherchearbeit mit Daten unterstützte, den Kontakt zu weiteren Personen im Landkreis herstellte und uns bereits erfolgreiche Projekte und Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energieversorgung vor Ort zeigte. Ebenfalls danken möchten wir den Kommunen im Landkreis, speziell den Gemeinden Attenkirchen, Hohenkammer und der Stadt Moosburg, sowie den Menschen vor Ort, die sich Zeit genommen und uns bei unserer Arbeit unterstützt haben. Dank gebührt auch den Vereinen Solarfreunde Moosburg e.V. und Sonnenkraft Freising e.V., die uns Daten zu Stromverbrauch und -erzeugung sowie bereits installierten Photovoltaik- und Solarthermieanlagen zur Verfügung gestellt haben.

Danken wollen wir darüber hinaus allen Professoren und wissenschaftlichen Mitarbeitern an den Lehrstühlen der TU München und den Forschungsinstituten, die ihr wertvolles Wissen in den jeweiligen Themenbereichen und ihre Einschätzung über die zukünftige Entwicklung verschiedenster Technologien mit uns geteilt haben und uns Denkanstöße mit auf den Weg gaben. Abschließend ganz besonders danken möchten wir unserem Mentor Herrn Prof. Sackmann für seine Ratschläge und sein besonderes Engagement im Rahmen dieses Projektseminars, Herrn Prof. Gritzmann für die Initiative zur Gründung und die hervorragende Leitung der TUM: Jungen Akademie sowie Frau Rietz-Leiber und Frau Hofbauer für die unermüdliche Unterstützung bei allen organisatorischen Angelegenheiten. Sie alle haben den Grundstein für ein tolles Jahr Projektseminar im Rahmen der TUM: Jungen Akademie gelegt, das jeden von uns in seiner persönlichen und fachlichen Entwicklung gefordert und gefördert hat. So blicken wir nun mit vielen wertvollen Erfahrungen in die Zukunft und freuen uns, die Idee der TUM: Jungen Akademie an junge Studenten weiterzutragen.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Zielsetzung und Vorgehen</b>	<b>3</b>
2.1	Abgrenzung zu vorhandenen Energiekonzepten . . . . .	3
2.2	Betrachtete Technologien . . . . .	4
2.3	Vorgehen . . . . .	4
<b>3</b>	<b>Energieverbrauch</b>	<b>5</b>
3.1	Stromverbrauch . . . . .	5
3.1.1	Aktueller Verbrauch . . . . .	5
3.1.2	Prognose des Stromverbrauchs . . . . .	8
3.2	Wärmeverbrauch . . . . .	11
3.2.1	Aktueller Verbrauch . . . . .	12
3.2.2	Prognose des Wärmeverbrauchs . . . . .	14
<b>4</b>	<b>Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie</b>	<b>15</b>
4.1	Photovoltaik . . . . .	15
4.1.1	Technologiebeschreibung . . . . .	15
4.1.2	Charakteristik und Kosten der Energieerzeugung . . . . .	18
4.1.3	Beispiele . . . . .	24
4.1.4	Abschätzung der Potentiale im Landkreis Freising . . . . .	25
4.2	Windkraft . . . . .	27
4.2.1	Technologiebeschreibung . . . . .	28
4.2.2	Energieerzeugung . . . . .	34
4.3	Wasserkraft . . . . .	43
4.3.1	Grundlagen der Wasserkraft . . . . .	43
4.3.2	Ermittlung des Potentials . . . . .	47
4.3.3	Gesamtes Potential der Wasserkraft . . . . .	50
4.4	Biomasse . . . . .	54
4.4.1	Grundlagen . . . . .	54
4.4.2	Ermittlung der Potentiale im Landkreis Freising . . . . .	58
4.4.3	Gesamtes Potential aus Biomasse . . . . .	62
4.5	Solarthermie . . . . .	64
4.5.1	Technologie . . . . .	64
4.5.2	Energieerzeugung . . . . .	67
4.5.3	Prognose . . . . .	70
4.5.4	Beispiele . . . . .	70

## *Inhaltsverzeichnis*

4.6	Speichertechnologien . . . . .	73
4.6.1	Energiespeicher im Stromnetz . . . . .	73
4.6.2	Wärmespeicher . . . . .	89
4.7	Wärmeverbrauchsenkende Maßnahmen im Gebäudebereich . . . . .	95
4.7.1	Gebäudebestand der BRD . . . . .	95
4.7.2	Modernisierungsmaßnahmen . . . . .	98
4.7.3	Neuplanung und Städtebau . . . . .	107
4.7.4	Ausblick und Potential . . . . .	111
<b>5</b>	<b>Finanzierungsmodelle</b>	<b>113</b>
5.1	Finanzierung . . . . .	113
5.1.1	Finanzierungsarten . . . . .	113
5.1.2	Unternehmens- versus Projektfinanzierung . . . . .	114
5.1.3	Charakteristika einer Projektfinanzierung . . . . .	116
5.1.4	Evaluierung der Finanzierungssituation . . . . .	120
5.2	Kooperationsformen & Betreibermodelle . . . . .	122
5.2.1	Gesellschaftsformen . . . . .	122
5.2.2	Beteiligungsmodelle . . . . .	125
5.3	Förderung . . . . .	126
5.4	Wirtschaftlichkeit & Bewertung . . . . .	127
5.4.1	Betriebswirtschaftliche Berechnung . . . . .	127
5.4.2	Volkswirtschaftliche Berechnung . . . . .	128
<b>6</b>	<b>Auswertung: Differenz zwischen Energieverbrauch und regenerativ erzeugter Energie</b>	<b>134</b>
6.1	Differenz in der jährlichen Energieerzeugung im Landkreis Freising . . . . .	134
6.1.1	Jährlicher Energieverbrauch . . . . .	134
6.1.2	Jährliche regenerative Energieerzeugung . . . . .	135
6.1.3	Energiedifferenz . . . . .	137
6.2	Leistungsbetrachtung im Landkreis Freising . . . . .	138
6.2.1	Leistungsbedarf . . . . .	138
6.2.2	Installierte Leistung . . . . .	138
6.2.3	Leistungsdifferenz . . . . .	139
<b>7</b>	<b>Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende</b>	<b>141</b>
7.1	Strom . . . . .	141
7.1.1	Energiebetrachtung . . . . .	141
7.1.2	Leistungsbetrachtung . . . . .	144
7.2	Wärme . . . . .	148
7.2.1	Einsparung im Bereich der Privathaushalte . . . . .	148
7.2.2	Erhöhung der Produktion von Wärmeenergie . . . . .	149
7.2.3	Zusammenfassung der Wärmebetrachtung . . . . .	150
7.3	Zusammenfassung: Maßnahmen zur vollständigen regenerativen Energieversorgung	150
<b>8</b>	<b>Fazit</b>	<b>152</b>

## *Inhaltsverzeichnis*

<b>Glossar</b>	<b>154</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>156</b>
<b>Symbolverzeichnis</b>	<b>158</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>160</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>162</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>164</b>

# 1 Einleitung

Eine der aktuell größten Herausforderungen für die Menschheit ist der Wandel hin zu einer nachhaltigen und umweltschonenden Energieversorgung. Fossile Ressourcen zur Strom- und Wärmeversorgung werden bei weltweit weiter steigendem Bedarf innerhalb weniger Generationen aufgebraucht sein. Die Kernenergie ist auf Grund der ungelösten Entsorgung des hoch radioaktiven Abfalls sowie des mit dieser Technologie verbundenen Risikos für Mensch und Umwelt keine nachhaltige Alternative. Daher rückt seit einigen Jahren, speziell auch in Deutschland, die Energiepolitik in den Fokus der gesellschaftlichen Diskussion. Grundsätzlich herrscht breiter Konsens über die Notwendigkeit einer Energieversorgung durch Erneuerbare Energiequellen auf der einen und verstärkter Energieeinsparung auf der anderen Seite.

Es ergeben sich jedoch eine ganze Reihe von Problemen, die auf dem Weg zu einer erneuerbaren Energieversorgung gelöst werden müssen. Hierunter fallen insbesondere die hohen Kosten für den Ausbau regenerativer Energieträger, deren Integration in das bestehende Versorgungssystem, die Zuverlässigkeit der neuen Energieformen und die begrenzten Kapazitäten, die beispielsweise im Falle der Wasserkraft nach aktuellem Stand der Technik weitgehend ausgenutzt sind. Einen entscheidenden Beitrag zur Überwindung dieser Probleme wird das intelligente Zusammenspiel all dieser Technologien und Maßnahmen leisten müssen. Darüber hinaus muss ein Umdenken in der Bevölkerung hin zu einem bewussten Umgang mit Energie mit dem Ziel zur Energieeinsparung stattfinden. Am Ende wird die erfolgreiche Umsetzung all dieser Maßnahmen mit der Akzeptanz in der Bevölkerung stehen oder fallen. Diese Akzeptanz zu erreichen erfordert zweierlei: Zum einen müssen Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft eine möglichst transparente und gerechte Verteilung nötiger Einschnitte garantieren, zum anderen muss jeder Einzelne lernen, notwendige Veränderungen im eigenen Umfeld und mitunter unerwünschte Auswirkungen auf bisherige Lebensgewohnheiten zu akzeptieren.

Die vorliegende Arbeit hat das Ziel, die Möglichkeit einer weitgehend autarken Energieversorgung, das heißt möglichst den gesamten Bedarf an Strom und Wärme innerhalb eines bestimmten Gebiets durch regenerative Energien zu decken, unter Berücksichtigung der oben genannten Herausforderungen zu untersuchen. Um den Projektumfang auf ein darstellbares Maß einzugrenzen, findet der Energiebedarf des Verkehrs im Rahmen dieser Arbeit keine Berücksichtigung, obwohl dieser im Hinblick auf eine nachhaltige Mobilität sicher in Zukunft in steigendem Maße mit der Strom- und Wärmeversorgung vernetzt sein wird. Dies ist insofern gerechtfertigt, da der Bereich Verkehr nicht nur in Konkurrenz zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung aus begrenzt vorhandenen Ressourcen stehen wird sondern vielmehr auch Chancen bietet. Ein Beispiel einer solchen Chance ist die Vernetzung von Elektrofahrzeugen zu großen Energiespeichern, die eine wichtige Rolle zur erfolgreichen Nutzung fluktuierender Ressourcen wie Wind und Sonne einnehmen werden. Die Möglichkeit einer weitgehend autarken Energieversorgung wird am Beispiel des Landkreises Freising untersucht, der sich bereits stark auf diesem Gebiet engagiert und den Beschluss gefasst hat, bis zum Jahr 2035 eine vollständig regenerative Energieversorgung aufzubauen. Mit dieser Arbeit soll dem Landkreis ein Konzept mit auf

## *1 Einleitung*

den Weg gegeben werden, wie das definierte Ziel erreicht werden kann. Der zuvor verwendete Begriff der Autarkie darf dabei nicht in dem Sinne verstanden werden, dass der Landkreis sich von den vorhandenen Netzen abkapseln und isolieren will. Vielmehr beinhaltet dieser Begriff im Rahmen dieser Arbeit den Anspruch, eine regenerative Energieversorgung nicht auf Kosten der vorhandenen Infrastruktur und Netze zu erreichen. Darüber hinaus besteht der Anspruch, Ressourcen wie beispielsweise Holz nur in dem Maße einzusetzen, wie sie im Landkreis selbst nachhaltig gewonnen werden können.

## 2 Zielsetzung und Vorgehen

### 2.1 Abgrenzung zu vorhandenen Energiekonzepten

Die Bewertung erneuerbarer Energien in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft ist oft von den Interessen der jeweiligen Herausgeber beeinflusst. Die vorliegende Arbeit wurde im Rahmen der *TUM: Junge Akademie*<sup>1</sup>, einem Förderprogramm der Technischen Universität München erstellt. Als Resultat der Zusammenarbeit von Studenten verschiedenster (ingenieurs-, naturwissenschaftlicher und betriebswirtschaftlicher) Fachrichtungen, versucht sie einen objektiven, nicht von persönlichen Interessen getriebenen Überblick zu geben.

Um die starke Abhängigkeit von lokalen geographischen Gegebenheiten zu überwinden, wird in der vorliegenden Arbeit der Landkreis Freising als Ganzes betrachtet. Bei derzeitigen Potentialanalysen erneuerbarer Energien für einzelne Standorte ist oft festzustellen, dass diese nicht oder nur schwer übertragbar sind, da auf Grund der Einzelbetrachtung von Gemeinden eine zu starke geographische Abhängigkeit besteht. Durch die landkreisweite Betrachtung ergibt sich der Vorteil, dass keine Fokussierung auf einige wenige Technologien nötig ist, sondern ein ausgewogener Mix der verschiedenen Formen regenerativer Energien sowie ein nennenswerter Beitrag durch Energieeinsparungen betrachtet werden kann. Trotzdem können auch die hier gewonnenen Ergebnisse nicht direkt auf andere Landkreise übertragen werden, da einerseits der aktuelle Stand der regenerativen Energieversorgung in einem betrachteten Gebiet von Bedeutung ist und andererseits selbst auf derart großen Flächen wie der eines Landkreises die geographische Lage starken Einfluss auf die Erträge einzelner Technologien hat. Beispiele hierfür sind die Abhängigkeit der Wasserkraft von vorhandenen Flüssen oder der Photovoltaik von der durchschnittlichen Sonneneinstrahlung. Dennoch ist es ein Ziel dieser Arbeit, die Machbarkeit des Auf- bzw. Ausbaus einer autarken Energieversorgung möglichst losgelöst von lokalen Gegebenheiten zu betrachten.

Ein Grund für die Kooperation mit dem Landkreis Freising ist dessen starkes Engagement für den Ausbau erneuerbarer Energien. Hierdurch sind notwendige Daten zum Energieverbrauch und zur Energieerzeugung sowie Referenzen von einzelnen Gemeinden vorhanden, die bereits erfolgreich innovative Konzepte der Energieerzeugung umsetzen und somit Vorbildcharakter aufweisen können. Diese beiden Tatsachen ermöglichen eine praxisnahe Arbeit mit konkreten Empfehlungen für den Landkreis und Beispielen von einzelnen Gemeinden, anstatt nur auf die verschiedenen Technologien ohne einen Bezug zu realen Anforderungen und Voraussetzungen einzugehen.

---

<sup>1</sup>[http://portal.mytum.de/jungeakademie/index\\_html](http://portal.mytum.de/jungeakademie/index_html)

## 2.2 Betrachtete Technologien

In dieser Arbeit werden die wichtigsten etablierten Technologien regenerativer Energien betrachtet, die üblicherweise praktische Anwendung finden. Konkret sind dies:

- Photovoltaik
- Windkraft
- Wasserkraft
- Biomasse
- Solarthermie

Tiefengeothermie wird nicht berücksichtigt, da keine dafür geeigneten Gesteinsschichten im Landkreis Freising bekannt sind. Darüber hinaus werden Energiespeicher und Technologien sowie Maßnahmen zur Reduzierung des Wärmebedarfs im Gebäudebereich behandelt. Neben der rein technologischen Betrachtung erfolgt auch eine ökonomische Analyse von Anlagen und Projekten regenerativer Energieerzeuger.

## 2.3 Vorgehen

In einem ersten Schritt wird der Strom- und Wärmeverbrauch im Landkreis Freising ermittelt. Anschließend werden zunächst allgemein die Vor- und Nachteile der oben genannten Technologien untersucht. Dies betrifft insbesondere die technologischen Grundlagen, die Kosten der Technologien sowie die jahres- und tageszeitabhängige Charakteristik der Stromerzeugung. Ferner wird versucht, eine Abschätzung zu zukünftigen Entwicklungen im Bereich der jeweiligen Technologie zu erstellen, da jedes energiepolitische Konzept mittel- bis langfristiger Natur ist und deshalb nicht nur vom aktuellen Stand der Technik abhängen sollte.

Ausgehend von diesen Informationen werden die im Landkreis Freising installierten Technologien zur regenerativen Energieerzeugung betrachtet und Potentiale ermittelt, die in absehbarer Zeit ausgenutzt werden können. Hierbei wird insbesondere nicht nur das theoretisch mögliche Potential betrachtet, sondern auch das realistische, mit vertretbarem Aufwand erreichbare Potential. Zudem werden Beispiele aus dem Landkreis genannt, die zeigen, wie jede Technologie generell sinnvoll eingesetzt werden kann und wo sie jeweils beispielhaft bereits in einigen Teilen des Landkreises und andernorts in Deutschland eingesetzt wird.

Basierend auf dem ermittelten Energieverbrauch, der aktuellen Aufteilung der Energieerzeugung auf die verschiedenen Technologien und den errechneten Potentialen wird anschließend dargestellt, welcher Ausbau von Anlagen zur erneuerbaren Energieerzeugung nötig beziehungsweise möglich und insbesondere welche Mischung der unterschiedlichen Technologien sinnvoll ist. Dabei werden Maßnahmen und Empfehlungen formuliert, wie der Landkreis Freising bis zum Jahr 2035 eine möglichst vollständig regenerative Energieversorgung erreichen kann.

## 3 Energieverbrauch

Um abschätzen zu können, wie hoch der zu deckende Bedarf an Strom und Wärme im Landkreis Freising ist, sollen sowohl der aktuelle als auch der zu erwartende zukünftige Energieverbrauch im Folgenden näherungsweise ermittelt werden. Hierbei geht es nicht um eine exakte Berechnung beider Größen, sondern vielmehr um eine bestmögliche Näherung approximiert anhand verfügbarer Prognosen und Entwicklungen des Landkreis Freising. Mit Hilfe der ermittelten Größen soll im späteren Verlauf des Berichts die heutige sowie zukünftige Erreichung einer möglichst vollständig regenerativen Energieversorgung im Landkreises Freising erarbeitet werden können.

### 3.1 Stromverbrauch

#### 3.1.1 Aktueller Verbrauch

Zunächst wird auf den aktuellen Stromverbrauch im Landkreis Freising eingegangen. Dieser ist nicht exakt ermittelbar. Deshalb greift diese Arbeit auf eine näherungsweise Bestimmung des Stromverbrauchs durch Sonnenkraft Freising e.V. zurück [1]. Nach eigenen Angaben des Vereins wurden Daten der fünf im Landkreis Freising tätigen Energieversorgungsunternehmen (EVU) gesammelt. Tätig heißt in diesem Zusammenhang, dass die EVU im Landkreis Freising Übertragungsnetze betreiben. Die Verbrauchsabschätzungen ergeben sich als Summe, der im betroffenen Jahr ausgestellten Rechnungen. Da die Rechnungszeiträume, vor allem für Großabnehmer, nicht zwangsläufig mit dem Kalenderjahr zusammenfallen, sind die so ermittelten Größen nicht als unbedingt jahresgenau anzusehen. Sowohl im Jahr 2007 als auch im Jahr 2008 ergab sich auf diese Weise ein Gesamtstromverbrauch des Landkreis Freising von 870 GWh. Dies entspricht einer gemittelten jährlichen Last von 99,2 MW. In Abbildung 3.1 ist der Stromverbrauch für 2008 dargestellt. In dieser Darstellung fällt auf, dass die Gemeinden Eching, Freising, Moosburg und Neufahrn die größten Beiträge zum Verbrauch liefern, wie es nach ihrer im Vergleich hohen Einwohnerzahl zu erwarten war. Abbildung 3.2 zeigt die Einwohnerzahlen im Landkreis Freising nach Gemeinden zum 31.12.2008 [2].

Neben dem Gesamtverbrauch in einem Jahr ist für die Entwicklung eines Energiekonzeptes ebenso wichtig, wie dieser Verbrauch über das Jahr verteilt ist. Abbildung 3.3 zeigt den Verlauf des Stromverbrauches für die Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2008 [3]. Dieser Zeitraum wurde lediglich aus Gründen der logischen Zusammenstellung eines Datensatzes, nicht aus Gründen der Verfügbarkeit gewählt. Die obige Abbildung macht einen generellen Zusammenhang deutlich. Der Stromverbrauch ist in Deutschland in den Wintermonaten sichtbar höher als in den Sommermonaten. Durch Mittelung über die Winter- und Sommermonate wird deutlich, dass der Stromverbrauch deutschlandweit im Sommer um etwa 7% im Vergleich zum Winter absinkt. Es wird angenommen, dass auch der Stromverbrauch im Landkreis Freising diesem generellen Muster folgt, also keine lokalen Faktoren vorliegen, welche zu einer Abweichung füh-

### 3 Energieverbrauch

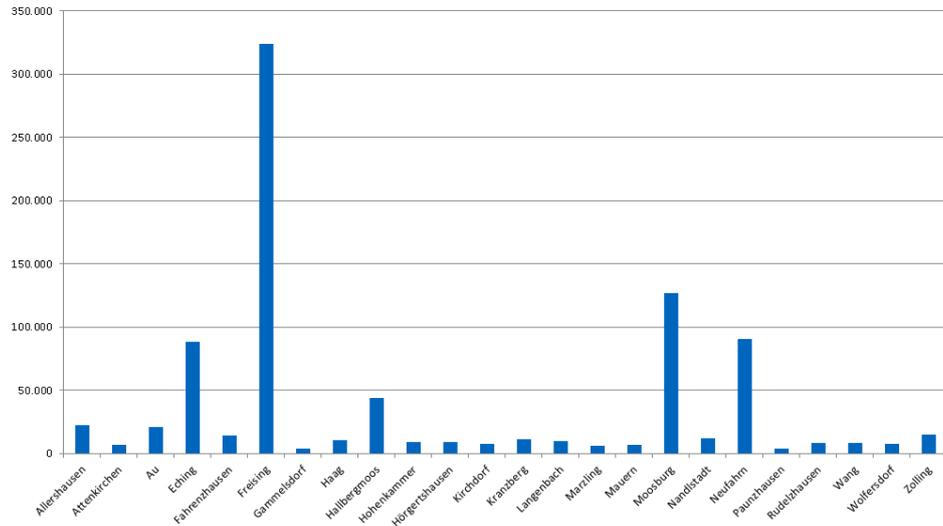


Abbildung 3.1: Stromverbrauch im Landkreis Freising 2008 in GWh

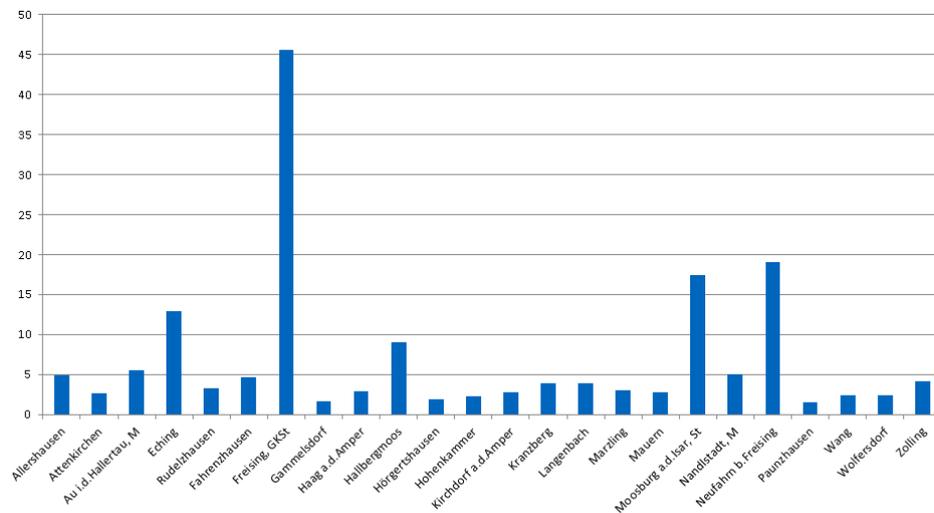


Abbildung 3.2: Einwohner nach Kommunen (zum 31.12.2008 in Tausend)

### 3 Energieverbrauch

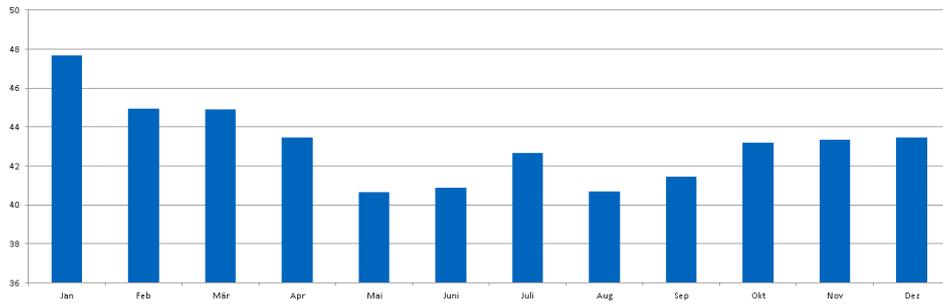


Abbildung 3.3: Stromverbrauch Bundesrepublik 2008 in Mrd. kWh

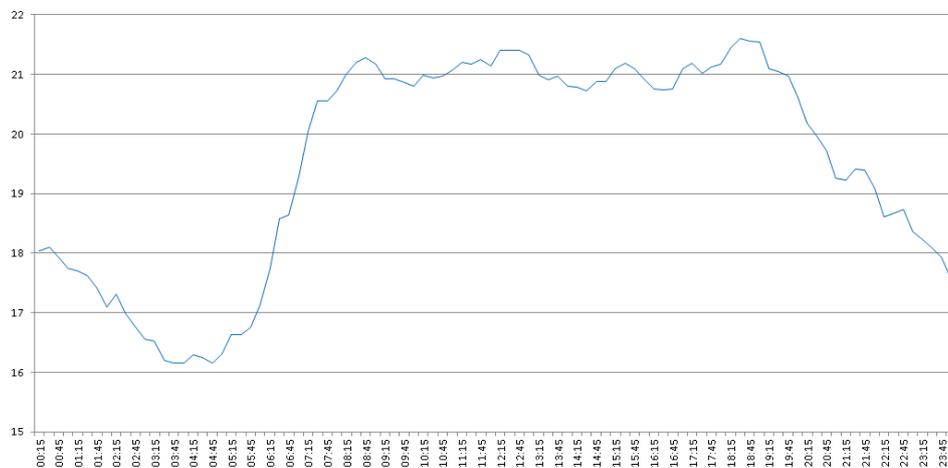


Abbildung 3.4: Lastverlauf am 15.01.2010 in GW

ren.

Neben einer Abhängigkeit bezüglich der Jahreszeit zeigt der Stromverbrauch eine deutliche Schwankung innerhalb der Tageszeiten auf. Um eine Abschätzung für die Tageszeitabhängigkeit des Stromverbrauchs zu erhalten, werden die Lastverläufe des Höchstspannungsnetzes der TenneT TSO GmbH betrachtet [4]. Das Netz der TenneT wurde gewählt, weil es sich von Nord nach Süd über ganz Deutschland erstreckt. Wegen seiner großen Ausdehnung wird davon ausgegangen, dass die Lastverläufe möglichst frei von regionalen Effekten sind. Dies ist wünschenswert, da nur allgemeine Trends von Interesse sind. Aus demselben Grund wurde die Höchstspannungsebene für eine Betrachtung der Lastverläufe ausgesucht. Desweiteren liegt der Landkreis Freising im Bereich des TenneT Höchstspannungsnetzes. Abbildungen 3.4 und 3.5 zeigen die Lastverläufe für einen Winter- und einen Sommertag.

Der gezeigte Lastverlauf ist für Sommer- und Wintertage typisch. Verglichen mit dem Tagesmaximum lag das nächtliche Minimum am 15. Januar um 25% und am 15. Juli um 31% niedriger. Im Rahmen einer systematischen Analyse der Netzauslastungen wurde die mittlere

### 3 Energieverbrauch

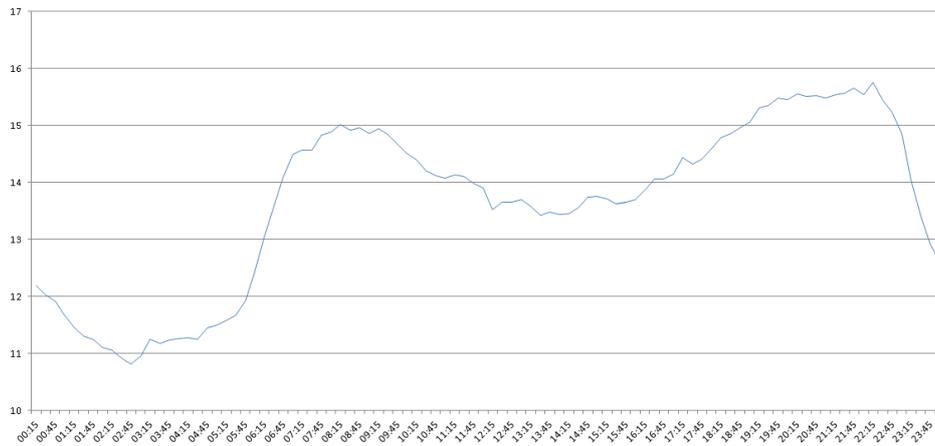


Abbildung 3.5: Lastverlauf am 15.07.2010 in GW

Abweichung der Spitzenlast und der Grundlast von der mittleren Last eines Tages sowohl für das Winter- als auch das Sommerhalbjahr untersucht. Auf Grundlage dieser Daten lassen sich mittlere Spitzen- und Grundlasten für beide Halbjahre angeben. Diese sind in Tabelle 3.1.1 aufgeführt. Auch im Falle der Abhängigkeit des Stromverbrauchs von den Tageszeiten wird davon ausgegangen, dass sich der Landkreis Freising nicht fundamental anders verhält und dass das Verhalten der Lastverläufe von 2010 auf 2008 übertragbar ist.

#### 3.1.2 Prognose des Stromverbrauchs

In einem zweiten Schritt soll in den sich anschließenden Abschnitten eine Prognose für den Stromverbrauch des Landkreis Freising bis 2035 entwickelt werden. Diese Prognose besteht aus zwei Teilen: der Abschätzung des Gesamtstromverbrauchs pro Jahr sowie dessen Abhängigkeiten von Jahres- und Tageszeit. Der Verlauf des Stromverbrauchs über das Jahr hinweg wird bestimmt durch die klimatischen Bedingungen in Deutschland. Die tägliche Routine der Menschen in Deutschland ist hauptsächlich verantwortlich für die Schwankungen des Stromverbrauchs im Laufe eines Tages. Sowohl eine mögliche Veränderung der Nutzung der elektrischen Energie zur Anpassung an die klimatischen Bedingungen, die Einfluss auf den Stromverbrauch im Laufe eines Tages sowie auf den Jahresverlauf haben, als auch Veränderungen aufgrund der Einführung von *Smart Grids* können an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wird im Folgenden davon ausgegangen, dass Tages- und Jahresverlauf des Stromverbrauchs 2035 dem heutigen entsprechen.

Daher gilt es im Folgenden eine Abschätzung für den Gesamtstromverbrauch des Landkreises Freising im Jahr 2035 zu finden. Hierbei drängt sich zunächst die Frage auf, wie sich der Landkreis bis ins Jahr 2035 entwickeln wird. Die Bevölkerung der Bundesrepublik wird in Zukunft zurückgehen. Im Gegenteil dazu sagt das Bayerische Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung für den Landkreis Freising in einer Betrachtung bis 2029 einen Bevölkerungsanstieg auf 181,700 voraus [5]. Die prognostizierte Entwicklung der Bevölkerung ist in Abbildung 3.6

### 3 Energieverbrauch

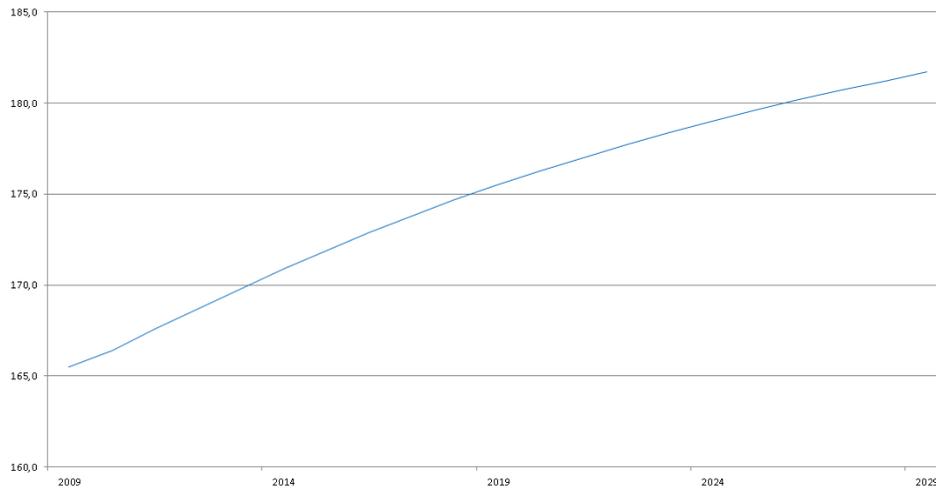


Abbildung 3.6: Prognose Bevölkerung im Landkreis Freising in 1 000.

dargestellt. Durch Extrapolation des Trends der Bevölkerungsentwicklung auf 2035 ergibt sich eine vermutlich zu erwartende Bevölkerung von 183,300.

Neben einem Anstieg der Gesamtbevölkerungszahl ist auch von einem Anstieg der Anzahl an Haushalten auszugehen. Dies beruht vor allem auf einem Anstieg der Ein- und Zweipersonenhaushalte. Zudem steigt der Wohnraum pro Kopf wegen sinkender Haushaltsgröße und folglich steigt der Gesamtwohnraum.

Der bereits aufgezeigte Zusammenhang zwischen Stromverbrauch und Bevölkerungszahl einer Gemeinde (vgl. Abbildungen 3.1, 3.2) legt nahe, dass im Landkreis Freising der Stromverbrauch in erster Näherung linear mit der Bevölkerung ansteigt. Seit 1990 bis 2009 war der Primärenergieverbrauch in Deutschland nahezu konstant [6], wie in Abbildung 3.7 gezeigt. Laut Einschätzung in der „Energieprognose 2009“ [7] ist bis 2030 davon auszugehen, dass der Primärenergieverbrauch um 21% gegenüber 2007 sinkt. Diese Tendenz ist auch bereits in der Abbildung 3.7 für die letzten Jahre erkennbar. Generell ist laut der Studie von einer steigenden Stromnachfrage auszugehen, obwohl mit einer Effizienzsteigerung einzelner Verbraucher zu rechnen ist sowie der Endenergieverbrauch bis 2030 ebenfalls abnimmt. Ursachen hierfür sind vielfältig: eine steigende Verwendung von Strom für Kommunikations- und Informationstechnologien, eine zunehmende Anzahl von Haushalten, mehr Einsatz von Strom betriebenen Wärmepumpen zur Heizung, mehr Bedeutung von Kälte- und Klimatisierungsanwendungen sowie Elektromobilität. Speziell für die Haushalte kommt die Studie auf eine Steigerung des Stromverbrauchs um 8,4% von 2006 auf 2030. Anhand analoger Überlegungen für den Landkreis Freising ergibt sich eine erwartete Steigerung der Stromverbrauchs pro Kopf um 9% von 2008 auf 2035. Mittels der in den vorangegangenen Absätzen beschriebenen, anzunehmenden Entwicklung des Landkreises Freising bis 2035 lässt sich ein Gesamtstromverbrauch für das Jahr 2035 abschätzen. Es ist mit einem Verbrauch in der Höhe von 1,05 TWh im Jahr zu rechnen. Dies entspricht einer über das Jahr gemittelten Last von 119,8 MW. Die Ergebnisse für die mittleren Grund- und Spitzenlasten im Sommer- sowie Winterhalbjahr sind in der Tabelle

### 3 Energieverbrauch

	Grundlast	Spitzenlast
<b>Winter</b>	84 GW	117 GW
<b>Sommer</b>	78 GW	110 GW

Tabelle 3.1: Mittlere Grund- und Spitzenlasten 2008.

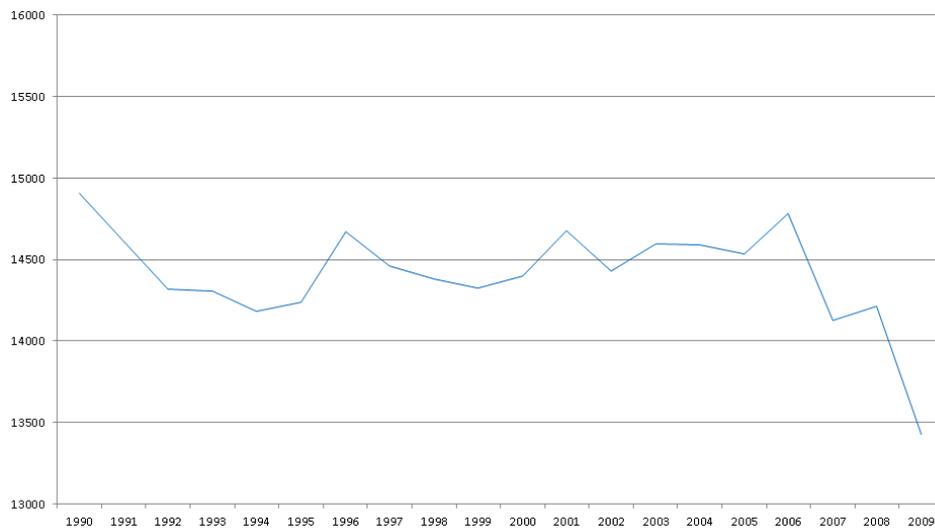


Abbildung 3.7: Primärenergieverbrauch in Deutschland in PJ.

### 3 Energieverbrauch

Siedlungstyp	Beschreibung	Gebäudegrundfläche	Geschosse	Anzahl Gebäude pro ha	Wärmebedarf [MWh/(ha·a)]
ST 0	freistehende Einzelgebäude	bis 250 m <sup>2</sup>	1 ½ bis 2 ½	0,05	k.A.
ST 1	lockere offene Bebauung (Streusiedlung)	bis 255 m <sup>2</sup>	2	7,7	255
ST 2	Einfamilienhaus- und Doppelhaussiedlung	bis 230 m <sup>2</sup>	1 ½ bis 2 ½	12,6	456
ST 3a	städtischer Dorfkern	bis 480 m <sup>2</sup>	bis zu 8	15,6	525
ST 3b	ländlicher Dorfkern	bis 480 m <sup>2</sup>	1 ½ bis 2	15,6	506
ST 4	Reihenhäuser	bis 110 m <sup>2</sup>	1 ½ bis 2 ½	19,14	425
ST 5a	Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser	bis 350 m <sup>2</sup>	2 bis 3	15,24	645
ST 5b	Zeilenbebauung mit kleinen und großen MFH	bis 210 m <sup>2</sup>	3 bis 5	11,7	785
ST 6	Zeilenbebauung mit großen MFH oder Hochhäusern	bis 1.108 m <sup>2</sup>	bis ca. 16	7,2	1.013
ST 7a	Blockbebauung niedriger Dichte	bis 1.100 m <sup>2</sup>	3 bis 5	15,41	1.043
ST 7b	dichte Blockbebauung	bis 2.000 m <sup>2</sup>	3 bis 5	14,84	1.065
ST 8	Citybebauung	bis 8.585 m <sup>2</sup>	bis ca. 6	9,01	1.178
ST 9	historische Altstadt	bis 2.340 m <sup>2</sup>	bis 3 ½	22,93	1.012
ST 10a	öffentliche Sonderbauten, groß	bis 8.430 m <sup>2</sup>	bis Hochhaushöhe	2,26	1.017
ST 10b	öffentliche Sonderbauten, klein	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.*
ST 11a	Industriebauten mit Produktion	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.*
ST 11b	gewerbliche Sonderbauten / Dienstleistungsbauten	bis 18.000 m <sup>2</sup>	k.A.	3,4	1.253
ST 12	sonstige Versorgungsgebiete	bis 750 m <sup>2</sup>	k.A.	0,32	k.A.*

Abbildung 3.8: Städtebauliche Merkmale und spezifische Wärmebedarfswerte (Heizwärme und Brauchwasser) von Siedlungstypen [8].

3.1.2 zusammengestellt.

## 3.2 Wärmeverbrauch

Der Wärmeverbrauch ist schwierig zu ermitteln, da Heizenergie aus verschiedensten Quellen gewonnen wird, beispielsweise aus Erdöl, Erdgas, Solarthermie und Holz und es somit kein zentrales Netz oder Versorgungsunternehmen gibt, welches die Verbräuche aufzeichnet. Um im Rahmen dieser Arbeit dennoch den Wärmebedarf abschätzen zu können, wird eine vom Lehrstuhl für Bauklimatik und Haustechnik der TU München entwickelte Methode, die *siedlungsbezogene Wärmebedarfsermittlung*, angewendet [8]. Diese Herangehensweise ermöglicht die Abschätzung des Wärmebedarfs einer ganzen Siedlung ohne Betrachtung jedes einzelnen Gebäudes. Nur so ist eine Wärmeabschätzung auf Gemeindeebene möglich, die wiederum auf den Landkreis hochgerechnet werden kann. Ein Siedlungstyp wird definiert nach Gebäudetyp bzw. Nutzung, Gebäudeanordnung, Gebäudeanzahl pro Siedlungsflächeneinheit, Geschossanzahl und durchschnittlicher Gebäudegrundfläche. Jedem Siedlungstyp können spezifische Wärmebedarfswerte pro Einheit Siedlungsfläche zugewiesen werden. Die Siedlungstypen und zugehörigen Wärmebedarfswerte sind in Abbildung 3.8 aufgeführt. Aus welchen Siedlungstypen eine Ortschaft besteht und welche Fläche ein jeweiliger Siedlungstyp einnimmt, wird anhand von Luftaufnahmen aus dem Geoportal des Landkreises und aus Satellitenbildern von Google Maps ermittelt.

#### 3.2.1 Aktueller Verbrauch

Die einleitend beschriebene Methode der siedlungsbezogenen Wärmebedarfsermittlung wurde auf die Gemeinde Hohenkammer und die Stadt Moosburg angewendet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3.3 und 3.4 aufgelistet. Gewerbe und Industrie wurde dabei nicht berücksichtigt. Die Gemeinde Hohenkammer hat in einer eigenen Untersuchung, durchgeführt von Prof. Dr.-Ing Zörner, den Wärmebedarf für die Privathaushalte und die kommunalen Gebäude inklusive aller Ortsteile mit rund 16,5 MWh/a ermittelt. Dieser Wert liegt leicht unter dem mit Hilfe der siedlungsbezogenen Methode bestimmten Wert und bestätigt somit das im Rahmen dieser Arbeit gewählte Vorgehen. Darüber hinaus wurde in Hohenkammer mittels Befragung ein Wärmebedarf von rund 3,8 MWh/a durch Gewerbe und Industrie ermittelt.

In den folgenden Abschätzungen werden Industrie und Gewerbe nicht berücksichtigt. Die Gemeinde Hohenkammer ist in Bezug auf Baubestand und vorhandene Siedlungstypen repräsentativ für alle anderen Gemeinden im Landkreis Freising mit Ausnahme der Städte Moosburg und Freising und der Gemeinde Neufahrn. In Moosburg, Freising und Neufahrn gibt es deutlich mehr kleine und große Mehrfamilienhäuser in Zeilenbebauung im Vergleich zu den kleineren Gemeinden. In kleineren Gemeinden dominiert eine lockere, offene Bebauung mit Einfamilienhaus- und Doppelhaussiedlung. Hohenkammer hat rund 2300 Einwohner. Somit beträgt der Wärmebedarf rund 6.5 MWh/a pro Einwohner. In allen anderen Gemeinden im Landkreis mit Ausnahme von Freising, Moosburg und Neufahrn wohnen rund 83.000 Einwohner. Damit lässt sich ein grober Schätzwert für den Wärmebedarf in allen Gemeinden ohne die Städte Moosburg und Freising und ohne die Gemeinde Neufahrn in Höhe von 529.500 MWh/a ableiten. Die Stadt Moosburg hat rund 18,000 Einwohner. Der Wärmeverbrauch beträgt somit rund 6.0 MWh/a pro Einwohner. Dass der Wärmeverbrauch unter dem Wert für Hohenkammer liegt war zu erwarten, da die Wohnfläche pro Kopf in Dörfern und kleineren Ortschaften im Schnitt höher ist im Vergleich zur Stadt, wo es einen höheren Anteil an Mehrfamilienhäusern und Wohnblöcken mit vielen kleineren Wohnungen gibt. Die Stadt Moosburg ist in Bezug auf Baubestand und Siedlungstypen vergleichbar mit Freising und Neufahrn. Somit beträgt der Wärmebedarf von Freising mit 45,000 Einwohnern rund 270.000 MWh/a und von Neufahrn mit 19.000 Einwohnern rund 114.000 MWh/a. Summiert man alle Werte dieser Abschätzungen auf, so ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf im Landkreis Freising von rund 1.038.000 MWh/a, dies entspricht 1.038 GWh/a.

Der Wärmebedarf von Industrie und Gewerbe sowie der Kommunen wird über das Verhältnis zum zuvor ermittelten Wärmebedarf privater Haushalte abgeschätzt. In Hohenkammer betragen die Anteile von privaten Haushalten, Industrie/Gewerbe und Kommunen 79 %, 19 % bzw. 2 %. In einer Veröffentlichung des Landkreis Freising [9] werden die Anteile, ermittelt aus Daten anderer Landkreise, mit 68 %, 29 % bzw. 3 % angegeben. Deutschlandweit betragen die Anteile für Industrie/Gewerbe und privaten Haushalten jeweils 50 %. Der Landkreis Freising hat im Vergleich zum Bundesdurchschnitt wenig Industrie, die einen großen Bedarf an Heizenergie oder Prozesswärme benötigt. Daher wird im Landkreis mehr als 50 % des Wärmebedarfs in privaten Haushalten verbraucht. Um dennoch eine konservative Abschätzung zu treffen, wird in dieser Arbeit von einem Wärmebedarfsanteil der privaten Haushalte von 60 % und von Industrie und Gewerbe inklusive Kommunen von 40 % ausgegangen. Mit den zuvor ermittelten 1.038 GWh/a privater Haushalte ergibt sich somit ein Wärmebedarf von Industrie und Gewerbe inklusive Kommunen von 692 GWh/a. Der aktuelle Gesamtwärmebedarf im Landkreis Freising beträgt

### 3 Energieverbrauch

	<b>Grundlast</b>	<b>Spitzenlast</b>
<b>Winter</b>	102 GW	141 GW
<b>Sommer</b>	94 GW	133 GW

Tabelle 3.2: Mittlere Grund- und Spitzenlasten 2035.

Siedlungstyp	Fläche [ha]	Wärmebedarf pro Fläche [MWh/(ha a)]	Gesamtwärmebedarf pro Siedlungstyp [MWh/a]
ST 1	53	255	13515
ST 2	6	456	2736
ST 3b	1	506	506
ST 4	1	425	425
Summe:			17.182 MWh/a

Tabelle 3.3: Wärmebedarfsabschätzung von Hohenkammer.

Siedlungstyp	Fläche [ha]	Wärmebedarf pro Fläche [MWh/(ha a)]	Gesamtwärmebedarf pro Siedlungstyp [MWh/a]
ST 1	81	255	20.655
ST 2	122	456	55.632
ST 3a	15,5	525	8.137,5
ST 4	23,5	425	9.987,5
ST 5a	11,5	645	7.417,5
ST 5b	7,5	785	5.887,5
Summe:			107.717 MWh/a

Tabelle 3.4: Wärmebedarfsabschätzung von Moosburg.

### 3 Energieverbrauch

damit 1.730 GWh/a.

Schätzungen des Landkreises beziffern den Gesamtwärmeverbrauch mit 2.500 GWh/a [9]. In dieser Arbeit liegt der ermittelte Gesamtwärmebedarf trotz einer konservativen Abschätzung des Verhältnisses von Wärmebedarf privater Haushalte zu Industrie und Gewerbe inklusiv Kommunen 770 GWh/a unter dem in [9] angegebenen Wert. Wie zuvor beschrieben basiert der in dieser Arbeit ermittelte Gesamtwärmebedarf auf dem mit Hilfe der siedlungsbezogenen Wärmebedarfsermittlung bestimmten Wärmebedarf privater Haushalte. Diese Methode wurde anhand der Werte von Hohenkammer validiert, daher wird im weiteren Verlauf der Arbeit von einem Wärmeverbrauch von 1.730 GWh/a ausgegangen.

#### 3.2.2 Prognose des Wärmeverbrauchs

Für den Landkreis Freising wird, wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, ein Bevölkerungswachstum von 9% prognostiziert. Gleichzeitig wird die zu beheizende Wohnfläche pro Kopf weiter steigen. Damit ist zunächst von einem Anstieg des Wärmebedarfs im Landkreis Freising von über 10 % zu rechnen. Da jedoch rein auf Grund des zyklischen Wegfalls alter Gebäudebestände und dem Neubau deutlich energieeffizienterer Gebäude der zusätzliche Wärmebedarf auf Grund der pro Kopf Zunahme der Wohnfläche kompensiert wird, wird im Rahmen dieser Arbeit ein Anstieg des Wärmebedarfs bis 2035 von 10 % angenommen, der alleine aus dem Bevölkerungswachstum resultiert. Somit ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf im Landkreis Freising im Jahr 2035 von 1.900 GWh/a. Diese Steigerung beinhaltet keine weiteren Maßnahmen und Anstrengungen zur Senkung des Wärmebedarfs, die im Rahmen dieser Arbeit erst noch erarbeitet werden.

# 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

## 4.1 Photovoltaik

### 4.1.1 Technologiebeschreibung

#### Verfügbare Technologien

Die momentan verfügbare Stromerzeugung mittels Photovoltaik basiert gänzlich auf der Silizium-Technologie. Andere Ausgangsstoffe wie beispielsweise Galliumarsenid (GaAs), mit dem Labor-Wirkungsgrade von bis zu 40% möglich sind [10], werden nur in Nischenbereichen wie der Raumfahrt verwendet und können deshalb im Rahmen dieses Konzepts ausgeklammert werden. Auch in den absehbaren Zukunftstechnologien wird Silizium die Hauptrolle spielen (siehe 4.1.1). Im Wesentlichen unterscheidet man folgende Typen [11]:

- Monokristalline Dickschicht-Zellen:

Diese Zellen weisen den höchsten Wirkungsgrad von bis zu 17%<sup>1</sup> auf, sind jedoch sehr teuer und energieintensiv in der Herstellung, da hochreines Silizium gezüchtet werden muss.

- Polykristalline Dickschicht-Zellen:

Im Gegensatz zu monokristallinen Zellen sind diese in der Herstellung preislich und energetisch günstiger, da kein hochreines Silizium nötig ist. Bei einem Wirkungsgrad von bis 15%<sup>2</sup> bieten sie das zur Zeit beste Preis-Leistungs-Verhältnis.

- Amorphe Dünnschicht-Zellen:

Da die Lichtabsorption nur in einer sehr dünnen Schicht erfolgt, ist es möglich, sehr dünne Solarzellen zu erzeugen, die auf einer Trägersubstanz wie z.B. Glas aufgebracht werden. Momentan eignen sich als Material am besten amorphes Silizium oder alternative Materialien wie Cadmium-Tellurid (CdTe). Der Vorteil der amorphen Zellen besteht in den deutlich günstigeren Herstellungskosten gegenüber gewöhnlichen Si-Zellen, jedoch ist der Wirkungsgrad weitaus geringer und liegt nur bei etwa 5-7%. Andere Materialien erreichen bis zu 13%<sup>3</sup>. Zudem fällt der Wirkungsgrad zu Beginn der Lebensdauer stark ab, sodass für fertige Module nur der langfristige Wirkungsgrad angegeben wird.

Dünnschicht-Zellen sind wirtschaftlich sehr interessant, da die Herstellungskosten und der Energieaufwand deutlich niedriger als bei Dickschicht-Zellen sind. Zudem können sie

---

<sup>1</sup>Bsp.: Q-Cells Q.PEAK: Wirkungsgrad  $\eta \geq 15,9\%$  [12]

<sup>2</sup>Bsp.: Q-Cells Q.Pro: Wirkungsgrad  $\eta \geq 15,0\%$  [12]

<sup>3</sup>Bsp.: Q-Cells Q.Smart (CIGS-Zellen): Wirkungsgrad  $\eta = 12,5\%$  [12]

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

auf beliebige Trägermaterialien aufgebracht werden eignen sich deshalb beispielsweise für Anwendungen wie die Integration in Kleidung oder Solarzellen für Kleingeräte.

Zur Steigerung der Effizienz der Zellen sind verschiedene weitere Bauweisen möglich:

- Nachgeführte PV-Anlagen:

Insbesondere für Freiflächenanlagen ist eine Nachführung der Module sinnvoll, um eine optimale Ausrichtung zur Sonne zu erreichen. Dies ist zudem wichtig, um (gegenseitige) Verschattung der Module zu verhindern, die zu starken Leistungseinbußen führt.

- Konzentratorzellen:

Konzentratorzellen werden mit Linsen versehen, um einfallendes Licht zu bündeln und somit die benötigte Fläche der eigentlichen Solarzellen zu verkleinern. Dies bewirkt zudem eine höhere Leerlaufspannung und kann bei Verwendung von Fresnel-Linsen recht kompakt gebaut werden. Da diese Zellen jedoch zwangsweise nachgeführt werden müssen, sind sie für gewöhnliche Anlagen meist uninteressant. Genutzt werden sie vor allem bei exotischen Materialien, die im Vergleich zu Silizium deutlich teurer sind.

- Stapelzellen:

Durch Übereinanderschichtung von Zellen, die auf verschiedenen Wellenlängenbereiche optimiert sind, wird die einfallende Strahlung effizienter genutzt. Dies ist jedoch ebenfalls nur eine Nischentechnologie unter Verwendung verschiedener Materialien. In Kombination mit Konzentratorzellen sind Wirkungsgrade von über 40% möglich [10].

Ferner ist insbesondere die Verschaltungstechnik von Solarzellen von großer Bedeutung.

- Wechselrichter: Wechselrichter wandeln die Gleichspannung der Solarzellen in Wechselspannung zur Einspeisung ins Stromnetz um. Die Wirkungsgrade liegen heute bei bis zu 98% [13], variieren jedoch auch stark mit der geschalteten Leistung. Realistische Wirkungsgrade liegen bei etwa 95% [14].

- Verschaltung der Module: Bei einfachen Verschaltungen hängt die gesamt eingespeiste Leistung vom schwächsten Modul in der Kette ab. Dieses Problem ist besonders bei Großanlagen wichtig, da häufig nur einzelne Module verschattet sind. Dieser Nachteil kann durch ausgeklügelte Verschaltungstechniken behoben werden; neuartige Methoden versprechen Steigerungen der Stromerzeugung um bis zu 50% [15].

#### Typische Anwendungsgebiete

Die Kosten pro kWh unterscheiden sich bei den verschiedenen Technologien nur geringfügig, sodass die Wahl der benutzten Zellen überwiegend von den Parametern verfügbare Fläche und gewünschter Ertrag abhängt:

- Dachanlagen:

Um auf der meist geringen Dachfläche nennenswerte Leistungen zu erzielen, werden meist Dickschicht-Zellen benutzt. Wegen des etwas besseren Preis-Leistungs-Verhältnisses werden bevorzugt polykristalline Zellen verwendet.

## 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

- Freiflächenanlagen: Hier werden Dünnschicht-Zellen wegen der besseren Preise bevorzugt, es werden jedoch auch häufig Dickschicht-Zellen benutzt, um den Ertrag zu maximieren. Zudem werden die Anlagen oft nachgeführt.
- Gebäudeintegrierte PV:  
Neben der bereits üblichen Gebäudeintegration von Solarzellen, beispielsweise Einsatz als Dachstruktur anstatt Aufständigung, werden zunehmend auch Spezialanwendungen wie lichtdurchlässige Module interessant, die beispielsweise in Gewächshäusern eingesetzt werden können.

### Zukünftige Entwicklungen

Zukünftige Technologien werden von der Verbesserung der Silizium-Technologie und der Erforschung neuartiger Techniken abhängen. Im Folgenden wird eine kurze Übersicht der aktuell in öffentlichen Institutionen erforschten Technologie gezeigt.

**Verbesserungen der Si-Technologie** Da für den weiteren Ausbau der Photovoltaik eine gute Rohstoffverfügbarkeit nötig ist, bietet sich die Si-Technologie wegen der grossen Vorkommen von Silizium (in Form von Quarzsand) auch weiterhin als Basis-Technologie an. Hierfür muss jedoch v.a. die Verarbeitung des Ausgangsstoffes verbessert werden. Erfolgversprechendster Ansatz ist hierbei die Verwendung von "Solar grade" Silizium, d.h. durch rein metallurgische Prozesse auf genügend hohe Reinheitsgrade aufbereitetes Rohsilizium. Dies würde den Umweg über den aufwändigen Prozess der Reinigung vermeiden[16, S.39].

Alternativ wird an der Waferäquivalent-Technologie geforscht. Hierbei wird ausgenutzt, dass nur ein geringer Teil der gesamten Solarzelle an der Umwandlung von Licht in Strom beteiligt ist, während der Rest nur der Einbettung und mechanischen Stabilisierung der aktiven Schicht dient. Dieser Rest könnte durch weniger reines Silizium ersetzt werden. Vorteilhaft wäre, dass bei dieser Methode die Weiterverarbeitung wie gewohnt stattfinden könnte und keine neuartige Prozessführung nötig wäre[16, S.39].

Die Verbesserung der Wirkungsgrade stößt hingegen bereits an ihre Grenzen. Aus physikalischen Überlegungen ergibt sich eine Obergrenze von etwa 29%<sup>4</sup> [17, S. 43], so dass weitere Wirkungsgradsteigerungen nur mit enormen Aufwand möglich sind. Die genannte Grenze könnte theoretisch durch Stapel- und Konzentratorsolarzellen umgangen werden, diese sind jedoch in der Herstellung deutlich aufwändiger und deshalb nur langfristig interessant.

**Organische Solarzellen** Alternativen zur Silizium-Technologie werden bereits seit langem gesucht. Ein wichtiger Ansatz sind hierbei organische Solarzellen: Sie basieren auf organischen Materialien oder Polymeren, deren Herstellung deutlich günstiger ist. Zudem sind sie in der Verarbeitung flexibler und können beispielsweise gedruckt oder aufgesprüht werden sowie auf biegsamen Materialien verwendet werden. Dies bietet auch in möglichen Anwendungsgebieten deutlich mehr Optionen. Aktuelle organische Solarzellen erreichen einen Wirkungsgrad von etwa 7% [16, S.16]. Zudem weisen sie eine geringere Langlebigkeit als Si-Zellen auf. Eine Erhöhung

---

<sup>4</sup>sog. Shockley-Queisser-Limit für Si-Solarzellen bei normalem, nicht-konzentriertem Einfall von Sonnenlicht

des Wirkungsgrades und der Beständigkeit ist demnach das wichtigste Ziel; die sich daraus ergebenden Potentiale können jedoch zur Zeit kaum abgeschätzt werden.

Potentiell werden organische Zellen die klassische Si-Technologie ablösen können. Wegen der aufwändigen, langwierigen Forschung ist dies jedoch höchstens mittelfristig abzusehen. Vermutlich wird es jedoch nur zu einem langsamen Umstieg von Silizium auf organische Materialien kommen.

Insbesondere in Bezug auf große Anlagen zur Stromerzeugung, sollte diese Technologie als Ablösung der PV angesehen werden, die bei ihrer Marktreife einen kontinuierlichen und keinen abrupten Umstieg der Solartechnologie ermöglicht.

### 4.1.2 Charakteristik und Kosten der Energieerzeugung

#### Variation der Stromerzeugung nach Tageszeiten

Die typische Kennlinie der Stromerzeugung einer Photovoltaik-Anlage im Tagesverlauf ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Der Verlauf wird jedoch noch geringfügig durch Witterung, Ausrichtung und Typ der Anlage moduliert. Beispielsweise können monokristalline Zellen etwas früher Strom produzieren als polykristalline Zellen. Der Verlauf zeigt, dass PV nur zur mittagszeit bedarfsgerecht Strom erzeugen kann, während die Spitzenlasten morgens und abends durch Speicher oder andere Energieformen abgedeckt werden müssen.

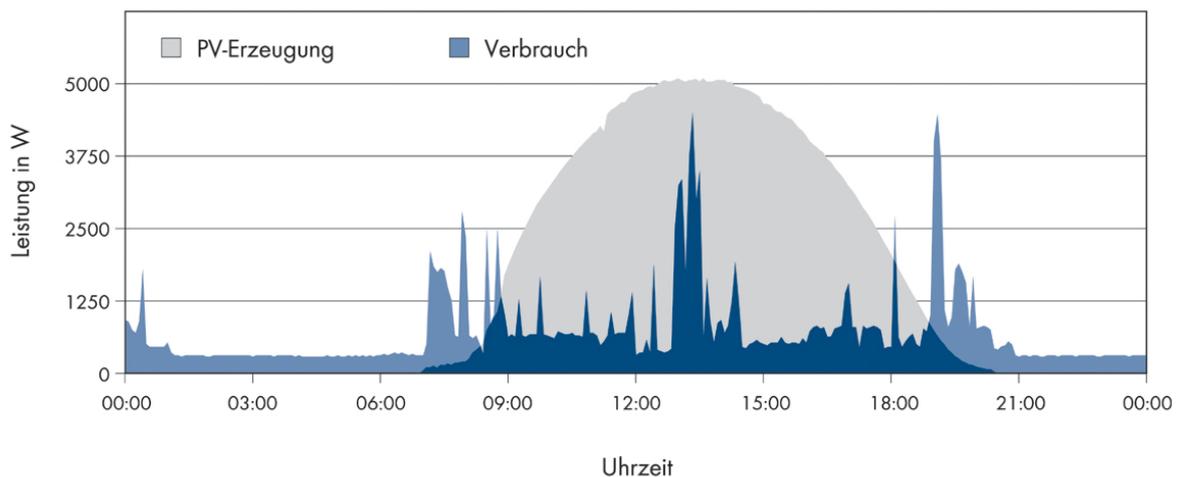


Abbildung 4.1: Typische Kennlinie der Stromerzeugung einer  $5\text{ kW}_p$ -Anlage nach Tageszeit. Eingezeichnet ist zudem der typische Verbrauch eines 4-Personen-Haushalts. Aus [18].

#### Variation der Stromerzeugung nach Jahreszeiten

Die saisonalen Schwankungen sind schwerwiegender als die tageszeitlichen, da zur Abfederung hiervon große Speicher oder alternative Kapazitäten nötig sind.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Die saisonale Abhängigkeit kann sehr gut am Beispiel der Messe München abgelesen werden, deren Daten über mehrere Jahre vorliegen und hier für das Jahr 2006 dargestellt sind (Abb. 4.2). Zum Vergleich ist zudem die Auswertung der PV-Anlage des LRZ München gezeigt (Abb. 4.3), die auf dem Dach der Fakultät für Maschinenwesen der TU München installiert ist.

Beide Grafiken zeigen, dass der Juli der ertragsreichste Monat des Jahres ist, in Übereinstimmung mit der Sonnenscheindauer des Bayerischen Solaratlas[19]. Die großen über das Jahr verteilten Schwankungen sind jedoch kaum quantitativ abschätzbar. Von April bis Oktober sind die Erträge um einen Durchschnitt verteilt, der etwa 4-5 mal (LRZ) bzw. 2-3 mal (Messe) so hoch ist wie in den Monaten November bis März. Dies verdeutlicht die schlechte Vorhersagbarkeit der zeitlichen Entwicklung, die zudem ebenfalls stark standort- und geringfügig wetterabhängig ist.

Als weitere Referenz ist in Abb. 4.4 eine Auswertung des Vereins *Sonnenkraft Freising e.V.*<sup>5</sup> dargestellt, in dem die Erträge von Solaranlagen in Freising der Jahre 2003 und 2006 verglichen werden. Hierbei ist zu bemerken, dass im Jahr 2006 wegen lang anhaltender Schneefälle in den Wintermonaten außerordentlich schwache PV-Erträge erzielt wurden. Die Graphik bestätigt den obigen Trend, dass selbst approximative Aussagen über den generellen jahreszeitlichen Verlauf nicht möglich sind.

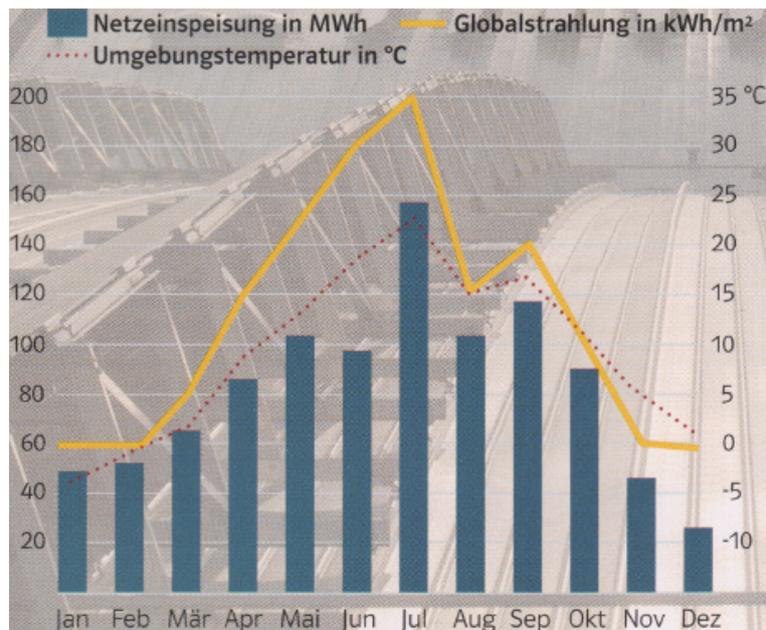


Abbildung 4.2: Monatliche Netzeinspeisung des Solardaches München-Riem in MWh (Balken), Globalstrahlung in kWh/m<sup>2</sup> (Linie) und Umgebungstemperatur am Standort im Jahr 2006 [20, S.13].

<sup>5</sup><http://www.sonnenkraft-freising.de/>

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

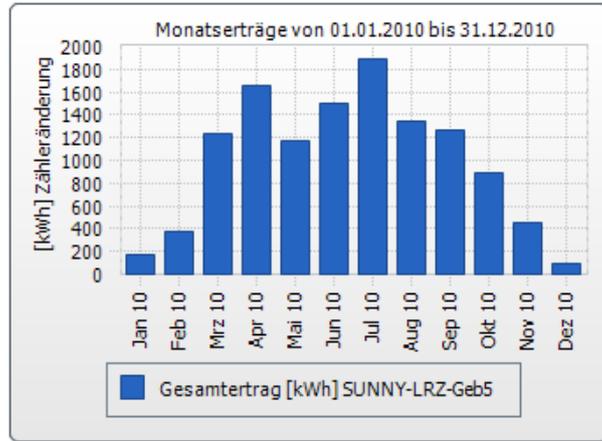
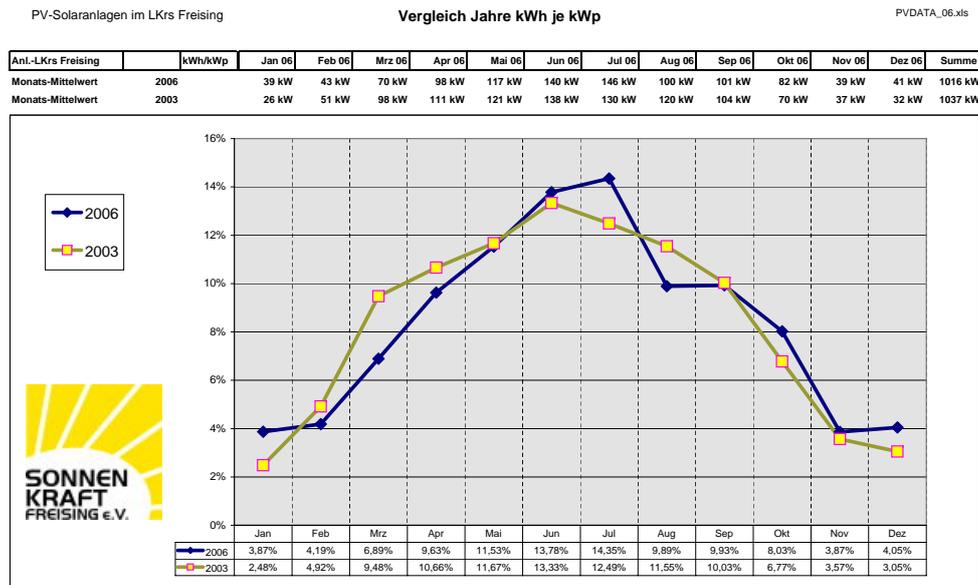


Abbildung 4.3: Zeitliche Variation der Stromerzeugung der PV-Anlage des LRZ München auf dem Gebäude der Fakultät für Maschinenbau, TU München (2010) [21].



Sonnenkraft Freising e.V.  
Max Häser

Abbildung 4.4: Vergleichsauswertung von PV-Anlagen in Freising von 2003 und 2006[22]. Dar- gestellt sind die absoluten Zahlen (Tabelle oben) sowie der relative Anteil am Gesamtertrag des Jahres (Graphik beziehungsweise Tabelle unten).

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Modultyp	Kristallin			Dünnschicht		
	Herkunft/Typ	Deutschland	China	Japan	CdS/CdTE	a-Si
Juli 2007	~ 3,25	~ 3,00	~ 3,22	~ 2,35	~ 2,35	-
Januar 2009	3,19	2,95	3,16	2,10	-	2,21
Juli 2009	2,39	1,92	2,21	1,55	-	1,73
Januar 2010	2,03	1,55	1,91	1,61	-	1,38
Juli 2010	1,86	1,62	1,85	1,61	-	1,31
Januar 2011	1,71	1,47	1,63	1,25	1,08	1,26
Mai 2011	1,57	1,25	1,49	1,04	0,94	1,14
Jahrespreisverfall 01.2011–05.2011	8,2 %	15,0 %	8,6 %	16,8 %	13,0 %	9,5 %
Preisverfall 01.2009–05.2011	50,8 %	57,6 %	52,9 %	50,5 %	-	48,4 %

Abbildung 4.5: Entwicklung der Herstellungskosten für PV-Module in EUR/W<sub>p</sub> seit 2007. Entnommen aus [23], basierend auf [24].

#### Kosten

Zur Beurteilung der Stromgestehungskosten ist zunächst die Kenntnis der Herstellungskosten von Solarzellen nötig. Abbildung 4.5 zeigt die Entwicklung der Kosten seit 2007, eine detaillierte Kostenentwicklung 2010 ist in Abbildung 4.6 dargestellt.

Die Investitionskosten können in einem einfachen Modell mit folgenden Kostenfaktoren abgeschätzt werden:

- Modulpreise im Mai 2011 aus Abbildung 4.5
- Korrekturfaktor für schlüsselfertige Anlagen: 1,5 - 1,9 (kristallin) bzw. 1,9 - 2,4 (Dünnschicht)[25]
- Jährliche Stromerzeugung: 900 kWh/kW<sub>p</sub> (sh. [26, S. 11], [19, S.54])
- Laufzeit: 20 Jahre
- Jährliche Betriebskosten: 1,5% der Investitionskosten [19]

Ein Vergleich dieses Modells mit verschiedenen Literaturangaben ist in Tabelle 4.1 dargestellt.

Die Tabelle zeigt, dass das einfache Modell die realen Investitionskosten recht gut beschreiben kann. Hieraus ließe sich bei bekannter Preisentwicklung der Herstellungskosten die prozentuale Entwicklung der Stromgestehungskosten approximieren. Das Modell berücksichtigt jedoch keine Montagekosten, Zinsen für Kapitalaufwendungen, Abschreibungen, sinkende Wirkungsgrade etc. Eine detaillierte Studie wurde vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) durchgeführt, das in [28] diese Faktoren ebenso wie eine Kostenentwicklungsprognose anhand von Lernkurven berücksichtigt. Nach dieser Studie liegen die Stromgestehungskosten aktuell zwischen 0,30 und 0,50 EUR/kWh und somit etwa 50% höher als in obiger Abschätzung.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

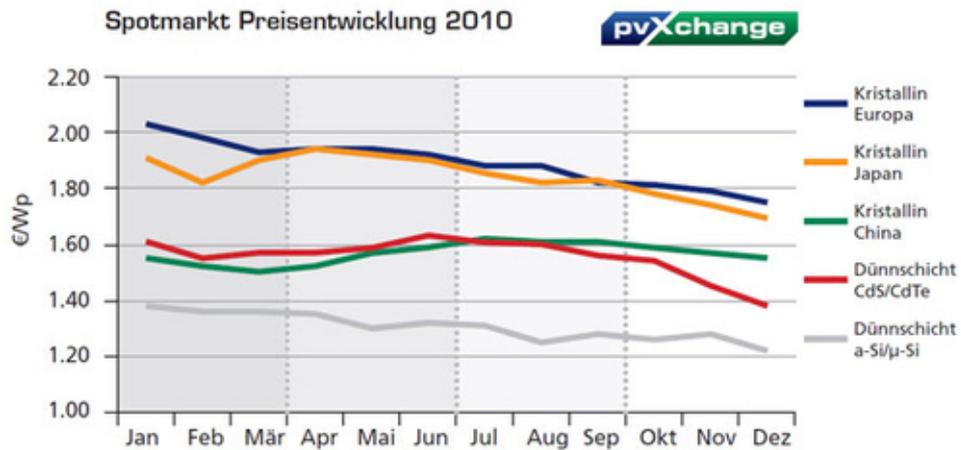


Abbildung 4.6: Entwicklung der Herstellungskosten für PV-Module 2010 in EUR/W<sub>p</sub> [24].

Modell	Investitionskosten EUR/W <sub>p</sub>	Investitionskosten EUR/kWh
Kristalline Zellen (D)	2.400 - 3.000	0,17 - 0,22
Dünnschicht-Silizium	1.800 - 2.300	0,13 - 0,16
Solaratlas [19]	3.600	0,26
PV-Rechner [27]	2.500 - 3.000	0,18 - 0,21

Tabelle 4.1: Modellabhängiger Vergleich der Stromgestehungskosten für Photovoltaik. Die Werte der Investitionskosten pro kWh wurden auch im Falle der Literaturquellen nach obigem Modell berechnet.

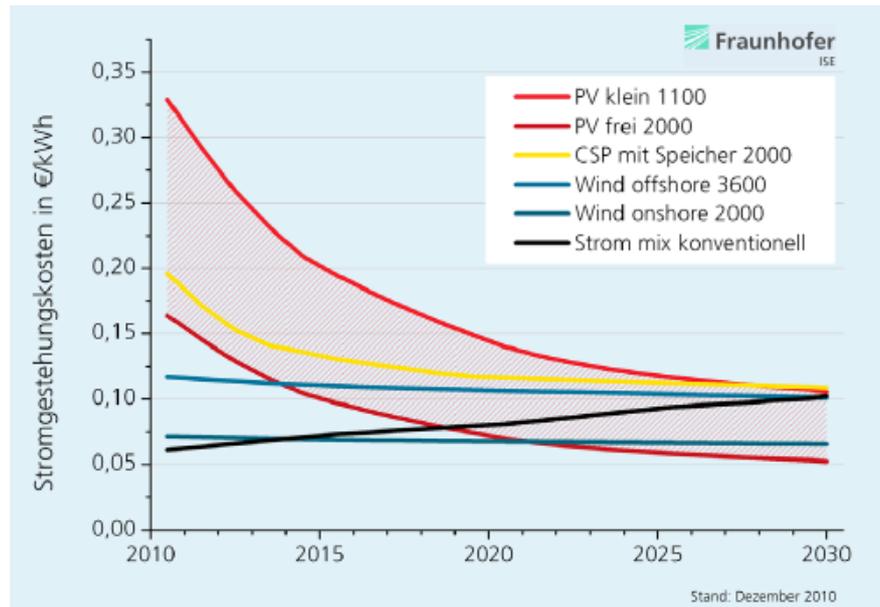


Abbildung 4.7: Entwicklung der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energie nach [28].

**Prognose der Kostenentwicklung** Der Preisabfall von Photovoltaikzellen ist vor allem durch den enormen Konkurrenzkampf, Überkapazitäten wegen sinkender Nachfragen, Rohstoffpreise und technische Innovationen bestimmt. Das Separieren dieser Faktoren ist schwierig und wird hier nicht weiterverfolgt. Insbesondere bei technischen Innovationen sind keine Aussagen möglich, da diese meist als Betriebsgeheimnis behandelt und somit nicht bekannt gegeben werden. So kann Oerlikon<sup>6</sup> nach eigenen Angaben Dünnschicht-Module zu 0,50 EUR/ $W_p$  herstellen [29], was den aktuellen Richtwert von etwa 1,0 EUR/ $W_p$  deutlich unterbietet. Eine Prognose der Preisentwicklung ist daher generell nur schwer möglich und mit großen Unsicherheiten behaftet. Wie Abbildung 4.6 zeigt, können durchaus auch kurzfristige Preissteigerungen auftreten.

Ein einfaches Modell besteht in einer exponentiellen Abnahme der Preise. Die Grundannahme dabei ist, dass Effizienzsteigerungen der Zellen preislich zunehmend durch die zu überwindenden technischen Hürden kompensiert werden. Eine weitere Annahme besteht in konstant bleibenden Preisverfällen, die sich nach Abbildung 4.5 in der Größenordnung von 10% pro Halbjahr bewegen. Dies kann jedoch nur kurzfristig zutreffen, da sich langfristig ein nicht zu unterschreitender Preis einpendeln dürfte. Nimmt man beispielsweise die Angabe von Oerlikon als Grundlage, könnten sich die Modulpreise nochmals etwa halbieren. Der Zeitrahmen hierfür ist jedoch reine Spekulation.

Zusammenfassend kann von weiter sinkenden Modulpreisen ausgegangen werden, deren Entwicklung jedoch nicht absehbar ist. Eine realistische Einschätzung dürfte eine Mischung der obigen Modelle sein. Als Ziel der Preisentwicklung wird oft eine Halbierung bis 2020 angegeben[30], d.h. die Investitionskosten würden auf etwa 1.500 EUR/ $W_p$  sinken. Für den Endverbraucher dürfte zudem in guter Näherung gelten, dass sich die Abnahme der Preise und Einspeisevergü-

<sup>6</sup><http://www.oerlikon.com/solar/>

tung in etwa kompensieren, so dass sich rein wirtschaftlich keine großen Änderungen ergeben dürften.

Abbildung 4.7 zeigt die vom ISE prognostizierte Entwicklung der Stromgestehungskosten. Relevant ist der Graph "PV klein 1100", der Anlagen unter  $10\text{ kW}_p$  in Deutschland beschreibt. Auf Grund der Überlegungen im Abschnitt 4.1.2 sollten die Stromgestehungskosten auch den Verlauf der Herstellungskosten gut widerspiegeln. Nach der ISE-Studie ist eine Abnahme der Stromgestehungskosten um den Faktor 2-3 zu erwarten.

### 4.1.3 Beispiele

Im Folgenden werden Beispiele für die Anwendung von Photovoltaik gegeben. Die gute Lage des Landkreises Freising, die sich z.B. aus dem bayerischen Solaratlas[19] ergibt, wird durch den Vergleich der erzielten Erträge mit der üblicherweise angegebenen Effizienz von  $900\text{ kWh/kW}_p$  ([26, S. 11][19, S.54]) verdeutlicht.

#### Gemeinde Moosburg

Die Gemeinde Moosburg fördert den Ausbau der Photovoltaik im besonderen Maße. Hierbei wird sie insbesondere von den Solarfreunden Moosburg<sup>7</sup> unterstützt.

Nach Angabe der Solarfreunde befanden sich zum 31.12.2010 in der Gemeinde Moosburg 243 PV-Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von  $4,34\text{ MW}_p$ . Es handelt sich hierbei überwiegend um Dickschicht-Zellen. Dickschicht-Zellen haben im Vergleich zu für Freiflächen-Anlagen verwendeten Dünnschichtzellen einen besseren Wirkungsgrad und leisten somit bei kleinerer Fläche die gleiche Spitzenleistung. Ein guter Durchschnittswert liegt bei  $8\text{ m}^2/\text{kW}_p$  [31]. Der durchschnittliche Ertrag (über mehrere Jahre gemittelt) lag bei etwa  $945\text{ kWh/kW}_p$  [32].

In Moosburg werden nach obigen Angaben somit insgesamt etwa  $4\text{ GWh}$  Strom pro Jahr erzeugt, was einer mittleren Leistung von  $450\text{ kW}$  entspricht.

#### Messe München

Die Messe München dient auf Grund der langen Betriebsdauer und der guten Dokumentation der bisherigen Stromerzeugung als gutes Beispiel für eine PV-Großanlage. Die Kenndaten lauten [20]: Es wurden 7.812 Module mit je  $130\text{ W}$  Nennleistung verbaut, die installierte Leistung beträgt somit  $1,0\text{ MW}$  auf einer Fläche von  $38,100\text{ m}^2$ . Die Module sind direkt nach Süden orientiert und um  $28^\circ$  geneigt, werden jedoch nicht nachgeführt. Der Wirkungsgrad beträgt bis zu 15%. Bei einer mittleren Sonneneinstrahlung von  $1,279\text{ kWh}$  pro Quadratmeter und Jahr und etwa 1.000 Volllaststunden pro Jahr ergibt sich ein Energieertrag von etwa  $1\text{ GWh}$  pro Jahr, was 4% des Messebedarfs entspricht. Der spezifische Ertrag lag über die Jahre bei über  $950\text{ kWh/kW}_p$ , der nur zweimal unterschritten wurde. Der Spitzenwert betrug  $1,113\text{ kWh/kW}_p$  (2003). Das Beispiel der Messe München zeigt, dass der Aufbau einer Solaranlage auf vorhandenen großen Dachflächen wie beispielsweise Industrieanlagen durchaus sinnvoll und rentabel ist.

---

<sup>7</sup><http://www.solarfreunde-moosburg.de/>

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Ort	Fläche ha	Leistung MW <sub>p</sub>	Stromerzeugung GWh	Ertrag kWh / kW <sub>p</sub>	Flächenleistung m <sup>2</sup> /kW <sub>p</sub>
Schlag	0,39	0,19	0,20	1.052,63	20,53
Osterwaal	1,18	0,56	0,60	1.071,43	21,07
Osterwaal	0,84	0,41	0,40	975,61	20,49
Osterwaal	0,50	0,47	0,50	1.063,83	10,64
Pfettrach	4,80	2,50	2,60	1.040,00	19,20
Pfettrach	2,77	1,50	1,40	933,33	18,47
Staudhausen	4,50	1,96	2,00	1.020,41	22,96
Wolfersdorf	0,93	0,45	0,47	1.044,44	20,67
Airischwand	0,82	0,32	0,37	1.156,25	25,63
Freising Autobahn		0,72	0,72	1.000,00	0,00
Kammerberg	4,55	1,50	1,50	1.000,00	30,33
Bärnau	3,37	1,39	1,50	1.079,14	24,24
Viehbach	4,23	1,56	1,50	961,54	27,12
Goldach	5,05	1,10	1,20	1.090,91	45,91
<b>Summe</b>	<b>33,93</b>	<b>14,63</b>	<b>14,96</b>		
<b>Mittelwert</b>	<b>2,42</b>	<b>1,05</b>	<b>1,07</b>	<b>1.034,97</b>	<b>21,95</b>

Tabelle 4.2: Auflistung aller PV-Freiflächenanlagen im Landkreis Freising (Stand: 16.02.2011). Eingezeichnete Fläche, Leistung und jährliche Stromerzeugung aus [33]; für die Anlage an der Freisinger Autobahn liegen keine Flächenangaben vor. Die weiteren Werte wurden berechnet.

#### PV-Großanlagen in Freising

Nach Angaben von [33] existierten zum 16.02.2011 die in Tabelle 4.2 aufgeführten Freiflächenanlagen im Landkreis Freising. Aus diesen Daten geht eine mittlere jährliche Stromerzeugung von 1,035 kWh/kW<sub>p</sub> hervor. Mit einer Jahresproduktion von fast 15 GWh leisten diese Anlagen etwa 1,5% des Gesamtstromverbrauches in Freising. Die Gesamtfläche von 34 ha entspricht dabei etwa 0,04% der Landkreisfläche.

#### 4.1.4 Abschätzung der Potentiale im Landkreis Freising

Die Abschätzung der Potentiale aus Photovoltaik gestaltet sich als schwierig, da hierfür genaue Kenntnisse der nutzbaren Flächen und Kostenentwicklungen nötig wären. Im Folgenden werden daher nur grobe Abschätzungen dargestellt, die eine Einschätzung der Bedeutung von Solarstrom am Gesamtverbrauch ermöglichen.

#### Nutzbare Flächen

Nach Angaben von [34] sind bundesweit etwa 30% der verfügbaren Flächen und Fassaden für Photovoltaik nutzbar sind. Im Landkreis Freising liegt der Wert auf Grund der ländlichen Gebiete tendenziell etwas höher. Nicht berücksichtigt hierbei sind Freiflächen, die für Großanlagen genutzt werden können. Wegen der sinkenden Einspeisevergütung ist jedoch mit keinem großen Zuwachs auf Freiflächen zu rechnen. Allerdings können insbesondere Dächer von Industrieanlagen, Autobahnen oder ähnlichen genutzt werden (vgl. Messe München), deren Potentiale jedoch nicht bekannt sind.

## Modelle

**Obergrenze der Potentiale** Unter der Annahme, dass sich ein Haushalt im Schnitt PV-selbstversorgen kann und das 30% der Fläche 30% der Haushalte entsprechen, könnte man auf eine Quote von etwa 30% am Gesamtenergieverbrauch schließen. Angesichts des aktuellen Stromverbrauchs von 870 GWh/a im Landkreis Freising wären eine jährliche Erzeugungsrate von 260 GWh und somit eine Kapazität von etwa  $290 \cdot 10^3$  kW<sub>p</sub> nötig. Unter Annahme der aktuellen Investitionskosten zu etwa 2.500 EUR/W<sub>p</sub> ergäbe dies Kosten von 725 Mio. EUR, die privat getätigt werden müssten. Hinzu kämen enorme Aufwändungen für Speicherung aus Ausgleichskapazitäten, sodass dieser Ausbau unrealistisch ist.

**Orientierung an Moosburg** Wie in Abschnitt 4.1.3 geschrieben, existieren in Moosburg aktuell 243 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 4 GWh pro Jahr. Bei einer Gesamtbevölkerung von 17.500 Einwohnern ([35], Stand: 31.12.2010) ergibt sich eine Stromerzeugung von 230 kWh pro Bürger und Jahr. Unter der Annahme, dass die Zielausbauquote im Landkreis gleich der in Moosburg ist, ergäbe sich bei etwa 166.000 Einwohnern im Landkreis Freising ([36], Stand: 31.12.2010) eine Stromerzeugung von 38 GWh pro Jahr. Dies entspräche einer Quote am Gesamtverbrauch von lediglich 4,4% und damit etwa dem Dreifachen der aktuell verfügbaren Großanlagen.

Diese Rechnung spiegelt wieder, dass die Installation von privaten Photovoltaik-Anlagen realistisch gesehen nur einen geringen Anteil an der Gesamtstromproduktion haben wird. Unter Berücksichtigung der Großanlagen und einem etwa zweifach höheren Ausbaugrad der PV im Vergleich zum aktuellen Stand in Moosburg könnte immerhin eine Einspeisequote von etwa 10% erreicht werden. Obwohl dies noch deutlich unter der oben abgeschätzten Obergrenze von etwa 30% liegt, ist der Aufwand zum Erreichen dieses Ziels nicht zu unterschätzen. Angesichts der Erzeugungscharakteristik ist ein zu hoher Anteil an Photovoltaik allerdings auch nicht sinnvoll.

## 4.2 Windkraft

Windenergie zählt heute zu einer der ausgereiftesten Technologien im Bereich der regenerativen Energieträger. Jedoch nicht nur auf Grund der landschaftlichen Einschnitte durch Windkraftanlagen, sondern auch durch die starken Schwankungen der Bereitstellung von Strom, werden Windkraftwerke stark diskutiert. Durch die langjährigen Lerneffekte und die mittlerweile ausgereifte Technologie von Windkraftanlagen zählt diese mittlerweile zu den wirtschaftlichsten erneuerbaren Energiequellen der Bundesrepublik Deutschland. Die Stromerzeugungskosten haben sich im letzten Jahrzehnt mehr als halbiert und Prognosen sehen auch weiterhin einen fallenden Erzeugungspreis voraus [37]. In Deutschland beträgt der Anteil des produzierten Stroms durch Windkraftwerke in etwa 6.2% (37.500 GWh). In Bayern beträgt der Anteil an Windenergie gemessen an allen regenerativen Energieträgern gerade einmal 1%. Damit schneidet Bayern Deutschlandweit am schlechtesten ab. Daher sollte in Bayern, sowie für den Landkreis Freising, der bis dato keinerlei Windkraftanlagen besitzt, ein enormes Ausbaupotential bestehen [38]. Durch einen neuen Gesetzesentwurf des Bayerischen Umweltministeriums soll in Zukunft der Bau von Windkraftanlagen stark vereinfacht werden. Umweltminister Söder hat dazu im September 2011 einen entsprechenden Entwurf in Arbeit gegeben der zukünftig etwa 90% anstatt 60% der Fläche im Freistaat als potentielle Baufläche freigibt sowie durch die Vereinfachung der Gutachten eine Genehmigung innerhalb von drei anstatt zehn Monaten ermöglichen soll [39, 40].

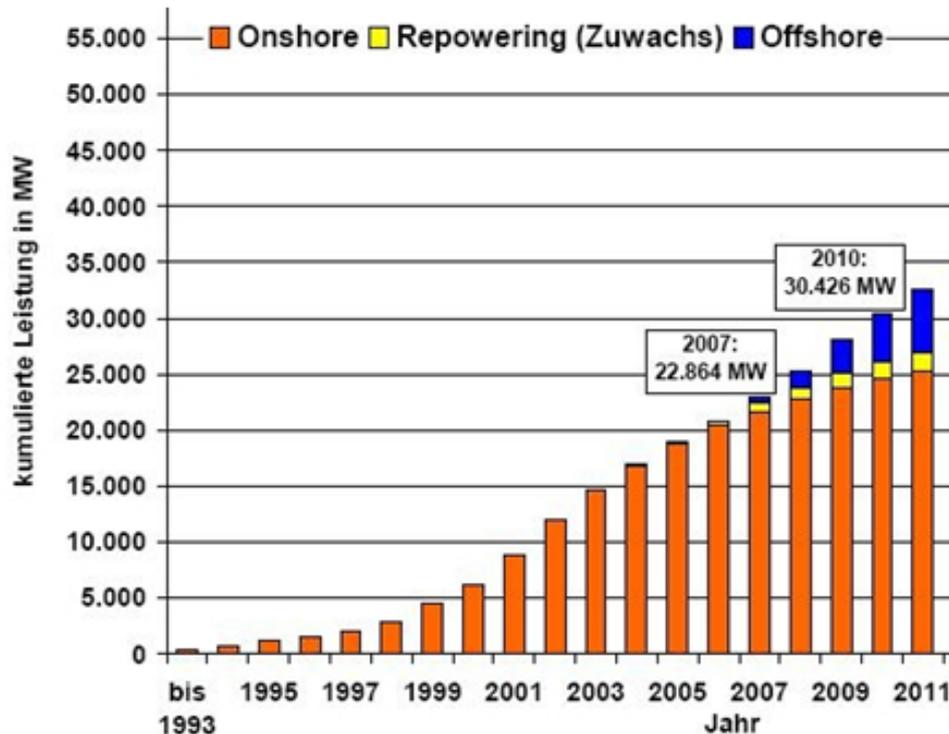


Abbildung 4.8: Entwicklung der Windkraft in der Bundesrepublik Deutschland, [41].

#### 4.2.1 Technologiebeschreibung

##### Großwindanlagen

**Aufbau** Moderne Windkraftanlagen (WKA) bestehen in der Regel aus den folgenden Hauptkomponenten: Fundament, Turm, Gondel und Rotor.



Abbildung 4.9: Aufbau eines Windrads nach aktuellen Standards, [42].

Das Fundament einer WKA kann zwischen Flachfundamenten und Tiefgründung unterschieden werden. Flachfundamente sind für tragfähigen Baugrund geeignet, wohingegen bei weichem Baugrund Tiefgründungen zum Einsatz kommen. Der Turm einer Windkraftanlage trägt die Gondel und den Rotor. Die Gondel beinhaltet nahezu alle erforderlichen Komponenten einer WKA: Getriebe, Antriebswelle, Generator, Windrichtungsnachführung, sowie Steuerungs- und Sicherheitssysteme. Die Vorderseite besteht aus einem Rotor, welcher sich aus der Nabe sowie den drei Rotorblättern zusammensetzt. Über die Zeit hinweg haben sich dreiblättrige Windkraftanlagen als überlegen herausgestellt, da durch diese Bauweise das bestmögliche Kosten/Nutzen-Verhältnis realisiert werden konnte (gemessen am Verhältnis von Wirkungsgradzugewinn hinsichtlich der Kosten eines weiteren Rotorblattes) [43, 42].

**Funktion** Die kinetische Energie der Windströmung wirkt auf die Rotorblätter und führt so eine Drehbewegung herbei. Aus dieser sogenannten Rotationsenergie wird ein Generator gespeist, welcher mechanische Energie in elektrische umwandelt. Wichtig hierbei ist die Windrichtungsnachführung, welche die WKA immer gezielt gegen den Wind ausrichtet. Der Wind selbst drückt dabei auf die Blätter, welche auf Grund ihres aerodynamischen Profils in Bewegung versetzt werden. Durch diesen Vorgang wird die im Wind enthaltene Energie auf die Blätter und somit auf den Rotor beziehungsweise Generator übertragen. Das Getriebe ist für die Drehzahlanpassung des Rotors an den Generator zuständig, um die gewünschte Netzfrequenz von 50 Hz zu erreichen. Hat der Generator die minimale Geschwindigkeit erreicht, wird die WKA in das Netz eingebunden [43].

Wichtig ist hierbei natürlich die vorherrschende Windgeschwindigkeit. Jede WKA hat eine spezifische Leistungskurve, die näherungsweise der in Abbildung 4.10 dargestellten Kurve einer Enercon E82 entspricht. Je nach Anlagentyp erreichen diese bei Windgeschwindigkeiten zwischen 11 m/s und 15 m/s ihre Nennleistung. Ein kritischer Aspekt ist hierbei der Bereich bei Windgeschwindigkeiten zwischen 5 m/s und 13 m/s im Verlauf der Leistungskurve, da bei nur geringfügigen Abweichungen der erwarteten Windenergie ein enormer Leistungsverlust resultieren kann [44, 38]. Würde an einem Standort beispielsweise eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 11 m/s prognostiziert, würde dies einer durchschnittlichen Leistung von etwa 2.000 kW entsprechen. Weicht die tatsächliche Windgeschwindigkeit nur um etwa 2 m/s ab, produziert die WKA durchschnittlich nur noch 1.000 kW. Dies kann eine eigentlich lukrative Investition schnell unattraktiv und zur Kostenfalle machen. Daher ist eine exakte Standortanalyse eine wichtige Grundvoraussetzung, an der keinerlei Kosten gespart werden dürfen. Mit Messgeräten, Vermessungen und Wirtschaftlichkeitsanalysen wird über einen langen Zeitraum der Standort analysiert. Hierbei ist auf einen kompetenten und erfahrenen Partner zu achten [43].

**Kleinwindanlagen** Kleinwindanlagen stellen in naher Zukunft eine attraktive Möglichkeit dar, auch für Kleininvestoren, Landwirte oder Großgrundbesitzer an der ertragsstarken Windenergie zu partizipieren. Die Funktionsweise dieser Anlagen ist ähnlich der bereits beschriebenen Großanlagen. Bei Kleinwindanlagen wird jedoch häufig auf die sogenannten Vertikalläufer zurückgegriffen, da diese auf Grund ihrer geringeren Größe bessere Wirkungsgrade erzielen und kompakter in der Montage sind. Kleinwindanlagen werden in einem Spektrum von etwa 250 W bis 10 kW angeboten [45], wobei letztere eine sehr beachtliche Investitionssumme erfordern und somit zweistellige Amortisationszeiten nach sich ziehen [46].

**Zukünftige Entwicklung** Generell hat die Windenergie, über die letzten 30 Jahre gesehen, ein enormes Entwicklungspotential aufgezeigt. Vor etwa 30 Jahren wären heutige Großanlagen mit 6.000 kW beziehungsweise 20 Mio. kWh pro Jahr (theoretische Vollauslastung) nicht einmal denkbar gewesen. Eine WKA dieser Größenordnung könnte bei Auslastung somit ca. 4.000 Haushalte versorgen (WKAs mit einer Größe von 6.000 kW sind jedoch nur im Offshore oder im Norden Deutschlands realistisch und somit für Freising nicht realisierbar) [47]. Diese Entwicklung ist vor allem Europa zu verdanken, die stark in Windenergie investiert haben und diese auch in Zukunft als eine der maßgeblichen regenerativen Energieformen ansehen. Neben der immer besseren Ausnutzung des Windes und steigender Leistung hat auch die Höhe

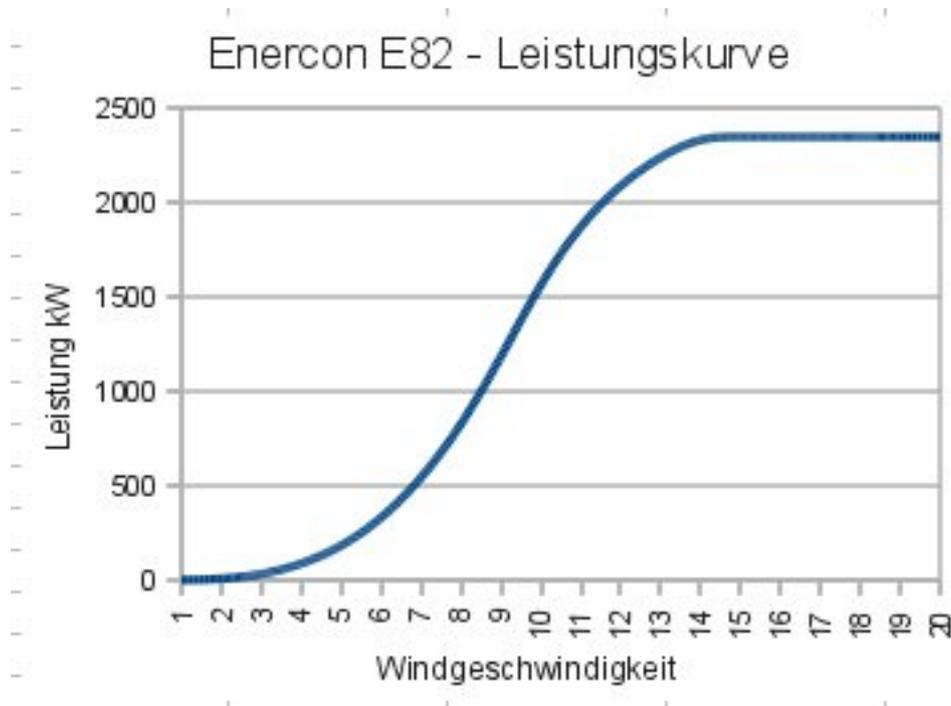


Abbildung 4.10: Beispielhafte Leistungskurve einer Windkraftanlage, [44].



Abbildung 4.11: Modell einer modernen Kleinwindanlage, [45].

der Anlagen beträchtlich zugenommen. WKA sind heute viermal so hoch im Vergleich zu den Vorgängermodellen den Anfängen der Windenergie und sind somit stark in der Öffentlichkeit diskutiert, da mit der Anlagenhöhe landschaftliche Einschnitte und Schattenwurf zunehmen.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Eine neue Entwicklung stellen zum Beispiel getriebelose WKAs dar, welche zwar die Geräuschemissionen nicht wesentlich verringern (da die Lärmquelle primär durch die Umströmung der Rotorblätter verursacht wird), jedoch den Wartungsaufwand senken und somit sehr positive Auswirkungen auf die Ausfallzeiten haben. Eine Entwicklung der letzten Jahre wurde in Tabelle 4.2.1 zusammengefasst.

	1985	1990	1995	2000	2004	2008
Nennleistung	80kW	250kW	600kW	1.500kW	2.000kW	6.000kW
Rotordurchmesser	20m	30m	45m	70m	80m	126m
Nabenhöhe	30m	30m	50m	80m	95m	135m
Ertrag	95MWh	400MWh	1,1GWh	3GWh	4,5GWh	20GWh

Tabelle 4.3: Entwicklung der Windkraftanlagen.

**Energetische Amortisation von Windkraftanlagen** Wichtig bei Kraftwerken erneuerbarer Energien ist ebenfalls die Frage, ob die hineingesteckte Energie, die zur Produktion, Transport, Installation, dem Betreiben der Anlage sowie deren Entsorgung, durch ihren Betrieb wieder amortisiert werden kann. Bei Windkraftträdern war lange Zeit das Gerücht verbreitet, diese hätten eine negative Energiebilanz, würden also über ihren Lebenszyklus mehr Energie benötigen, als sie letztendlich im Betrieb erzeugen. Dies konnte jedoch erfolgreich durch mehrere Studien belegt werden. Vor allem Windkraftanlagen der neuen Generation haben in Studien mit sehr konservativen Annahmen über ihren kompletten Lebenszyklus eine sehr geringe Amortisationszeit (auch Energierücklaufzeit genannt) [48, 49]. Neue WKA, auf dem Festland betrieben, bringen bereits nach etwa einem Jahr eine positive Energiebilanz zustande. Da WKA der neuen Generation eine Laufzeit von 20 Jahren besitzen, ist die Windenergie nicht nur eine kostengünstige Form der Stromproduktion, sondern energetisch im Vergleich zu Solaranlagen eine überlegene Technologie der regenerativen Energieerzeugung.

**Zukünftige Entwicklung** Zukünftige Entwicklungen sind vor allem im Offshore-Bereich zu erwarten, da dieser größtmögliche Potentiale und Ausbaumöglichkeiten für zukünftige Projekte liefern wird. Als zukünftige Herausforderung kommt auch viel mehr das Problem der Speichertechnologie zu tragen, welches die Windenergie erst zu einer kontrollierbaren regenerativen Energieform werden lässt, da durch den schwankenden Energiebeitrag der Windkraftwerke das Netz durch zu hohe nicht vorhersehbare Schwankungen belastet wird und die Stromproduktion nicht zuverlässig vorhergesagt werden kann. Speichertechnologien, auch für den Landkreis Freising, werden im Kapitel 4.6 genauestens analysiert und diskutiert. Aber auch in Zukunft wird man interessante Weiterentwicklungen für WKA finden, wie es zum Beispiel jüngst an der TU München geschah. Dort entwickelten vier Ingenieure und Physiker ein Messsystem, welches auf Grundlage von Glasfasertechnologie heute in Großwindanlagen verbaut werden kann [50]. Dieses System befähigt Großwindanlagen kleinste Defekte sofort zu melden und durch ständi-

## 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

ge Messung der Belastung Windräder auch bei sehr starkem Wind deutlich länger im Betrieb lassen zu können.

Positive Entwicklungen werden aber vor allem hinsichtlich des Preises und der Produktionszahlen in den kommenden Jahren erwartet. Besonders im Bereich der Kleinwindkraftanlagen steckt man derzeit die Hoffnung, dass diese durch Fördermaßnahmen des Staates entsprechend an Bedeutung gewinnen werden und durch fallende Preise bis zum Jahr 2020 für Landwirte und Großgrundbesitzer durch Amortisationszeiten von etwa 8 Jahren eine alternative Investition zu Solarzellen oder anderen regenerativen Energieträgern werden [46]. Die Bundesregierung hat im Zuge eines Energieatlases einige Szenarien und Abschätzungen in diesem Bereich erstellen lassen, welche auf [www.bundesverband-kleinwindanlagen.de](http://www.bundesverband-kleinwindanlagen.de) eingesehen werden können.

### Dimensionierung

Entscheidend ist natürlich die Frage der Dimensionierung der Windkraftwerke im Landkreis Freising und deren Potential. Anhand Abbildung 4.12 wird schnell deutlich, welches Potential Windkraftwerke bei der Erzeugung elektrischer Energie zukommt. Schon etwa sechs 3 MW WKA eines neueren Bautyps, könnten die gleiche Strommenge wie ein vergleichsweise sehr hochdimensioniertes Biomasseheizkraftwerk, wie es in Neufahrn zum Einsatz kommt, produzieren [33]. Soll das ehrgeizige Ziel eines energieautarken Landkreises erzielt werden, wird dies nicht ohne einen entscheidenden Anteil an Windenergie realisierbar sein.

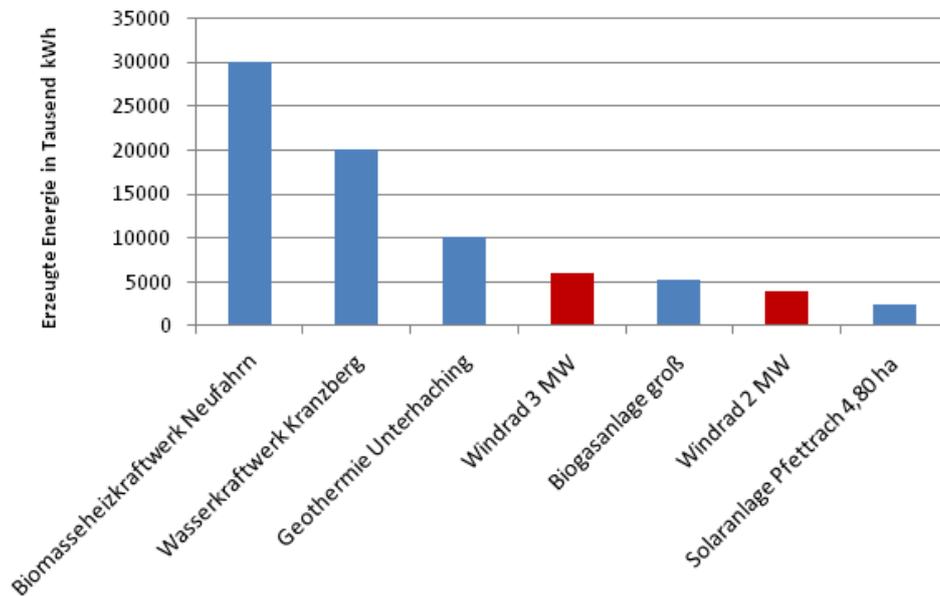


Abbildung 4.12: Vergleich erzeugter Energie mit anderen konventionellen regenerativen Energieformen. An Hand der vorhandenen Daten aus dem Landkreis wird ersichtlich, dass WKA ein enormes Potential besitzen, da schon ein einziges Windrad bereits eine größere Biogasanlage ersetzen könnte.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

In einem Windgutachten, welches der Landkreis Freising Anfang 2009 erstellen ließ, wurden etwa 16 mögliche Standorte für Windkraftanlagen identifiziert. Unabhängig von diesem Gutachten werden aber auch weitere Standorte diskutiert, die zuvor noch nicht in Betracht gezogen wurden, wie es zum Beispiel in Halbergmoos der Fall ist. Dort wird bereits eine Wirtschaftlichkeitsanalyse für einen Standort des vielleicht ersten Windkraftwerkes des Landkreis Freising durchgeführt [51].

Nach einer realistischen Schätzung der Akzeptanz von Windkraftanlagen im Landkreis Freising und einigen Diskussionen und Abwägungen wurde identifiziert, dass bis zum Jahr 2035 etwa 10 Windkraftwerke realisiert werden könnten.

Typ- bezeichnung	Rotor- durch- messer m	Naben- höhe m	Nenn- leistung MW	Referenz- ertrag GWh 5 Jahre	60% Referenz- ertrag jährlich MWh pro Jahr
Enercon E-70 E4	71	85	2,3	24,07	2.889
Enercon E-82	82	78	3,0	33,41	4.009
Enercon E-101	101	99	3,0	48,21	5.785
Vestas V90-2.0	90	125	2,0	32,08	3.850
Vestas V90-3.0	90	125	3,0	36,41	4.369
Nordex S77	77	80	1,5	19,49	2.339
Nordex N90	90	100	2,3	31,23	3.748

Tabelle 4.4: Gängige und häufig installierte Windkraftanlagen.

Wie zuvor diskutiert werden in absehbarer Zukunft auch Kleinwindkraftanlagen eine größere Rolle für Privatinvestoren spielen. Bei optimistischer Schätzung und auf Grund der positiven Szenarioanalyse durch die Bayerische sowie Deutsche Regierung, kann man beispielhaft von einer Installation von etwa 20-30 Kleinwindkraftanlagen ausgehen [46]. Dies würde einer durchschnittlich neu installierten Leistung von etwa 1.000 kW sowie einem Referenzertrag von weitem 4 Mio. kWh entsprechen [46].

#### Kosten

Die Kosten von Windenergieanlagen variieren je nach Nennleistung. Großanlagen mit einer Nennleistung über 1.000 kW kosten etwa 800 bis 1.000 EUR pro kW Nennleistung [52, 37]. Für eine Anlage mit 3 MW Leistung ergibt sich danach ein Preis von 2,4 bis 3 Mio. EUR. Rechnet man alle Kosten, also Beschaffung, Standortanalyse sowie die Montage einer großen WKA zusammen, kann man in etwa 3,5 Mio. EUR veranschlagen. Zu den Anlagenkosten, die 70 bis 80% der Anfangsinvestitionen ausmachen [52, 37], kommen weitere Investitionsnebenkosten hinzu. Hier sind die Netzanbindung und das Fundament die Hauptkostenverursacher. Die Gesamtkosten für eine Anlage dieser Größenordnung betragen somit in etwa 4,5 Mio. EUR. Ein weiterer Kostenfaktor für Windenergieanlagen stellen die Betriebskosten dar. Die Wartungskosten nehmen dabei den größten Anteil ein. Auch Versicherungen, Steuern und Pachtgebühren gehören zu den Betriebskosten. Nach heutigem Standard kann man von etwa 1,5 bis 2 % der

Investitionskosten einer Anlage pro Jahr ausgehen. Das entspricht etwa 90.000 EUR jährlich an Betriebs- und Wartungskosten [37]. Heutige WKA sind für eine Laufzeit von etwa 20 Jahren ausgelegt. Neue getriebelose Varianten versprechen eine starke Reduktion der Betriebskosten.

Kleine Windkraftanlagen hingegen Kosten pro kW in etwa 2500 EUR [46]. Die entstehenden Mehrkosten bei einer Kleinanlage pro kW können auf einen sinkenden Skaleneffekt zurückgeführt werden. Somit kosten Kleinanlagen in der Anschaffung zwischen 37.500 EUR und 187.000 EUR, ausgehend von einer Nennleistung im Bereich von 15 kW bis 75 kW. Mit Installation und Netzeinbindung ist hier mit zusätzlich 5.000 bis 10.000 EUR zu rechnen.

Die Erlöse entstehen laut EEG aus der vom Netzbetreiber zu zahlenden Energieeinspeisevergütung. Jede Kilowattstunde Strom aus Windenergie wird mit einem festgelegten Betrag vergütet. Für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2009 gebaut werden, bekommt der Betreiber eine Vergütung von 9,2 Cent pro kWh zugesprochen [52]. Dieser Betrag wird jährlich um einen Prozentpunkt gesenkt. In einem Punkt ist Vorsicht geboten: Die Erträge sind in der dritten Potenz von der Windgeschwindigkeit abhängig, das heißt bei einer Verdoppelung der Windgeschwindigkeit verachtfacht sich der Ertrag [38]. Dies gilt jedoch leider auch für die gegenläufige Richtung. Daher ist wie schon zuvor angesprochen wurde, die korrekte und genaue Standortwahl das erfolgsentscheidende Kriterium für die Wirtschaftlichkeit einer Windkraftanlage. Die Stromkosten einer WKA liegen in Deutschland durchschnittlich bei 5 ct/kWh bis 9 ct/kWh. Dies entspricht in etwa neuen konventionellen Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger. Die Renditen von Windenergieanlagen in Deutschland liegen durchschnittlich bei 6 bis 10% vor Steuern (inkl. EEG Vergütung) [43] [52]. Insgesamt kann man das Resümee ziehen, dass unter Berücksichtigung externen Kosten, welche beispielsweise auch die Kosten von Umweltverschmutzung und Entsorgung enthalten, über die Laufzeit Windkraftanlagen schon heute eine der günstigsten Stromquellen darstellen.

### 4.2.2 Energieerzeugung

#### Zeitliche Differenzierung

Zur Betrachtung der zeitlichen Differenzierung wird hier der IWR-Index herangezogen, welcher einem Produktionsindex entspricht. Als Grundlage zieht man die Stromproduktion der Windkraftanlagen heran. Andere Maße verwenden einen meteorologischen Windindex basierend auf der allgemeinen Wetterentwicklung. Da dieser in der Vergangenheit jedoch zu eindeutig schlechteren Abschätzungen für den Ertrag von Windkraftanlagen geführt hat, entspricht der IWR-Index einem anerkannten Maß. Als Basis des IWR-Index wird der mittlere jährliche Energieertrag der letzten fünf Jahre herangezogen. Somit wird ein ertragsstarkes Jahr einen Wert von über 100% erreichen und umgekehrt. Typischerweise wird der Index auch auf Monatsbasis berechnet. Hierbei ergibt die Summe aller Monate wieder den Energiebetrag zur Basis des mittleren jährlichen Energieertrages [53, 54].

Betrachtet man nun den Windertrag auf täglicher Basis ist festzustellen, dass dieser über den Tagesverlauf als nahezu konstant angesehen werden kann. Dies ist nicht damit zu verwechseln, dass die eingespeiste Energie keinerlei Schwankungen unterliegt (dies ist bekanntermaßen immer der Fall). Ein Produktionsindex betrachtet, gemessen am mittleren Energiebetrag, vielmehr, ob es bestimmte Tageszeiten gibt, an denen im Durchschnitt nachweislich mehr Energie durch WKA produziert wird. Als einzigen Unterschied im Verlauf des Windertrags konnte festgestellt

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

werden, dass tagsüber ein leicht höherer Windertrag als nachts vorhanden ist [54, 55].

Interessant wird die Verteilung des Ertrags auf Monatsbasis. Hierbei ist eindeutig der Trend zu erkennen, dass vor allen in den Monaten April bis etwa September die Windenergie nur sehr geringe Erträge liefert. Dies stellt zum Beispiel einen guten Ausgleich mit Solaranlagen dar, die in diesen Monaten ihren absoluten Höhepunkt erreichen. Untenstehendes Diagramm gibt den prozentualen Windertrag für den Zeitraum von 2003 bis 2010 aufgeschlüsselt nach Monaten Januar (=1) bis Dezember (=12) an.

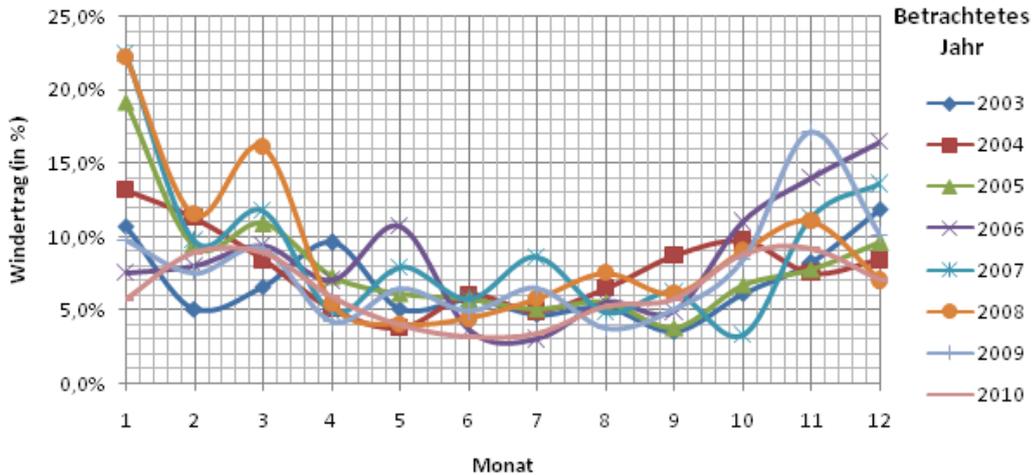


Abbildung 4.13: Windertrag gemessen an Hand des IWR-Index (5Jahre) für die Jahre 2003-2010. Betrachtet man die Winderträge der letzten 7 Jahre ist festzustellen, dass Windenergie in der Betrachtung auf Monatsbasis einen eindeutigen Trend besitzt. Windenergie wird somit verstärkt in den Wintermonaten gewonnen. Daten entnommen aus [54].

Ein Problem auf einen längeren Zeitraum betrachtet stellt die Unsicherheit in der gesamten Produktionsmenge des Stromes durch Windenergie dar. Als Einflussfaktor zur Bestimmung des Windertrages kann ebenfalls der IWR Windertragsindex herangezogen werden. Das unten stehende Diagramm veranschaulicht eine deutliche Reduktion des Windes gegenüber den letzten 5 Jahren beziehungsweise eine breites Schwankungsintervall der erzielten Windausbeute. Dies stellt einerseits für die Planungssicherheit der Stromerzeugung ein enormes Problem dar, andererseits kann ein stark abfallender Windertrag auch weitere Investoren abschrecken und somit den Ausbau der Windenergie gefährden (vgl. 4.2.1).

Dies stellt vor allem für die Planung eines Energiekonzeptes eine große Herausforderung dar. Somit sollte zur Aufstellung eines Energieportfolios auch eine Szenarioanalyse durchgeführt werden, an Hand derer Worst-Case Szenarien identifiziert werden müssen, um sich gegen eine etwaige Unterversorgung beziehungsweise teuren Stromzukäufen zu schützen. Bei der Dimensionierung ist ebenfalls die Instandhaltung von Windenergieanlagen zu beachten. Sollten eine oder mehrere Anlagen in Revision gehen, kann dies zu großen Ausfällen für den Landkreis führen. Hierbei muss der Landkreis Freising eine Strategie entwickeln, sich gegen größere Wartungs-

und Revisionsmaßnahmen kostengünstig abzusichern.

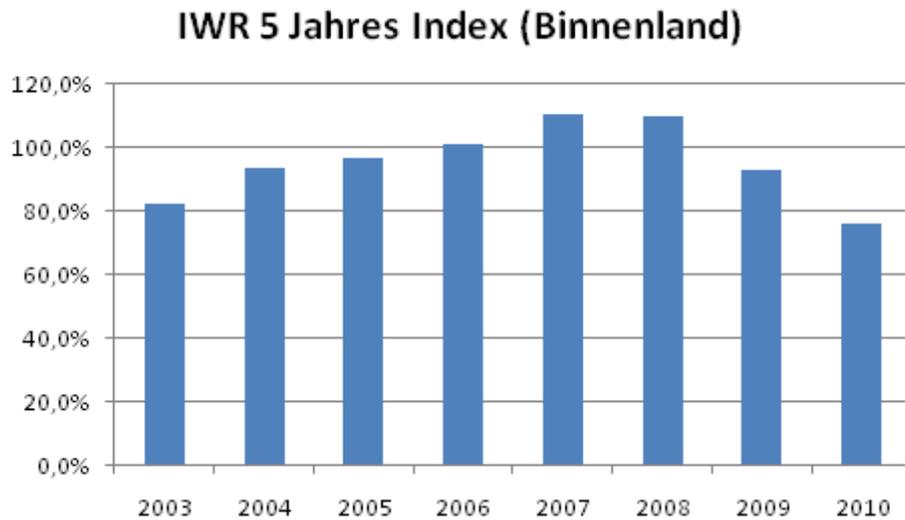


Abbildung 4.14: Windertrag gemessen an Hand des IWR-Index (5Jahre) auf Jahresbasis. Der IWR-Index veranschaulicht sehr deutlich, dass der Windertrag von Jahr zu Jahr stark schwanken kann und somit eine Planungsunsicherheit bezüglich der produzierbaren Menge besteht. Dies muss bei der Erstellung eines geeigneten Energieplanes unbedingt berücksichtigt werden. Daten entnommen aus [54].

**Schwankungsproblematik der eingespeisten Leistung** Obwohl Windkraftanlagen zu den effektivsten und besten Stromproduzenten der regenerativen Energieen zählen, kann man ihre Benutzung nicht uneingeschränkt befürworten. Das größte Problem vorherrschender Windkraftanlagen sind die starken Schwankungen der Stromproduktion. Da diese alleinig von den im Moment vorherrschenden Windverhältnissen abhängig ist, kann es bei sehr starken Winden zu einer nicht gewollten und sehr hohen Stromüberproduktion kommen, während bei ausgiebigen Windflauten die Produktion gänzlich brach liegt. Abbildung 4.15 zeigt beispielhaft die Schwankungen der Stromproduktion von Windkraftanlagen des Energiekonzerns EON für das Jahr 2009. Anzumerken ist hier auch der Begriff des Gradienten. Dieser drückt aus, wie schnell bzw. stark die Schwankung, also der Abfall oder Anstieg, der Leistung eines Kraftwerks ist. Windenergie hat sehr hohe Gradienten und kann innerhalb weniger Sekunden eine Schwankung von mehreren MW hervorrufen. Daher sind Windkraftwerke nicht zur Grundlastdeckung geeignet. Dies stellt eine der Hauptproblematiken im Bereich regenerativer Energieen dar. Mittlerweile ist es einfach genügend Kraftwerke erneuerbarer Energieen bereitzustellen, um Spitzenlasten abzudecken, jedoch stellen die meisten Kraftwerke (z.B. Wind und Photovoltaik) auf Grund ihrer schlechten Vorhersagbarkeit bei der Stromproduktion ein Risiko für das Stromnetz und die Aufrechterhaltung der Stromversorgung dar. Dieser Kritikpunkt wurde auch im Rahmen einer Untersuchung des Europäischen Instituts für Klima und Energie bestätigt. In dieser Studie

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

wurde bekanntgegeben, dass beispielsweise Dänemark, die sich bereits mit über 6.000 Windkraftanlagen und somit zu 20% aus Windenergie versorgen, immer noch kein bereits bestehendes Kohlekraftwerk abschalten konnten, da sonst die Grundlast nicht mehr gedeckt werden konnte [56].

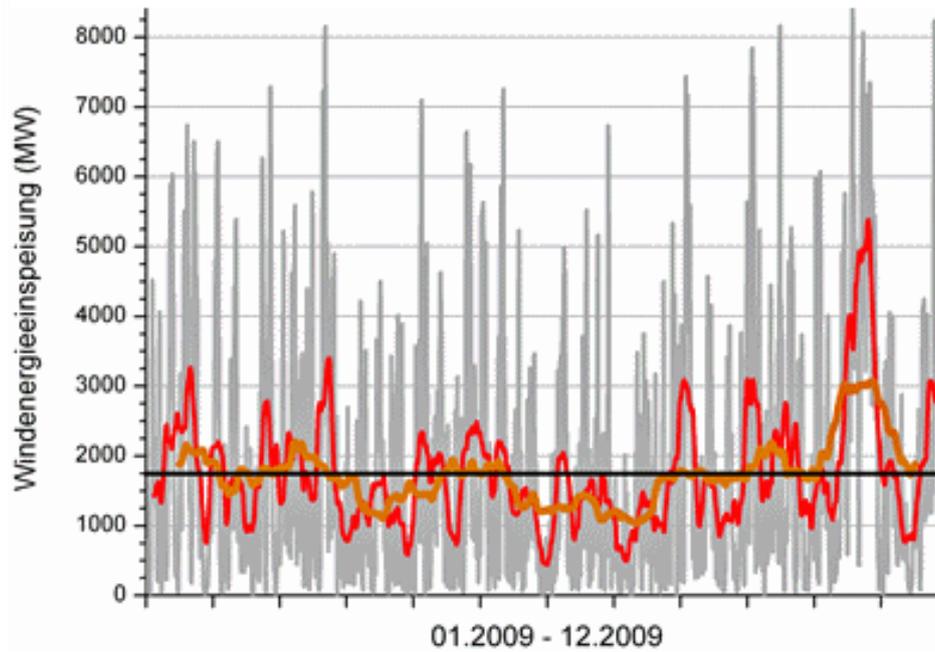


Abbildung 4.15: Leistungsschwankung deutscher Windkraftanlagen: Windenergieeinspeisung für das Jahr 2009 [57].

Zur Lösung dieser Problematik können im Moment nur drei sinnvolle Vorschläge hervorgehoben werden.

- Betreiben der Windkraftanlagen und Windparks als Cluster.
- Verwendung des Überschusses zur Erzeugung grundlastfähiger Speicher.
- Verwendung von Elektroautos zur Speicherung von Strom im Zuge des Smart Grid Gedanken

Das Betreiben der Windkraftanlagen beziehungsweise einzelner Windparks als Cluster wird im Moment von der Europäischen Union und dem Fraunhofer-Institut erforscht. Dabei verwenden die Stromversorger ein sogenanntes „Wind Farm Cluster Management System“, kurz WFCMS. Dieses sorgt einerseits dafür, dass alle Windparks einer Region miteinander vernetzt sind und somit Spitzenlasten bzw. Überproduktionen gut ausgeglichen werden können. Andererseits sorgt ein vom Fraunhofer-Institut entworfenes Tool auf Basis Neuronaler Netze dafür, die Windleistung anhand Wettervorhersagen zu antizipieren. Mit Hilfe dieser Technologie war es möglich

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

in Portugal ein Cluster von 204 MW und in Spanien ein Cluster von 107 MW erfolgreich und effizient in das Stromnetz einzubinden. Dabei wurde sogar erreicht, dass der Strompreis bei dieser Anzahl von Windkraftanlagen nur noch 5 Cent pro kWh betrug. Bis 2035 sagt man die Produktionskosten auf etwa 4 Cent pro kWh voraus [58].

Ein zweiter Ansatz wird im Kapitel der Energiespeicher 4.6.1 diskutiert. Hierbei können die großen Gradienten der Windenergie durch kurzfristige Speicher (z.B. Schwungradspeicher, Batterien) oder durch grundlastfähige Speicher (Umwandlung von Wasser in Gas) ausgeglichen und zu einem späteren Zeitpunkt in das Netz integriert werden. Schwungradspeicher werden mittlerweile als unumgänglich beim Betrieb mehrerer Windkraftanlagen zur Glättung hoher Gradienten gesehen. Desweiteren laufen hier bereits seit 2004 Versuche in Norwegen auf der Insel Utsira, welche bis heute stromautark betrieben wird, indem sie auf Basis von 4 Windkraftanlagen (Enercon E40), einem Schwungradspeicher zum kurzfristigen Ausgleich und die Wasserstoffumwandlung zur langfristigen Speicherung einsetzen [59]. Nach mehreren Jahren Erprobung konnte sichergestellt werden, dass Wind hier erstmalig als Primärenergie eingesetzt werden konnte. Experten zufolge, allen voran der Betreiber der Wasserstoffumwandlungsanlage, Hydro, soll die Technologie aber mindestens noch 10 Jahre benötigen, um auf dem Festland konkurrenzfähig im Sinne der Wirtschaftlichkeit zu werden [59].

Die Speicheurng von überschüssig erzeugtem Strom durch Smart Grid Systeme, wird weiterhin in erst in ferner Zukunft zum Einsatz kommen können. Als Grundlage dient hier, dass ein derartiges Smart Grid in Freising ausgebaut werden müsste (inklusive aller Kommunikationsleitungen plus der Steuerung) sowie sich genügend Elektroautos in Benutzung finden, die zum Ladevorgang angeschlossen wären. Ein Pilotprojekt für ein Smart Grid wird hier zum Beispiel auf Malta mit dem Unternehmen IBM zusammen realisiert [60]. Dieses soll bis 2012 fertig gestellt werden und wird dementsprechend in naher Zukunft neue Erkenntnisse über die neuartige intelligente Vernetzung und IT-Steuerung von Stromnetzen bringen.

#### Beispiele aus dem Landkreis Freising

Im Landkreis Freising wird derzeit keine Windkraftanlage betrieben. Daher kann nicht direkt auf ein Erfolgsmodell aus dem eigenen Landkreis zurückgegriffen werden. Erste Schritte in Richtung Windenergie wurden jedoch bereits eingeleitet. Der Landkreis Freising hat ein Windgutachten in Auftrag gegeben, welches in einem größeren Raster 16 mögliche Standorte für WKA identifiziert hat. Desweiteren wird im Moment in Hallbergmoos ein Windgutachten in Auftrag gegeben, welches eine Standort- beziehungsweise Wirtschaftlichkeitsanalyse enthält und, falls geeignet, soll dort das erste Windrad des Landkreis Freising entstehen.

Windkraftanlagen werden, auf Grund des erhöhten Finanzierungsaufwands, primär durch private Investoren oder gemeinschaftliche Zusammenschlüsse hiesiger Energiekonzerne installiert. Das größte Problem der Windkraftanlagen stellen ihre Nichtakzeptanz in der Bevölkerung auf Grund erhöhter Lärmemission, landschaftliche Einschnitte und Schattenwurf dar. Ebenfalls befürchten die Bürger die Ansiedlung weiterer Industrie und Energieerzeugungsanlagen, falls einmal eine Windkraftanalgen in der Region entstehen sollte. Dies ist jedoch, zieht man alle Windkraftanlagen Bayerns (mehr als 400 Stück) in Betracht, ein unberechtigter Einwand, der sich über die Jahre hinweg nicht bestätigt hat.

Somit ist die größte Herausforderung nicht nur einen geeigneten Standort zur Aufstellung einer Windenergieanlage zu finden, sondern auch die Akzeptanz in der eigenen Bevölkerung für

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

sich zu gewinnen. Auf Grund des in Zukunft erhöhten Strombedarfs an regenerativen Energien, vor allem hinsichtlich der Abschaltung der Atomkraftwerke in den kommenden Jahren, wird Windenergie als einer der größten Stromlieferanten, auch für Bayern, und speziell für den Landkreis Freising eine unausweichliche Alternative darstellen. Somit stellt eine zentrale Aufgabe dar, die Akzeptanz in der Bevölkerung durch ausdauernde Information, Diskussion und Gespräche deutlich zu steigern. Dass dies keine unmögliche Aufgabe ist und die Bevölkerung auch durchaus positiv gegenüber den Bau von Windkraftanlagen eingestellt sein kann, zeigt das Beispiel der Gemeinde Wildpoldsried.



Abbildung 4.16: Wildpoldsried mit seinen aus der Bürgerinitiative heraus entstandenen Windkraftanlagen, [61].

Wildpoldsried besitzt mittlerweile, als eine der wenigen Gemeinden fünf Windräder. Die Bürger, zuerst skeptisch über den Bau, wurden schnell in das Projekt mit eingebunden und konnten sich mit Bürgerbeteiligungen in das Projekt einkaufen und somit den kostenintensiven Bau einer Windkraftanlage finanziell sowie ideell unterstützen. Zum Beispiel wurden im Jahr 2002 zwei Windkraftanlagen des Typs Südwind SW77 mit einem Investitionsvolumen von 6,6 Mio. DM durch eine Bürgervereinigung aus 94 Gesellschaftern finanziert. Dies führte letztendlich dazu, dass nach dem ersten erfolgreichen Anlauf kurz darauf erneut weitere Anlagen gebaut wurden. Das Projekt hat durch die Beteiligung große Akzeptanz in der Bevölkerung und auch bei den Einwohnern vor Ort gefunden. Mittlerweile ist Wildpoldsried hinsichtlich der Stromversorgung als autark anzusehen. Durch den Bau zweier neuer Windkraftanlagen soll die Gemeinde das 10 fache ihres eigenen Strombedarfs produzieren [61]. Die ersten WKA waren jedoch auch in Wildpoldsried ein Hindernis. Der Initiator der Gesellschaft Wendelin Einsiedler sowie Bürgermeister Arno Zengerle mussten ausdauernde und intensive Überzeugungsarbeit leisten, um die Bürger von ihrer, damals innovativen Idee, überzeugen zu können. Doch nach einiger Zeit hat sich die Mühe gelohnt. Mittlerweile befürworten 86% der Wildpoldsrieder die Windkraftanlagen. Dafür hat laut dem Bundesverband für Windenergie auch maßgeblich die Bürgerbeteiligung beigetragen. Profitieren die Einwohner finanziell an den erneuerbaren Energien steigt die Akzeptanz

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

enorm. In Wildpoldsried freuen sich viele Bürger wenn sich die Windräder drehen, denn sechs bis zehn Prozent Rendite sind eine sehr realistische Annahme für neue Windkraftanlagen. In Tabelle 4.2.2 ist aufgezeigt, wie die Gemeinde das Projekt und die Gesellschaft zur Errichtung der zwei Windräder im Jahr 2002 grob gegliedert hat.

<b>Investitionssumme</b>	<b>6,6</b>	<b>Mio. DM</b>
- davon Eigenkapital	38	%
- davon Fremdkapital	62	%
<b>Gesellschaft</b>	<b>94</b>	<b>Gesellschafter</b>
- davon aus Wildpoldsried	52	
- davon aus umliegenden Gemeinden	42	
<b>Finanzielle Beteiligung der Gesellschafter</b>		
- Untergrenze	5.000	EUR
- Obergrenze	25.000	EUR
<b>Entscheidungsträger</b>		
- Gesellschafterversammlung		
- Gewählter Beirat aus 6 Mitgliedern		

Tabelle 4.5: Vorgehensweise der Gemeinde Wildpoldsried.

**Bürgerfinanzierte Modelle schaffen erhöhte Akzeptanz in der Bevölkerung:** Das bestehende Modell wird auch von einer (nichtrepräsentativen) Onlineumfrage im Landkreis Dachau bestätigt, die auf Grund jüngster Entwicklungen zum Bau mehrerer Windkraftanlagen die Meinung der Bürger erfassen wollen. In der Umfrage sprachen sich 65% für den Bau von Windrädern im Landkreis aus, wobei 36% dies jedoch an feste Bedingungen knüpfen, wie zum Beispiel in der ersten Auswertung bezüglich des Betreibermodells zu sehen ist (vgl. 4.17) [62].

Das Modell der Bürgerbeteiligung, wie es auch in Wildpoldsried Anwendung findet, wird hier von 30% der Bürger favorisiert. Hierbei wählen die meisten Bürger mit einer Investitionssumme von 1.000 EUR bis 10.000 EUR dabei. Wobei sich jeder vierte auch über eine Summe von 10.000 EUR engagieren würde. Als wichtigste Tendenz ist aus Abbildung 4.17 jedoch zu entnehmen, dass sich die Bürger klar gegen die großen Energieversorger bei der Projektierung von Windkraftanlagen aussprechen. Dies könnte vor allem darauf zurückzuführen sein, dass viele Bürger befürchten, bei großen Energieunternehmen kämen ihre Interessen und Wünsche an die sie den Bau knüpfen, nicht berücksichtigt würden. 4.18 zeigt welche Prioritäten die Bürger im Landkreis Dachau beim Bau von Windkraftanlagen besitzen.

Viele Punkte sprechen hierbei ökologische Werte an, die mit den traditionellen großen Stromversorgern meist nicht assoziiert werden. Dies stellt gleichzeitig einen guten Startpunkt zur Förderung der regionalen Versorger und Unternehmen dar. Somit zeigt nicht nur das Beispiel aus Wildpoldsried, dass der Bau von Windkraftanlagen durch ein regionales Versorgungsunternehmen das Engagement der Bürger erhöhen kann. (Für Interessierte hat die Netzwerkagentur für Windenergie in Schleswig-Holstein einen geeigneten Leitfaden erstellt, der als Hilfestellung für Kommunalpolitiker einen möglichen Weg für solch einen erfolgreichen Bürgerwindpark vorgibt

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

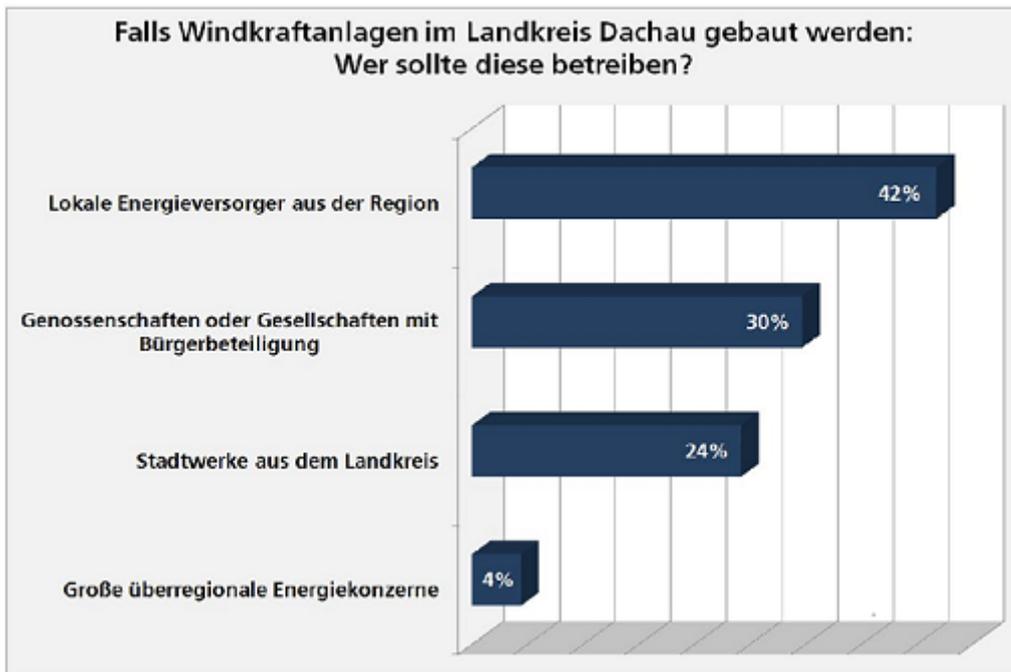


Abbildung 4.17: Relevanz des Versorgungsunternehmens.

[63].)

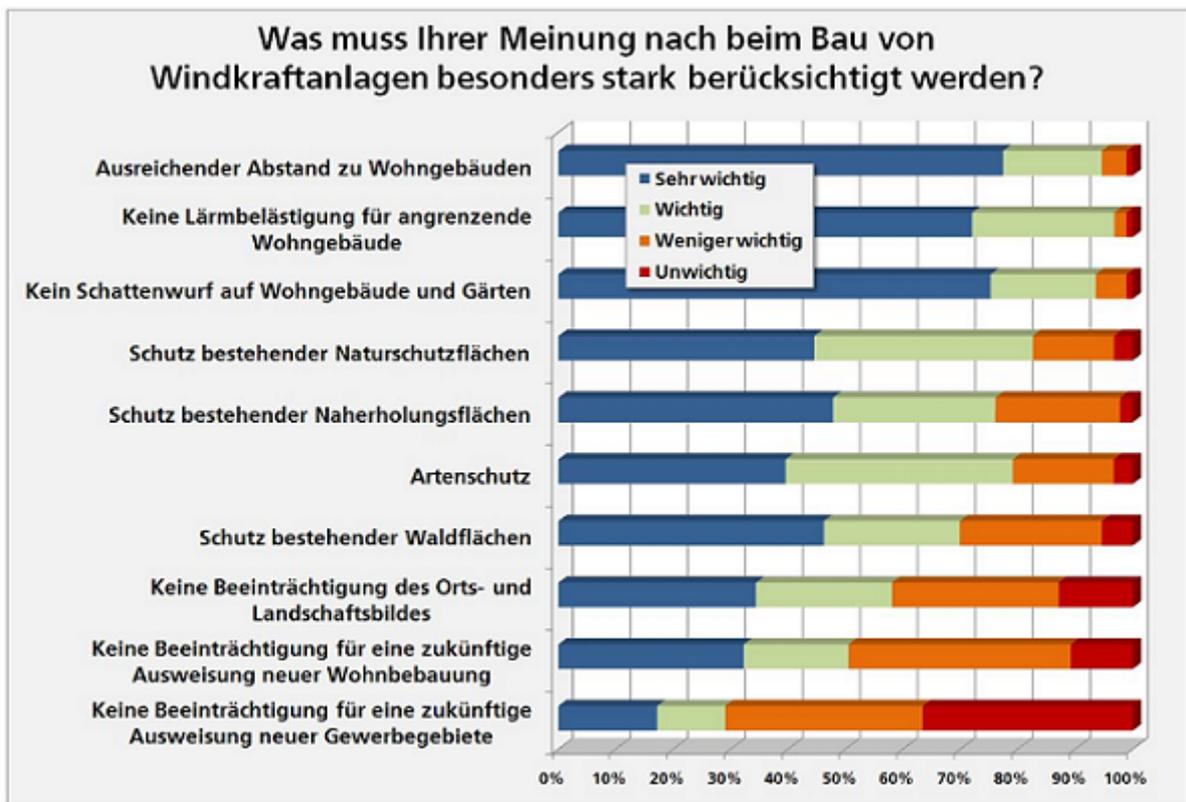


Abbildung 4.18: Wichtige Faktoren, die Berücksichtigung finden sollten.

## 4.3 Wasserkraft

### 4.3.1 Grundlagen der Wasserkraft

Die Nutzung der unversiegbaren Kraft des Wassers geht vermutlich bereits mehrere tausend Jahre zurück. Damals wurden durch Wasserkraft betriebene Schöpfräder zur Bewässerung von Feldern eingesetzt. Im 18. Jahrhundert wurde schließlich das erste Wasserrad aus Gusseisen hergestellt. Mitte des 19. Jahrhunderts waren bereits Vorläufer der heutigen Turbinen zu erwerben. An diesem Abschlag der Historie sieht man, dass der Nutzen der Wasserkraft bereits sehr früh erkannt wurde. Heutzutage wird sie ausschließlich zur Erzeugung elektrischen Stroms genutzt und bietet sogar die Möglichkeit, Energie zu speichern. Als Lieferant von Regelenergie ist die Wasserkraft als Ergänzung zur schwer planbaren Windkraft und Photovoltaik nicht wegzudenken. Dies hat eine stetige Weiterentwicklung vorangetrieben, was sich durch die heutigen, maximal erreichbaren Wirkungsgrade der Kraftwerke im 90%-Bereich niederschlägt [64]. Einher geht damit jedoch, dass es aktuell kaum noch finanzielle Förderungen für diese Technik gibt. Deshalb wird diesbezüglich auf das Kapitel zur Förderung allgemeiner Vorhaben im Bereich Erneuerbarer Energien verwiesen.

#### Wasserkraftwerke

Zu den konventionellen Wasserkraftwerken zählen Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Darüber hinaus gibt es noch Meeresenergie- Kraftwerke. Dazu gehören Strömungskraftwerke und Wellenkraftwerke. Auch ein Prototyp eines Osmosekraftwerks wurde bereits gebaut. Dieses nutzt den Salzgradienten zwischen Meer- und Süßwasser zur Erzeugung von osmotischem Druck, welcher dann eine Turbine antreibt. Im Rahmen dieses Berichts soll jedoch lediglich auf die Funktionsweise der konventionellen Wasserkraftwerke genauer eingegangen werden.

Laufwasserkraftwerke (vgl. Abbildung 4.19) nutzen die natürliche Strömungsenergie von Flüssen und Kanälen. Das Fließwasser wird hierbei in eine Laufturbine geleitet, wobei die potentielle Energie des Wassers eine Drehung der Turbine verursacht. Durch die Rotationsbewegungen wird schließlich ein Generator angetrieben. Die Einfachheit des Prinzips und die Möglichkeit Strom zur Grundlastdeckung bereit zustellen, machen diesen Typ zu dem am häufigsten eingesetzten in Deutschland. Rund 80% der konventionellen Wasserkraftwerke in Deutschland sind Laufwasserkraftwerke [66].

Eine etwas andere Funktionsweise liegt Speicherkraftwerken (vgl. Abbildung 4.20) zugrunde. Bei ihnen wird der Höhenunterschied zwischen einem Speichersee und dem tiefer gelegenen Kraftwerk ausgenutzt. Der Wasserzulauf zum See ist natürlichen Ursprungs. In Druckrohrleitungen schießt das Wasser bei Strombedarf das Gefälle hinab und trifft auf die Turbinen, welche dadurch angetrieben werden. Durch die Kopplung dieser mit einem Generator wird Strom erzeugt. Das Wasser läuft schließlich in einem Fluss ab. Da diese Funktionsweise nicht kontinuierlich arbeitet, können Speicherkraftwerke nur zur Spitzenlastdeckung dienen.

Ein ähnliches Prinzip weisen Pumpspeicherkraftwerke (Abb. 4.21) auf. Jedoch wird hierbei das zur Stromerzeugung genutzte Wasser in einen zweiten, auf Höhe des Kraftwerks liegenden Speichersee geleitet. Übertrifft das Stromangebot die Nachfrage, kann diese Überproduktion dafür verwendet werden um Wasser aus dem tiefer gelegenen Speichersee in den höheren zu pumpen. Damit steht zur Deckung des Energiebedarfs in Spitzenlastzeiten wieder mehr Wasser

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

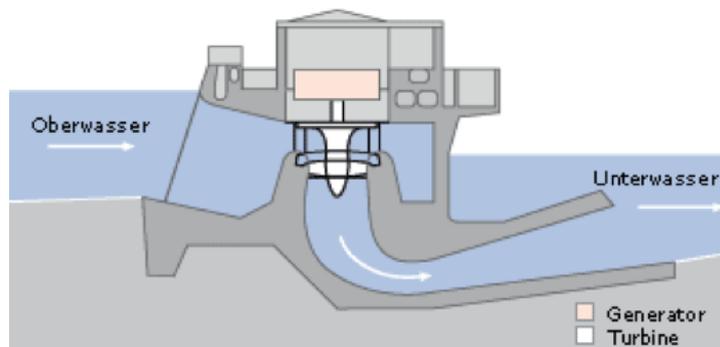


Abbildung 4.19: Laufwasserkraftwerk [65]

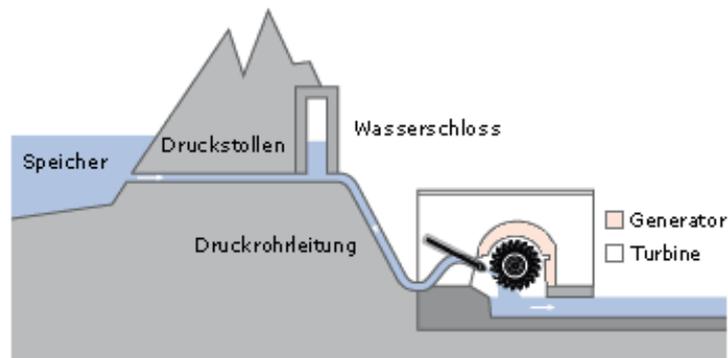


Abbildung 4.20: Speicherkraftwerk [65]

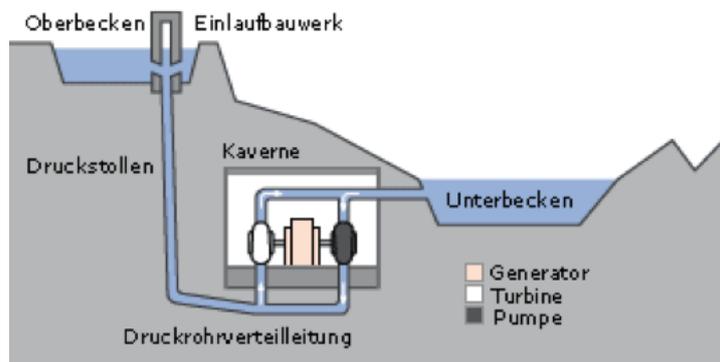


Abbildung 4.21: Pumpspeicherkraftwerk [65]

## 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

zur Stromerzeugung zur Verfügung. Der große Vorteil dieses Typs besteht also in der einfachen Speicherung von Energie in Form von potentieller Energie. Da Pumpspeicherkraftwerke also als Speichertechnologie betrachtet werden, wird auf sie im Kapitel zur Energiespeicherung noch genauer eingegangen (vgl. Kapitel 4.6).

Die Leistung von Wasserkraftwerken ist abhängig vom Durchfluss, der Fallhöhe und dem Wirkungsgrad. Folgende Gleichung stellt den Zusammenhang dar [67, S. 33]:

$$P = \eta \cdot Q \cdot h \cdot g \cdot \rho_{\text{Wasser}} \quad (4.1)$$

Hierbei stellt  $P$  die Leistung der Anlage,  $\eta$  den Wirkungsgrad,  $Q$  den Wasserdurchfluss,  $h$  die Fallhöhe,  $g$  die Erdbeschleunigung ( $g \approx 9,81 \text{ m/s}^2$ ) und  $\rho$  die Dichte des Wassers ( $\rho_{\text{Wasser}} \approx 1 \text{ t/m}^3$ ) dar.

Der Wirkungsgrad wird somit insbesondere von der eingebauten Turbine bestimmt, wobei deren Typ im wesentlichen von der Fallhöhe und dem Durchfluss abhängt. Im Folgenden sollen kurz die drei gängigen Turbinenarten vorgestellt werden:

- Pelton-Turbinen (Abb. 4.22) werden für Fallhöhen von 300-1800 m genutzt. Der Wirkungsgrad kann dabei bis zu 90% betragen. Wegen der großen Fallhöhen wird diese Turbinenart meist in Speicherkraftwerken eingesetzt.
- Die maximale Fallhöhe von Francis-Turbinen (Abb. 4.23) beträgt 700 m. Wegen einem Wirkungsgrad von bis zu 90% und vor allem wegen ihrer universellen Einsetzbarkeit ist sie am weitesten verbreitet.
- Kaplan-Turbinen (Abb. 4.24) finden ihre Anwendung bei großen Wassermengen mit geringen Fallhöhen dementsprechend oft in Laufwasserkraftwerken. Die Fallhöhen befinden sich zwischen 5 und 20 m. Wirkungsgrade von bis zu 95% sind bei diesem Turbinentyp möglich [68].

### Natürliche Bedingungen im Landkreis Freising

Der Landkreis Freising bietet beste Bedingungen zur Nutzung der Wasserkraft. Die Isar und die Amper weisen aufgrund ihres großen Durchflusses und der beachtlichen Fallhöhen ein großes Potential auf. Daneben gibt es auch noch viele kleinere Quellen, die aus dem tertiären Hügelland austreten. Diese entstehen dadurch, dass wasserundurchlässige Tone, die in der tertiären Molasse eingelagert sind, von oben durchsickerndes Wasser stauen. Grenzen diese Schichten an einem Hang an die Oberfläche können dadurch Quellen entstehen. Aufgrund dieser Gegebenheiten ist die Nutzung der Wasserkraft im Landkreis auch bereits sehr weit ausgebaut und bietet nur noch ein geringes Potential für einen weiteren Ausbau des Anteils an Wasserenergie [70].

### Vorhandene Wasserkraftanlagen im Landkreis Freising

Derzeit gibt es im Landkreis Freising 21 Laufwasserkraftanlagen. Die fünf größten Anlagen produzieren dabei 99% der durch Wasserkraft erzeugten Leistung. Die gesamte derzeit erzeugte Ausbauleistung beträgt ca. 50.000 kW. Davon generiert das größte Werk in Pfrombach, das von E.ON betrieben wird, 46%. Es folgen die Uppenbornwerke mit einer Ausbauleistung von 18.500 kW und schließlich die Kraftwerke in Haag, Kranzberg und in Unterbruck-Weng. Der Rest der Anlagen stellen Kleinkraftwerke dar, die im Schnitt etwa 40 kW generieren.

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

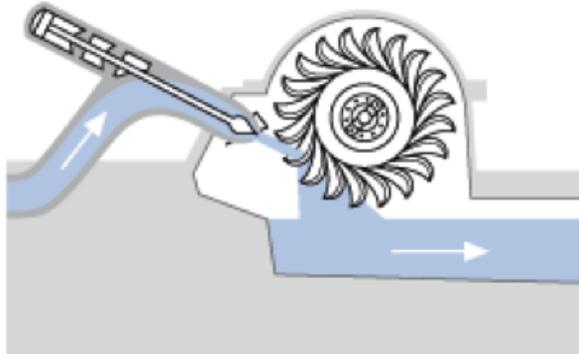


Abbildung 4.22: Pelton-Turbine [69].

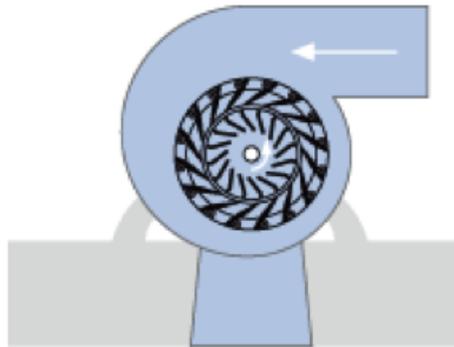


Abbildung 4.23: Francis-Turbine [69].

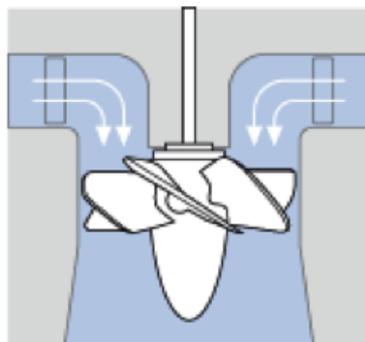


Abbildung 4.24: Kaplan-Turbine [69].

### 4.3.2 Ermittlung des Potentials

Zur Ermittlung des Potentials wurden vom Landkreis Daten zu den aktuell vorhandenen Wasserkraftanlagen bereitgestellt. Daraus wurden Potentiale berechnet, die durch Modernisierungen möglich wären. Außerdem wurden potentielle neue Standorte für Wasserkraftwerke ausfindig gemacht und aus aktuellen Forschungsergebnissen neue Innovationen in der Wasserkrafttechnik herausgearbeitet.

#### Modernisierung alter Kraftwerke

Um eine nachhaltige Energieversorgung zu erreichen ist die Effizienz bei der Erzeugung hoch zu halten. Verluste zu vermeiden ist eine der wichtigsten und einfachsten Energiequellen und birgt enormes Potential. Anhand der Daten für die Ausbauleistung, den Ausbauzufluss und die Ausbaufallhöhe, welche für jedes vorhandene Kraftwerk vom Landkreis Freising zur Verfügung gestellt wurden, kann man die einzelnen Wirkungsgrade berechnen. Moderne Wasserkraftwerke erreichen solche von bis zu 95%. Anhand dieses Maßstabs sind die Wirkungsgrade, mit den im Landkreis Fresing vorliegenden, vergleichbar und Potentiale festzustellen. Tabelle 4.6 gibt eine Übersicht zu den bereits bestehenden Wasserkraftwerken im Landkreis und deren Wirkungsgrade.

Wasserkraftanlage	Ausbauleistung [kW]	Ausbauzufluss [m <sup>3</sup> /s]	Ausbaufallhöhe [m]	Wirkungsgrad
Pfrombach Eon	23.000	132	21,35	83,2%
Uppenborn	18.500	200	12,38	76,2%
Haag Eon	4.300	50	9,35	93,8%
Kranzberg	2.400	35	7,7	90,8%
Unterbruck Weng	1.000	30	4,5	75,5%
6	70	4	2,4	74,3%
7	60	2,9	2,7	78,1%
8	60	3,38	2,65	68,3%
9	50	3	2,2	77,2%
10	40	3,2	1,95	65,3%
11	36	3	1,72	71,1%
12	27	1	3,8	72,4%
13	24	2	1,4	87,4%
14	23	1,5	2	78,2%
15	22	2,5	1,3	69,0%
16	10	2	1	51,0%
17	9	0,34	3,3	81,8%
18	8	0,34	3,2	75,0%
19	7	0,7	1,6	63,7%
20	5	0,39	1,7	76,9%
21	2	0,12	2,27	74,8%
<b>Gesamt</b>	<b>49,653</b>			

Tabelle 4.6: Berechnung der Wirkungsgrade der Wasserkraftwerke im Landkreis Freising.

Die fettgedruckten Zeilen markieren Wirkungsgrade unter 80%. Bei ihnen wird also noch sehr viel Energie im Prozess verloren. Viele dieser Kraftwerke wurden bereits in der ersten Hälfte des

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

20. Jahrhunderts errichtet und seitdem nicht mehr modernisiert. Würde man die betroffenen Anlagen auf den neuesten Stand der Technik bringen, indem beispielsweise alte gegen effizientere Turbinen ausgetauscht würden, so ließe sich wesentlich mehr Strom gewinnen. In Tabelle 4.7 wird ein Wirkungsgrad von 90% für die veralteten Anlagen angenommen, um die mögliche Mehrleistung zu ermitteln.

Wasserkraftanlage	theoretische Leistung bei 90% Wirkungsgrad [kW]	Mehrleistung [kW]	Jahresmehrenergie [kWh/a]
Uppenborn	21.861	3.36	29.438.891
Unterbruck Weng	1.192	192	1.681.175
6	85	15	129.284
7	69	9	79.988
8	79	19	167.153
9	58	8	72.457
10	55	15	132.214
11	46	10	83.725
12	34	7	57.380
14	26	3	30.546
15	29	7	58.642
16	18	8	67.084
18	10	2	14.068
19	10	3	25.303
20	6	1	7.478
21	2	0,41	3.548
Gesamt	23.580	3.659	32.048.936

Tabelle 4.7: Ausbau-Mehrleistung der Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad unter 80% unter Annahme eines Wirkungsgrades von 90%.

Aus der Berechnung wird ersichtlich, dass noch erhebliche Kapazitäten in den bereits bestehenden Anlagen verfügbar sind. Da hierbei die Werte für die Ausbauleistung Grundlage waren, wurde selbiges Vorgehen in Tabelle 4.8 auch auf die durchschnittlichen Werte angewandt. Der mittlere Durchfluss einiger kleinerer Anlagen wurde jedoch mit Null angegeben. Diese gehen dementsprechend ohne mögliche Steigerung in die Berechnung mit ein.

Durch die vorgeschlagenen Maßnahmen können etwa 3.000 kW mehr Leistung generiert werden. Die Wirtschaftlichkeit ist auf Grund positiver Skaleneffekte bei größeren Kraftwerken besser, da absolut mehr Leistung erzeugt werden kann als bei kleinen und somit die Modernisierungskosten schneller zurück erwirtschaftet werden können. Bei kleinen Anlagen ist die absolute Mehrleistung geringer, was aber dennoch hohen Investitionskosten gegenüber steht. Die Wirtschaftlichkeit sollte jedoch für jedes Kraftwerk im Einzelnen geprüft werden.

#### Bau neuer Fließkraftwerke

Im September 2009 wurde die Studie „Ausbaupotentiale Wasserkraft in Bayern“, die im Auftrag der E.ON Wasserkraft GmbH, der bayerischen Elektrizitätswerke GmbH und der Rhein-Main-Donau AG erstellt wurde, veröffentlicht. Dabei werden unter anderem Potentiale für den Neubau von Wasserkraftwerken im Freistaat Bayern analysiert. Im Landkreis Freising befinden sich demnach noch zwei weitere mögliche Standorte. Zum einen ist dies der Ort Palzing,

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Wasserkraftanlage	theoretische Leistung bei 90% Wirkungsgrad [kW]	Mehrleistung [kW]	Jahresmehrenergie [MWh/a]
Uppenborn	17.707	2.722	23.846
Unterbruck Weng	1.391	224	1.961
6	68	12	103,104
7	76	10	87,987
8	77	19	163,196
9	62	9	77,046
Gesamt	19.381	2.995	26.238

Tabelle 4.8: Mehrleistung der Wasserkraftwerke bei Annahme eines Wirkungsgrades von 90%. Es werden nur jene Anlagen mit Wirkungsgraden unter 80% und bekanntem mittlerem Durchfluss gezeigt.

welcher an der Amper liegt, und zum anderen ist dies Achering, welches sich an der Isar befindet. Die Leistung eines möglichen Kraftwerks in Palzing wird auf 2.260 kW geschätzt. In Achering könnte man 925 kW generieren [71]. Die Studie bezieht sich jedoch nur auf große Anlagen. Kleinere Flüsse bzw. Standorte mit geringeren Potentialen wurden nicht mit einbezogen, da diese bisher als unwirtschaftlich galten. Jedoch wird auch Kleinwasserkraftanlagen ein durchaus bedeutender Beitrag beigemessen.

#### Kleinwasserkraftwerke

Die gerade angesprochene Problematik, durch konventionelle Wasserkraftwerke an kleinen Flüssen heutzutage häufig die Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit und aber auch die Genehmigungsfähigkeit nicht mehr erfüllen zu können, bewegte mehrere Forschungsaktivitäten dazu, sich intensiver mit Kleinwasserkraftanlagen auseinander zu setzen. Gegenwärtig steht somit die Erforschung effizienterer Technologien unter Berücksichtigung ökologischer Aspekte im Vordergrund. An der TU München wird eine derartige Anlage derzeit erfolgreich getestet. Als Kleinwasserkraftwerk ist es für Fallhöhen von mindestens 1,50 m und Durchflüsse ab  $2 \text{ m}^3/\text{s}$  wirtschaftlich nutzbar. Bei größeren Fallhöhen ist auch ein geringerer Durchfluss möglich.

Dieses „Schacht-Kraftwerk“ befindet sich dabei vollständig unter Wasser in einem Schacht vor der Staumauer. Der Verschluss auf Höhe der Staumauer dient dem Durchlassen von Geschiebe und ist automatisch hoch- und herunterfahrbar. Die Turbine liegt, gekoppelt mit einem Generator, direkt unter dem Flusslauf vor der Staumauer. Durch die kompakte Bauweise ist das Konzept auch besonders materialeffizient. Die Einströmung des Wassers in die Turbine erfolgt bei dieser Anordnung ohne größere hydraulische Verluste, wodurch die potentielle Energie effizient genutzt werden kann.

Die in der Rechenebene herrschenden geringen Fließgeschwindigkeiten erlauben es Fischen, sich aus eigener Kraft zu lösen. Sie können aber auch mit dem über den Wehrverschluss ablaufenden Wasser ins Unterwasser gelangen. Desweiteren ist seitlich eine Fischtreppe vorhanden, die es erlaubt vom Oberwasser ins Unterwasser und vor allem zurück zu gelangen. Ein Kraftwerksgebäude ist bei diesem Aufbau also ebenso nicht von Nöten wie bauliche Beeinträchtigungen des Ufers, was sowohl ökologische, als auch ökonomische Vorteile mit sich bringt. Das Kraftwerk ist nicht sichtbar, unempfindlich gegenüber Hochwasser und Geschiebe und hat

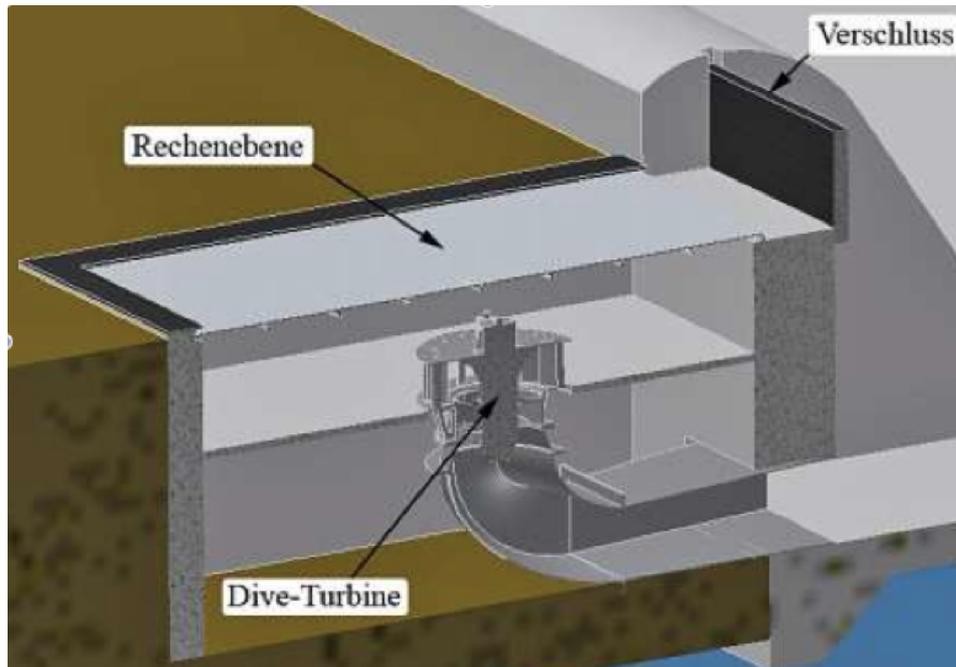


Abbildung 4.25: Anordnung des Schachtkraftwerks [72].

keine Lärmemissionen. Die Kosten sind stark standortabhängig, werden aber auf etwa 6,000 bis 10,000 €/kW geschätzt [72, 73]. Da die Erzeugung von Strom aus großen Wasserkraftwerken schon jetzt beinahe nicht mehr ausbaufähig ist, werden solche Kleinwasserkraftwerke, wie sie an der TU München entwickelt werden, eine immer bedeutendere Stellung einnehmen. Die Wirtschaftlichkeit „kleiner“ Standorte wird dadurch erheblich gesteigert. Denkbar ist auch eine Serienfertigung, was die Kosten natürlich noch weiter senken würde. Darüber hinaus werden die Belange der Umwelt bestens berücksichtigt und das technische Bauwerk optimal in die Landschaft integriert. Auch im Landkreis Freising könnte dieses Konzept Anwendung finden. Ein möglicher Standort wäre z.B. der alte Wehrkanal der Uppenbornwerke.

### 4.3.3 Gesamtes Potential der Wasserkraft

Die Berechnung des gesamten Potentials der Wasserkraft berücksichtigt zunächst nur die bereits erzeugte Leistung im Landkreis. Zu dieser werden die Potentiale aus den möglichen neuen Standorten addiert. Die Leistung eines Kleinkraftwerkes im alten Kraftwerkskanal der Uppenbornwerke ergibt sich aus der Fallhöhe von 9 m [74] und einem angenommenen Durchfluss von  $5 \text{ m}^3/\text{s}$ . Des Weiteren werden noch drei weitere Kleinwasserkraftwerke mit einer Mindestleistung von 30 kW mit in die Berechnung einbezogen. Tabelle 4.9 kann man schließlich entnehmen, dass bei mittlerem Durchfluss etwa eine Leistung von 42.169 kW möglich wäre. Das entspricht 370.000 MWh/a.

Nun werden zum bereits berechneten Potential auch noch die möglichen Gewinne aus Modernisierungen hinzuaddiert. Das Ergebnis ist in Tabelle 4.10 zu sehen. Das gesamte Potential

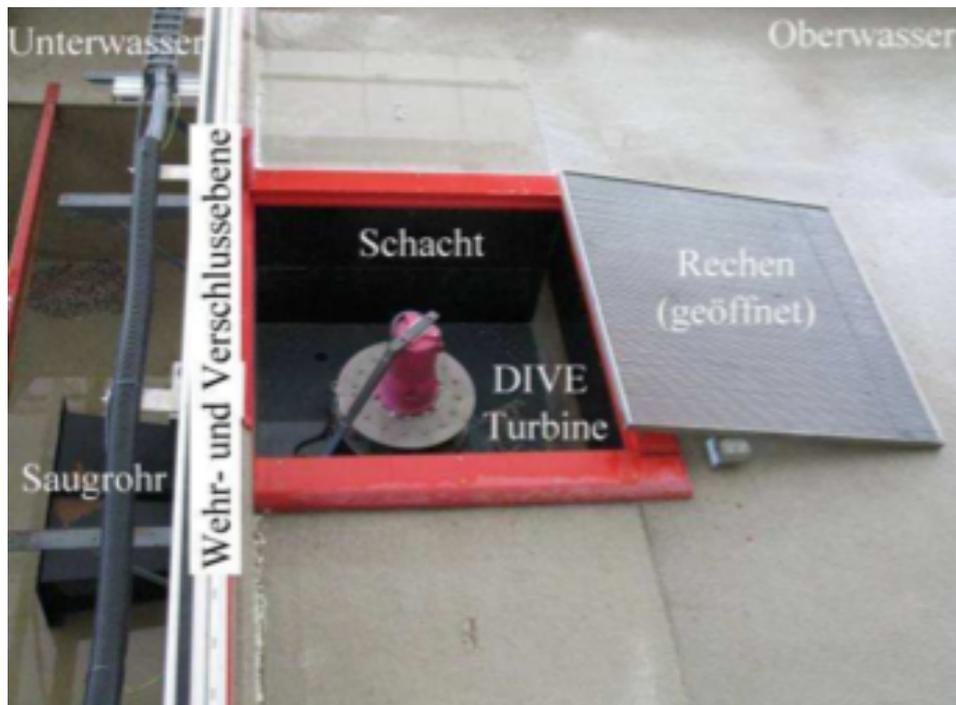


Abbildung 4.26: Ansicht des Modellversuchstandes mit geöffnetem Schacht (Fließrichtung von rechts nach links) [73].

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie



Abbildung 4.27: Ansicht des Modellversuches in Betrieb ([73]).

der Wasserkraft im Landkreis Freising beträgt also für den Durchschnittszufluss 45.000 kW, was ca. 396.000 MWh/a entspricht. Für den Ausbauzufluss erhält man 57.000 kW, was in etwa 500.000 MWh/a an Energie ausmacht.

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

		Leistung [kW]	Energie pro Jahr [MWh/a]
bestehende Anlagen	Ausbauzufluss	49.653	434.960
	Durchschnittszufluss	38.497	337.236
Neubauten	Palzing (Amper)	2.260	19.800
	Achering (Isar)	925	8.100
	alter Kraftwerkskanal	397	3.480
	sonstige Kleinwasserkraftwerke	90	788
Gesamt	Ausbauzufluss	53.325	467.129
	Durchschnittszufluss	42.169	369.405

Tabelle 4.9: Potential ohne Modernisierungen.

		Leistung [kW]	Jahresenergie [MWh/a]
zusätzlich durch Modernisierung	Ausbauzufluss	3.659	32.049
	Durchschnittszufluss	2.995	26.238
Gesamt	Ausbauzufluss	56.984	499.178
	Durchschnittszufluss	45.165	395.643

Tabelle 4.10: Potential mit Modernisierungen.

## 4.4 Biomasse

### 4.4.1 Grundlagen

Mit 1.000 W strahlt die Sonne bei wolkenfreiem Himmel auf die Erde. Durch Photosynthese bauen Pflanzen mit etwa 0,1% der Sonnenenergie Biomasse aus Kohlenstoffdioxid, Wasser und Mineralien auf. Durch Verbrennen der Biomasse wird das Kohlenstoffdioxid wieder freigesetzt und die gebundene Energie zugänglich gemacht. Das Kohlenstoffdioxid steht dann anderen Pflanzen wieder zur Verfügung. Der Kreislauf ist also CO<sub>2</sub>-neutral, wären da nicht die Zufuhr von energieintensiven Kunstdüngern und Transporte. Es gilt also diese Einflüsse durch ökologisches Bewirtschaften und dezentrale Verarbeitung möglichst gering zu halten.

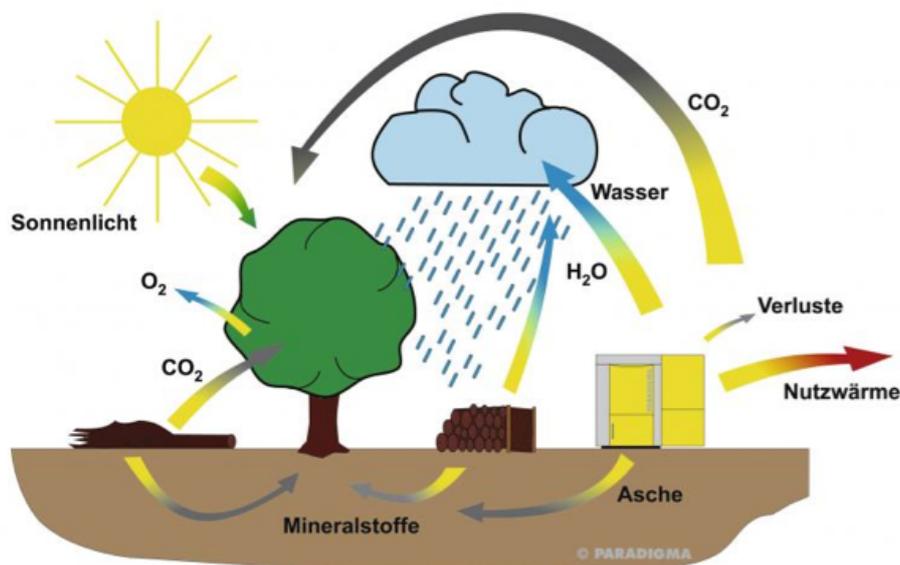


Abbildung 4.28: Der Kohlenstoffdioxidkreislauf von Biomasse [75]

Bei Minimierung der negativ in die Bilanz eingehenden Faktoren ist die Biomasse als planbare Energie neben der wetterabhängigen Photovoltaik und Windkraft eine wichtige Technologie zur Grundlastdeckung [75].

### Nutzungsformen

Biomasse kann sowohl zur Erzeugung von Strom und Wärme als auch zur Gewinnung von Kraftstoff genutzt werden, wobei im Folgenden lediglich auf die Erzeugung von Wärme und Strom näher eingegangen wird. Substanzen wie Pflanzen, Mist, Jauche, Gülle, Festmist usw. werden in der Regel in Biogasanlagen verwertet. Die Umwandlung von Biomasse in Biogas erfolgt dort durch vier Prozesse. In der ersten Phase erfolgt die Hydrolyse, die die energetisch verwertbaren Inhaltsstoffe in eine für die methanbildenden Bakterien leichter zugängliche Form umwandelt.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Es folgt die Acidogenese, in der die Stoffe abgebaut werden und Produkte wie Carbonsäure, Ethanol, Kohlenstoffdioxid, Wasserstoff und Ammoniak entstehen. In der dritten Phase, der Acitogenese, wird Essigsäure produziert, welche in der schließlich folgenden Methangeneese in Methan umgewandelt wird. Dieses Methan ist der Energieträger des Biogases. Je größer der Anteil an Methan, desto größer ist also auch der Brennwert des Biogases. In der Regel erhält man Biogas mit 55-70% Methan, was einem Heizwert von etwa  $6 \text{ kWh/m}^3$  entspricht [76], [77].

Energie aus Holz wird durch Verbrennung zugänglich gemacht. Dies erfolgt oft direkt vor Ort in den Haushalten in Form von Pellet- oder Hackschnitzelheizungen, wodurch natürlich der negative Einfluss des  $\text{CO}_2$ -emittierenden Transports in die Bilanz mit eingeht. Im Gegenteil dazu ist natürlich auch die Betreibung eines Biomasseheizkraftwerks zur großmaßstäblichen Erzeugung von Energie möglich. Der Energiegehalt des Holzes ist stark vom Wassergehalt abhängig. Frisches Waldholz mit einem Wassergehalt von 60% hat einen Heizwert von  $2 \text{ kWh/kg}$ . Nach etwa ein- bis zweijähriger Trocknung sinkt der Wassergehalt auf 20%, der Heizwert steigt dementsprechend auf etwa  $5 \text{ kWh/kg}$  [78, 79]. Um den Wirkungsgrad von Biomassekraftwerken erheblich zu steigern ist die Ausführung als Blockheizkraftwerk (BHKW) zu empfehlen. Dabei wird das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung in einer kleinen kompakten Anlage genutzt. Das bedeutet, dass die entstehende Prozesswärme bei der Stromerzeugung mithilfe eines Wärmetauschers nutzbar gemacht wird. Die so erzeugte Wärme kann direkt vor Ort zur Heizung oder zur Brauchwassererwärmung genutzt werden. Zur Stromerzeugung kann beispielsweise ein Gasmotor, der durch Biogas betrieben wird, genutzt werden. Der Wirkungsgrad wird insgesamt von nur 30-40% bei reiner Stromerzeugung auf 85% gesteigert. Blockheizkraftwerke haben ein Leistungsspektrum von  $0,8 \text{ kW}$  bis  $2 \text{ MW}$  [80].

Eine weitere Möglichkeit zur effizienten Nutzung von Biomasse besteht im Einsatz von Brennstoffzellen. Diese können mit Biogas, das einen hohen Methangehalt aufweist, betrieben werden. Dabei wird durch Elektrolyse die Energie aus dem Biogas in Strom und Wärme umgewandelt. Die entstehende Wärme lässt sich optimal zur Gebäudeheizung nutzen. Es lässt sich bei dieser Form der Umwandlung ein Wirkungsgrad von 60% erzielen [81]. Die beiden letztgenannten Systeme sind aufgrund der kombinierten Erzeugung von Wärme und Strom optimal für eine dezentrale Gebäudeversorgung nutzbar.

#### Landnutzung im Landkreis Freising

Vom bayerischen Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten werden Daten zur Landwirtschaft und Forstwirtschaft der Landkreise geführt. Anhand dieser Daten, welche aus dem Jahr 2006 stammen, konnte die Landnutzung des Landkreises nachvollzogen werden. Die Waldfläche im Landkreis Freising beträgt ca.  $14.600 \text{ ha}$ , also 18% der Gesamtfläche, was deutlich unter dem bayerischen Durchschnitt von 36% liegt. Der Nordwesten des Landkreises ist dabei deutlich am stärksten bewaldet. Der am ärmsten bewaldete Bereich befindet sich im Südwesten Freising auf den Moorböden seitlich der Münchner Schotterebene. Im Nordwesten auf dem tertiären Hügelland dominiert die Fichte als Baumart, wobei dieser auf trockenen Böden häufig Kiefern beigemischt sind. Im Auwald an der Isar im Südosten herrschen zumeist Laubhölzer vor. Dieser ist auch Bestandteil des FFH-Gebietes „Isarauen von Unterföhring bis Landshut“ [83]. Der stark ackerbaulich geprägte Landkreis weist mit 61% einen der höchsten Anteile an landwirtschaftlicher Nutzfläche in ganz Bayern auf. Ca. 1833 Betriebe bewirtschaften die  $48.800 \text{ ha}$ . Die spezifische Nutzung dieser Flächen ist in Tabelle 4.11 aufgeschlüsselt.

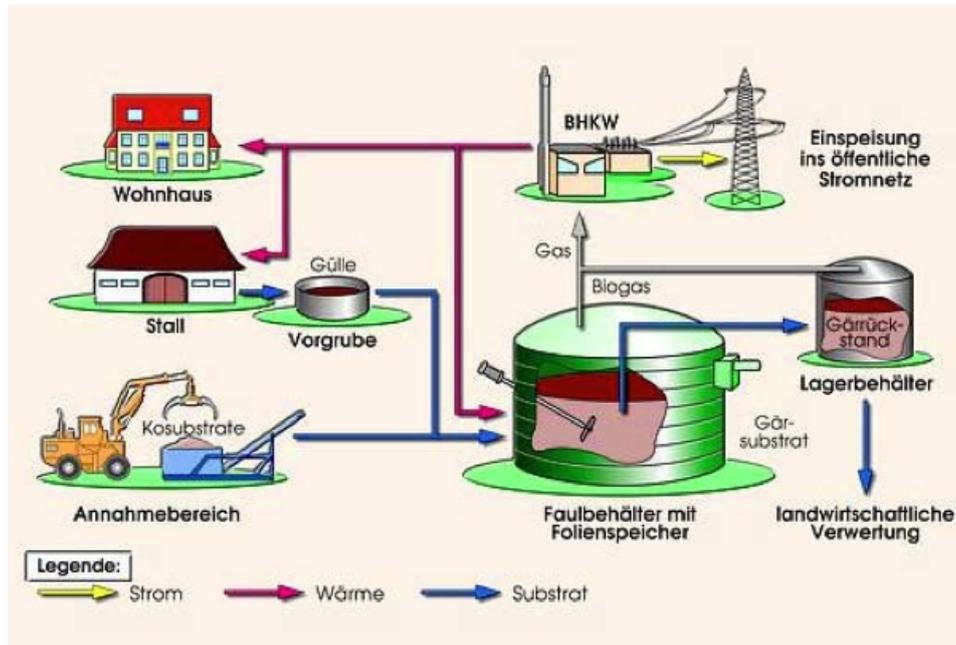


Abbildung 4.29: Übersicht Biomassenutzung zur Energieversorgung (hier durch Nassfermentation [82])

Hervorzuheben für die Berechnung des Biomassepotentials zur Energieerzeugung ist v.a. die stillgelegte Fläche von 3.445 ha. Die bereits zum Anbau von Energiepflanzen verwendete Fläche beträgt 595 ha. Davon sind 416 ha Raps, 84 ha Weizen und 94 ha Silomais [84].

#### Vorhandene Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse im Landkreis Freising

Derzeit befinden sich im Landkreis 21 Anlagen zur Nutzung von Biomasse als Energieträger. Darunter befinden sich 19 Biogasanlagen und 2 Anlagen zur Holzverbrennung. Zusammen haben sie eine elektrische Leistung von 26.746 kW. Eine zusätzliche Anlage ist der Kläranlage in Moosburg in Form einer bereits beschriebenen hocheffizienten Brennstoffzelle mit einer elektrischen Leistung von 220 kW nachgeschaltet. Diese Anlage wird deswegen hervorgehoben, da sie ein exzellentes Beispiel für Effizienz darstellt und als Beispielkonzept für andere Gemeinden dienen kann. Das Biogas wird aus dem Faulturm der Kläranlage bezogen und mit Hilfe einer Kraft-Wärme-Kopplung in einer Brennstoffzelle bei hohem Wirkungsgrad genutzt. Die so gewonnene Wärme wird in das Nahwärmenetz, der Gemeinde eingespeist. Die beiden Holzverbrennungsanlagen dienen zur großmaßstäblichen Verbrennung von Holz. Die Anlage in Zolling kann dabei ca. 90 GWh, bei optionaler Fernwärmeleistung von 30 MW und die Anlage in Neufahrn 30 GWh Strom und 47 GWh Wärme generieren. Die erzeugte Fernwärmeleistung aller Anlagen beträgt rund 17.600 kW, wobei die optionale Leistung von Zolling keine Berücksichtigung findet [84].

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

<b>Flächennutzung</b>	<b>Fläche [ha]</b>	<b>Fläche [%]</b>
<b>Getreide insgesamt</b>	<b>19.628</b>	<b>40,2</b>
<i>Weizen</i>	<i>11.158</i>	<i>56,8</i>
<i>Wintergerste</i>	<i>4.496</i>	<i>22,9</i>
<i>Sommergerste</i>	<i>1.942</i>	<i>9,9</i>
<i>Hafer</i>	<i>1.049</i>	<i>5,3</i>
<i>Triticale</i>	<i>523</i>	<i>2,7</i>
<i>Roggen</i>	<i>306</i>	<i>1,6</i>
<i>Sonstige</i>	<i>154</i>	<i>0,8</i>
<b>Mais insgesamt</b>	<b>7.452</b>	<b>15,3</b>
<i>Silomais</i>	<i>4.548</i>	<i>61</i>
<i>Körnermais</i>	<i>2.773</i>	<i>37,2</i>
<i>Corn-Cob-Mix</i>	<i>131</i>	<i>1,8</i>
<b>Ölsaaten insgesamt</b>	<b>4.478</b>	<b>9,2</b>
<i>Raps</i>	<i>4.377</i>	<i>97,8</i>
<i>Sonstige</i>	<i>101</i>	<i>2,2</i>
<b>Echte Stilllegung</b>	<b>3.445</b>	<b>7,1</b>
<b>Hopfen</b>	<b>1.909</b>	<b>3,9</b>
<b>Ackerfutter insgesamt</b>	<b>1.451</b>	<b>3</b>
<i>Kleegras</i>	<i>1.121</i>	<i>77,3</i>
<i>Ackergras</i>	<i>154</i>	<i>10,6</i>
<i>Sonstige</i>	<i>176</i>	<i>12,1</i>
<b>Kartoffeln insgesamt</b>	<b>680</b>	<b>1,4</b>
<i>Speisekartoffel</i>	<i>405</i>	<i>59,5</i>
<i>Stärkekartoffel</i>	<i>135</i>	<i>19,8</i>
<i>Sonstige</i>	<i>141</i>	<i>20,7</i>
<b>Eiweißpflanzen insgesamt</b>	<b>292</b>	<b>0,6</b>
<i>Erbsen</i>	<i>256</i>	<i>87,5</i>
<i>Sonstige</i>	<i>36</i>	<i>12,5</i>
<b>Zuckerrüben</b>	<b>256</b>	<b>0,5</b>
<b>Feldgemüse</b>	<b>176</b>	<b>0,4</b>
<b>Sonstiges</b>	<b>428</b>	<b>0,9</b>
<b><i>Gesamte Ackerfläche</i></b>	<b><i>40.195</i></b>	<b><i>82,3</i></b>
<b>Dauergrünland insgesamt</b>	<b>8.620</b>	<b>17,7</b>
<i>Wiesen</i>	<i>7.291</i>	<i>84,6</i>
<i>Mähweiden</i>	<i>840</i>	<i>9,7</i>
<i>Weiden</i>	<i>476</i>	<i>5,5</i>
<i>Sonstige</i>	<i>13</i>	<i>0,1</i>
<b>Gesamte landwirtschaftliche Fläche</b>	<b>48.816</b>	<b>100</b>

Tabelle 4.11: Nutzung der landwirtschaftlichen Fläche im Landkreis Freising 2006 [84]

#### 4.4.2 Ermittlung der Potentiale im Landkreis Freising

Wenn es um die Frage geht, in wie weit Flächen zur Produktion von Lebensmitteln in Flächen zur Produktion von Energiepflanzen umgewandelt werden dürfen, resultiert dies oft in einer heftigen politischen Diskussion. Viele stehen dem ablehnend gegenüber, da sie die Lebensmittelproduktion entscheidend negativ beeinträchtigt sehen. Andererseits wird häufig argumentiert, dass die steigenden Lebensmittelpreise nichts mit einer Erhöhung der Anbauflächen für nachwachsende Rohstoffe (NaWaRos), die zur Energieerzeugung genutzt werden, zu tun haben und auch keine Verknappung zu befürchten ist. Im Folgenden werden, auf Grund des in dieser Arbeit gewählten Ansatzes einer nachhaltigen Energieversorgung, nur Flächen mit in die Berechnung des Potentials eingehen, die nicht zur Produktion von Lebensmitteln dienen. Dies bedeutet, dass nur die bereits zum Anbau von NaWaRos genutzten Flächen und stillgelegte Flächen berücksichtigt werden. Die Fläche zum Anbau von Nahrung bleibt also gleich und wird nicht verringert. Zusätzlich wird noch das Potential des Forstbestandes in die Berechnung mit einbezogen.

##### Potential der Landwirtschaft

Im Landkreis werden bereits 595 ha zum Anbau von NaWaRos genutzt. Darüber hinaus sind etwa 3445 ha stillgelegt. Der ertragreichste unter den nachwachsenden Rohstoffen ist mit 50-60 t/a \* ha jährlich der Silomais [85]. Hier wird deswegen ein durchschnittlicher Ertrag von 45 t/a \* ha Biomasse pro Jahr sowie ein spezifischer Gasertrag von 70 m<sup>3</sup>/t angesetzt [86, S. 187]. Dementsprechend kommt man auf einen Biogasertrag von 12 726 000 m<sup>3</sup>/a, wie in Tabelle 4.12 gezeigt wird.

Fläche für NaWaRos [ha]	Frischmassenerzeugung [t/ha*a]	mittlerer Gasertrag [m <sup>3</sup> /a]	absoluter Gasertrag [m <sup>3</sup> /a]
4.040	45	70	12.726.000

Tabelle 4.12: Potential der landwirtschaftlichen Flächen

Für den Gärvorgang werden etwa 15% Prozessenergie benötigt [87]. Abzüglich dieses Anteils bleibt noch ein Gasertrag von 10 817 100 m<sup>3</sup>/a übrig. Tabelle 4.13 kann die zugehörige Berechnung entnommen werden.

Der Heizwert des Biogases ist, wie bereits erwähnt, abhängig vom Methananteil. Im Mittel erhält man einen Heizwert von 6 kWh/m<sup>3</sup> [88]. Bezüglich des Wirkungsgrades wird angenommen, dass das hocheffiziente Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung verwendet wird, da dies dem Stand der Technik entspricht und die höchsten Umsetzraten erzielen kann. Insgesamt wird dabei ein Wirkungsgrad von ca. 85% erreicht. Dieser Anteil setzt sich zu etwa 62% aus Wärmeenergie und zu 38% aus Strom zusammen. Der thermische Wirkungsgrad des Gesamtsystems beträgt somit 53% und der elektrische 32%. Man erhält eine Ausbeute von 34 398 MWh Wärme pro Jahr und 20 769 MWh Strom pro Jahr, wie in Tabelle 4.14 zu sehen ist.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Anteil für Prozessenergie	absoluter Anteil [m <sup>3</sup> /a]	Gasertrag netto [m <sup>3</sup> /a]
15%	1.908.900	10.817.100

Tabelle 4.13: Gasertrag abzüglich Prozessenergie

Nutzungsart	Energieart	Wirkungsgrad	Jahresenergie [kWh/a]	Jahresenergie [MWh/a]
Strom- und Wärmege- winnung	Wärme	53%	34,398,378	34,398
	Strom	32%	20,768,832	20,769

Tabelle 4.14: Landwirtschaftliche Potentiale zur Energieerzeugung

Weiteres Potential zur Erzeugung von Biogas steckt noch in landwirtschaftlichen Abfallstoffen, wie beispielsweise Exkrementen aus der Nutztierhaltung. Aber auch außerlandwirtschaftliche, kommunale Abfälle wie Grünschnitt, Klärschlamm, Bioabfall und Speisereste könnten genutzt werden. Dies stellt eine einfache Möglichkeit zur Verwertung ansonsten diese unberücksichtigter Abfälle dar.

#### Potential der Forstwirtschaft

Bei der Berechnung des Potentials in der Forstwirtschaft ist es wichtig, zwischen Laub- und Nadelbäumen zu unterscheiden, da diese unterschiedliche Zuwachsraten und Energieholzanteile aufweisen. Da keine genauen Daten zur Zusammensetzung der Wälder vorliegen wird aufgrund der Beschreibungen des Bestandes in Tabelle 4.15 angenommen, dass sich die Wälder im Landkreis im Schnitt aus 65% Nadelbäumen und 35% Laubbäumen zusammensetzen. Nadelbäume

Baumart	Anteil	Fläche [ha]
Nadelbäume	65%	9490
Laubbäume	35%	5110
Gesamt	100%	14 600

Tabelle 4.15: Waldzusammensetzung

weisen in Bayern eine Zuwachsrate von etwa 14 Fm<sup>8</sup>, Laubbäume eine Zuwachsrate von 10 Fm

<sup>8</sup>1 Festmeter entspricht 1 m<sup>3</sup> fester Holzmasse

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

auf [89]. Damit lässt sich der jährliche Zuwachs an frischer Biomasse in der Forstwirtschaft des Landkreises Freising berechnen. Für die Ermittlung des energetischen Potentials wird nur dieser Zuwachs, wie ihn Tabelle 4.16 zeigt, berücksichtigt, damit eine nachhaltige Bewirtschaftung möglich ist.

Baumart	Zuwachsrate [Fm/ha a]	Zuwachs [Fm/a]
Nadelbäume	14	132 860
Laubbäume	10	51 100

Tabelle 4.16: Holzmassezuwachs

Da ein gewisser Teil des Zuwachses auch als Industrieholz für andere Zwecke verwendet wird, wird angenommen, dass 40% des Nadelgehölzes und 60% des Holzes aus Laubbäumen als Energieholz zur Verfügung stehen. Aus den Berechnungen in Tabelle 4.4.2 ergibt sich somit die gesamte Energieholzmenge von ca. 84 000 Fm/a.

Baumart	Energieholzanteil	absolute Energieholzmenge [Fm/a]
Nadelbäume	40%	53 144
Laubbäume	60%	30 660
Gesamt	100%	83 804

Tabelle 4.17: Energieholzmenge

Jedoch kann auch ein Teil des nicht sofort energetisch genutzten Holzes noch für diesen Zweck in Anspruch genommen werden. Wegen Verschnitt, Materialfehler usw. fallen ca. 30% Industrierestholz an [90, S.75]. Von dieser Menge wird ein großer Teil von den Unternehmen wiederum als Stoffgut verkauft. Einige nützen es aber auch zur eigenen Wärmeversorgung beziehungsweise verkaufen es an Pellet- oder Hackschnitzelproduzenten. Nimmt man an, dass 20% des Industrierestholzes energetisch genutzt werden, so ergeben sich noch einmal ca. 6000 Fm/a, wie aus Tabelle 4.4.2 hervorgeht.

Baumart	absolute Energieholzmenge [Fm/a]
Nadelbäume	4783
Laubbäume	1226
Gesamt	6009

Tabelle 4.18: Energieholzmenge aus Industrierestholz

Und noch eine weitere Quelle soll hier genauer untersucht werden. Jährlich entstehen in Deutschland 95 kg Altholz pro Einwohner ([91]; Seite 144). Darin enthalten sind beispielsweise alte Möbel, aber auch Holz aus Abrissen. Mit der Anzahl der Einwohner ließe sich also leicht ein mögliches Potential abschätzen. Da jedoch nicht bekannt ist woher das Altholz stammt und

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

nur das Potential des Landkreises Freising selbst betrachtet wird, soll hier ein anderer Weg der Berücksichtigung Eingang finden. Es wird angenommen, dass 10% des jährlich verarbeiteten Industrieholzes, also in Form von Produkten in Umlauf kommendes Holz, als Altholz verwertet wird. Da Altholz aufgrund der Schadstoffgehalte von behandeltem Holz nicht mehr in Deponien entsorgt werden darf, ist die energetische Verwertung wesentlich angestiegen und liegt nun bei 78% [92]. In Tabelle 4.19 kann man erkennen, dass somit stehen weitere 6027 Fm/a zur Verfügung.

Baumart	absolute Energiemenge [Fm/a]
Nadelbäume	4352
Laubbäume	1674
Gesamt	6027

Tabelle 4.19: Energiemenge aus Altholz

Für die weiteren Berechnungsschritte wird schließlich die gesamte sich ergebende Energiemasse in die Einheit  $t_{\text{atro}}$  umgewandelt, was die absolute Trockenmasse angibt. 1 Fm Nadelholz entspricht dabei 445  $kg_{\text{atro}}$ , 1 Fm Laubholz entspricht 670  $kg_{\text{atro}}$  [93, S. 250-260]. In Tabelle 4.20 wird eine Übersicht hierzu gegeben.

Baumart	Trockenmasse [kg/Fm]	absolute Trockenmasse [ $t_{\text{atro}}$ /a]
Nadelbäume	445	27 714
Laubbäume	670	22 485
Gesamt	1115	50 200

Tabelle 4.20: Gesamte Energiemenge

Da Holz bestens für dezentrale Wärmeerzeugung direkt vor Ort geeignet ist, wird angenommen, dass etwa 50% der absoluten Trockenmasse, die in einem Jahr zuwächst und als Energiemasse verwertet wird, rein für Wärmeerzeugung verwendet wird. Das Heizen vor Ort kann in hauseigenen Pelletheizungen oder Kachelöfen stattfinden. Dieser Weg der Nutzung erscheint angesichts der relativ geringen zur Verfügung stehenden Menge Holz zur großmaßstäblichen Nutzung sinnvoller und sollte deshalb dementsprechend gefördert werden. Der Wirkungsgrad beträgt dabei etwa 85%. Die andere Hälfte wird in Anlagen durch Kraft-Wärme-Kopplung hocheffizient zu Strom und Wärme umgewandelt. Bei der Verbrennung von Biofeststoffen ergibt sich ein Wirkungsgrad von 50% für die Wärmeerzeugung und 30% für die Stromerzeugung [94, S. 90-130]. Mit einem Heizwert von 5,12 MWh/ $t_{\text{atro}}$  [95, S. 101] ergibt sich für Holz schließlich das in Tabelle 4.21 dargestellte Ergebnis.

Wie in Tabelle 4.22 zusammengefasst zu sehen ist, ergibt sich ein mögliches energetisches Potential in der Forstwirtschaft von ca. 173,000 MWh/a zur Wärmeerzeugung und 38,500 MWh/a zur Stromerzeugung.

Über dies hinaus können zur Biomasseverbrennung auch Hölzer aus extra angepflanzten Energiewäldern verwendet werden. Diese bestehen aus Baumarten mit hohen Zuwachsraten, wie

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Nutzungsart	Anteil	Energieart	Wirkungsgrad	Jahresenergie [MWh/a]
Wärmegegewinnung	50%	Wärme	85%	109 235
		Strom	30%	38 553
Strom / Wärme	50%	Wärme	50%	64 256

Tabelle 4.21: Berechnung des energetischen Potentials in der Forstwirtschaft

Energieart	Jahresenergie [MWh/a]
Wärme	173 491
Strom	38 553

Tabelle 4.22: Potential Forstwirtschaft

z.B. Pappel und Weiden [96]. Außerdem könnten Schwemholz und auch schilfartige Pflanzen genutzt werden.

#### 4.4.3 Gesamtes Potential aus Biomasse

Tabelle 4.23 zeigt nun zusammengefasst noch einmal die Ergebnisse der Berechnungen des Potentials aus der Landwirtschaft und der Forstwirtschaft.

	Sektor	Energieart	Jahresenergie [kWh/a]	Jahresenergie [MWh/a]
Potential	Forstwirtschaft	Wärme	173.490.678	173.491
		Strom	38.553.484	38.553
	Landwirtschaft	Wärme	34.398.378	34.398
		Strom	20.768.832	20.769

Tabelle 4.23: Übersicht Potential aus Landwirtschaft und Biomasse

Tabelle 4.24 zeigt schließlich das Ergebnis der gesamten Abschätzung. Insgesamt lässt sich feststellen, dass ungefähr 267.211 MWh aus Biomasse erzeugt werden könnten. Davon wären etwa 207.889 MWh Wärmeenergie und 59.322 MWh Strom.

Aus den Stromdaten der Sonnenkraft Freising e.V. kann jedoch entnommen werden, dass bereits 32 GWh Strom durch Biogasanlagen erzeugt werden. Das Potential der Landwirtschaft zur Stromerzeugung wäre demnach bereits ausgereizt. Außerdem verbrennen die beiden Holzverbrennungsanlagen in Zolling und Neufahrn mit ca. 140.000 t bereits wesentlich mehr Holz, als im Landkreis pro Jahr wächst. Aufgrund dessen werden diese beiden Anlagen bei der später folgenden Berechnung der gesamten erzeugten Energie zunächst außen vor gelassen.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Energieart	Jahresenergie [kWh/a]	Jahresenergie [MWh/a]
Wärme	207.889.056	207.889
Strom	59.322.316	59.322
Gesamt	267.211.372	267.211

Tabelle 4.24: Gesamtes energetisches Potential

Die Differenz des berechneten Potentials zum bereits erzeugten Strom aus Biogasanlagen ist damit zu begründen, dass für die Berechnung des Potentials nur die stillgelegten Flächen berücksichtigt werden. Für die bestehenden Biogasanlagen werden jedoch auch andere Flächen und eventuell Flächen aus benachbarten Landkreisen verwendet. Dies bedeutet, dass mehr als die stillgelegten Flächen zum Anbau von Energiepflanzen benutzt werden. Auf Basis der Annahme, dass 13 % der landwirtschaftlichen Fläche zum Anbau von Energiepflanzen verwendet werden, ergibt sich die derzeit gewonnene, in Tabelle 4.25 aufgeführte Strommenge. Ein Vergleich mit der aktuellen Wärmeerzeugung von ca. 48 GWh/a durch die Biogasanlagen, wie vom Landratsamt angegeben, zeigt, dass noch mehr Wärme durch Effizienzsteigerung in der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden könnte. Darüber hinaus wäre es möglich weitere Flächen zum Anbau von Energiepflanzen zu nutzen. Dies stünde jedoch in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und verletzt den Anspruch einer nachhaltigen Stromversorgung.

Energieart	Jahresenergie [kWh/a]	Jahresenergie [MWh/a]
Wärme	53.641.035	53.641
Strom	32.387.040	32.387

Tabelle 4.25: Potential der Landwirtschaft bei Nutzung von 13 % der landwirtschaftlichen Fläche

Die Kosten für Biogasanlagen werden auf etwa 2500 €/kW für größere Anlagen und 4000 €/kW für kleinere Anlagen geschätzt [88]. Gefördert werden jedoch insbesondere Anlagen zur Verbrennung von Biofeststoffen. So gibt es z.B. Marktanreizprogramme zur Förderung von Holzhackschnitzelheizungen, Scheitholzvergaserheizungen und Pelletheizungen. Die Förderung betrifft dabei sowohl Kommunen, als auch Privatpersonen. Eine geeignete Informationsplattform für diese Fragen stellt die vom BINE Informationsdienst verwaltete Homepage zur Energieförderung, welche auch im Literaturverzeichnis aufgeführt ist, dar [97].

## 4.5 Solarthermie

Die Sonne liefert uns täglich ein enormes Energiepotential, das in Deutschland den Primärenergieverbrauch um das achtzigfache übersteigt. Fossile Brennstoffe wie Kohle, Erdöl oder Erdgas sind dagegen nur begrenzt vorhanden und werden nach neusten Entwicklungen immer teurer. Deshalb ist es nicht nur ökologisch, sondern auch wirtschaftlich sinnvoll Solarthermieanlagen zur Warmwasseraufbereitung und Heizungsunterstützung zu nutzen.

### 4.5.1 Technologie

#### Beschreibung der Technologie

Bei Solarthermieanlagen unterscheidet man zwischen Anlagen, die alleine Warmwasser bereitstellen und Anlagen, die sowohl warmes Trinkwasser als auch warmes Wasser für die Heizungsunterstützung liefern. Zur Stromerzeugung können solarthermische Anlagen im Landkreis Freising nicht eingesetzt werden, da die Sonneneinstrahlung zu gering ist. Solarthermische Anlagen zur Wärmeerzeugung sind relativ einfach aufgebaut und bestehen im Wesentlichen aus einem Kollektorfeld, einem Speichersystem und einem Rohrleitungssystem zwischen Kollektoren und Speicher.

Die Sonnenkollektoren absorbieren die Sonneneinstrahlung, wobei die Energie von einem Wärmeträgermedium in einem System von Röhren gesammelt wird. Dieses Medium fließt dann weiter zu einem Warmwasserspeicher. Dort wird die Wärme über einen Wärmetauscher an das Trinkwasser übertragen. Das abgekühlte Medium wird zum Kollektor zurück gepumpt, solange nutzbare Wärme zur Verfügung steht. Das erwärmte Trinkwasser steigt im Speicher nach oben, so dass sich dort eine Schichtung von warmen und kalten Wasser ergibt.

Es gibt unterschiedliche Typen von Kollektoren. 90% der Solaranlagen werden jedoch mit **Flachkollektoren** gebaut. Diese bestehen aus einem flachen, wärmegeprägten Gehäuse mit einer transparenten Glasabdeckung. Der Absorber, eine innere, schwarze Oberfläche absorbiert die eingestrahlte Sonnenenergie und erhitzt so das darunter liegende Rohrsystem. Flachkollektoren sind robust, variabel montierbar und haben ein sehr gutes Preis-Leistungs-Verhältnis (200-400 EUR/m<sup>2</sup>) [99]. Bei **Vakuumpöhrnenkollektoren** ist der Absorber in eine evakuierte Glasröhre eingebaut. Durch die guten Wärmedämmungseigenschaften des Vakuums können die Wärmeverluste fast vollständig reduziert werden. Deshalb erzielt diese Kollektorart höhere Wirkungsgrade als Flachkollektoren, ist aber auch deutlich teurer (600-900 EUR/m<sup>2</sup>). Es werden außerdem höhere Temperaturen erreicht als im Flachkollektor, was eine effektivere Heizungsunterstützung möglich macht.

Um die erzeugte Wärme zu speichern, werden entsprechende **Solar- oder Pufferspeicher** eingesetzt, die in ihrer Größe auf die Kollektorfläche abgestimmt werden müssen. Für Anlagen zur Heizungsunterstützung werden meist Kombispeicher verwendet, bei denen die Solaranlage, die Warmwasserbereitung und die Heizung verschaltet sind. Solche Kombisysteme mit einer Kurzzeit- Wärmespeicherung für zwei Tage werden meist in Ein- oder Zweifamilienhäusern eingesetzt, um kurze sonnenarme Perioden zu überbrücken.

Neben dem Wohn- und Bürogebäudebereich bieten auch gewerbliche Betriebe große Potentiale für die Nutzung der Solarthermie, da in Europa rund 30% des industriellen Wärmebedarfs auf einem Temperaturniveau von unter 100 °C liegen, was häufig eine thermische Nutzung der Sonnenenergie erlaubt. Solarthermie ist vor allem für Betriebe geeignet, die insbesondere in der

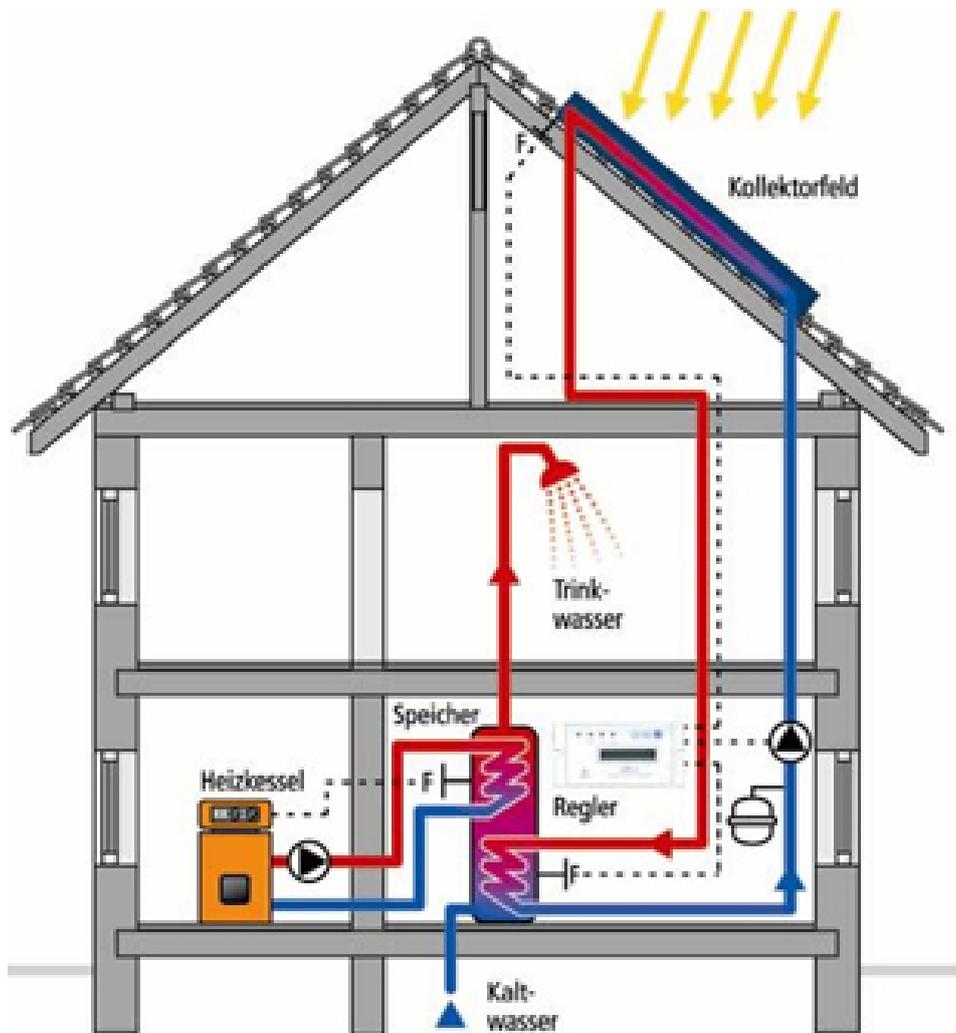


Abbildung 4.30: Schema einer solarthermischen Anlage [98].

## 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

warmen Jahreszeit Prozesswärme auf einem niedrigen Temperaturniveau (unter 100 °C, besser unter 60 °C) benötigen. Die durch Solarthermie erzeugte „solare Prozesswärme“ kann bei verschiedenen Prozessen eingesetzt werden, z. B. bei der Beheizung von Prozessbädern, bei der Trocknung oder beim Waschen und Reinigen.

### Entwicklung der Technologie

Durch intelligente Regelsysteme bei den Pumpen und technischen Fortschritt bei der Speichertechnik des Warmwassers konnten in den vergangenen Jahren wesentliche Verbesserungen erzielt werden. Außerdem werden große Bemühungen darauf verwendet, eine ideale Wärmedämmung für die Kollektoren und das Rohrsystem bereitzustellen, um die Wärmeverluste besonders bei langer Leitungsführung minimieren zu können. Optimiert werden kann des Weiteren noch die Verschaltung von Heizkessel und Pufferspeicher. Die Kollektoren sind jedoch technisch sehr einfach aufgebaut und haben sich seit Jahrzehnten in ihrer Bauweise bewährt, weshalb die bereits hohen Wirkungsgrade (ca. 80%) nur noch geringfügiges Verbesserungspotential bieten. Die Leistungssteigerung der solarthermischen Anlagen, die sich bis 2035 ergeben wird, ist deshalb im Gegensatz zu den anderen, „moderneren“ Technologien als sehr schwach einzuschätzen. Bei der Installation zeichnet sich die Entwicklung ab, dass die Kollektoren nicht nur aufs Dach montiert werden, sondern immer öfter gleich ins Dach integriert werden, wodurch man sich ein konventionelles Dach sparen kann. In diesem Zusammenhang bieten bereits einige Firmen, wie zum Beispiel das Unternehmen WOLF [100] einheitliche Solarlösungen fürs Dach an, die Solarkollektoren, Photovoltaik- Module und wenn nötig Blindpaneele kombinieren, um eine harmonische Optik und eine optimale Strom- und Wärmeerzeugung sicherzustellen. Außerdem gibt es Pilotprojekte, bei denen Solarkollektoren unterhalb von Photovoltaik- Zellen angeordnet werden, um gleichzeitig die Solarkollektoren zu erwärmen und die PV-Zellen dadurch abzukühlen, was Wirkungsgradsteigerungen bei beiden Anlagen verspricht.

Eine weitere wichtige Entwicklung im Bereich der Solarthermie ist der Trend, große solare Nahwärmenetze aufzubauen, die mehrere Wohnungen mit Wärme versorgen können. Durch die Verwendung von großen Wärmespeichern, zum Beispiel Erdbeckenspeichern, Erdsondenspeichern oder Aquiferspeichern kann die im Sommer erzeugte Wärme länger gespeichert werden und zum Teil auch im Winter noch genutzt werden. Auf einige interessante Beispiele der solaren Nahwärmeversorgung wird im Beispiel-Teil dieses Kapitels noch genauer eingegangen.

### Dimensionierung

Je Person sollten 1 bis 1,3 m<sup>2</sup> eines Flachkollektors und 0,8 - 1,0 m<sup>2</sup>[38] eines Vakuumröhrenkollektors installiert werden. Für das Speichervolumen sollten 60 bis 80 Liter pro Quadratmeter Kollektorfläche veranschlagt werden, was etwa dem 1,5 - 2 fachen des täglichen Warmwasserbedarfs entsprechen sollte. Da die Erträge einer Solaranlage jedoch auch stark von der Dachausrichtung, Dachneigung und Verschattung abhängen, kann durch spezielle Dimensionierungsprogramme, z.B. vom Bayerischen Umweltministerium, oder durch Energieberater die individuell passende Anlagengröße ermittelt werden.

### Kosten

Die Preise für eine Anlage mit Flachkollektoren für einen 4-Personen-Haushalt liegen zwischen 4.000 und 6.000 EUR inklusive Montage. Wenn zusätzlich eine Heizungsunterstützung installiert werden soll, erhöhen sich die Kosten auf 8.000 bis 10.000 EUR, da hier ein zweiter, separater Wasserkreislauf benötigt wird. Obwohl die Kosten für solarthermische Anlagen in den letzten Jahren stark gesunken sind, wird erwartet, dass in Zukunft keine großen Kostensenkungen mehr realisierbar sind. Im Gegensatz zu den anderen erneuerbaren Energien sind die Kosten für solarthermische Anlagen jedoch sehr gering, weshalb die Solarthermie zur Warmwasserversorgung die kostengünstigste Möglichkeit darstellt, um als Privatperson etwas zum Energiewandel beizutragen. Finanziell gefördert werden Solarkollektoren zur kombinierten Warmwasserversorgung und Heizungsunterstützung über das Marktanzreizprogramm des Bundes. Weniger stark gefördert werden Anlagen, die ausschließlich der Warmwasserbereitung dienen. Außerdem gibt es einige Kommunen, die attraktive Förderprogramme, zum Beispiel Solargemeinschaften oder finanzielle Anreize anbieten. Um einen kurzen Überblick über die Wirtschaftlichkeit zu gewinnen, wird hier eine Beispielrechnung angeführt [101]:

	Warmwasseraufbereitung	Warmwasseraufbereitung und Raumheizungsunterstützung
Kollektorfläche	5 m <sup>2</sup>	12 m <sup>2</sup>
Energieeinsparung durch Solaranlage	2.200 kWh/a	3.200 kWh/a
Investitionskosten	4.000 EUR	9.000 EUR
jährliche Kapitalkosten <sup>9</sup>	350 EUR	780 EUR
jährliche Betriebskosten	50 EUR	120 EUR
Erzeugungskosten ohne Förderung	18 ct/kWh	28 ct/kWh
Erzeugungskosten mit Förderung	16 ct/kWh	24 ct/kWh
eingesparte Energiekosten pro Jahr	75 EUR	120 EUR

Tabelle 4.26: Wirtschaftlichkeit einer solarthermischen Anlage

### 4.5.2 Energieerzeugung

Der Landkreis Freising verfügt über sehr günstige Voraussetzungen zur Nutzung der Solarenergie. Es ergeben sich im langjährigen Mittel Sonnenscheindauern von 1.600 Stunden pro Jahr, was einer Globalstrahlungsenergie von 1.200 kWh/m<sup>2</sup> entspricht [38]. Im Vergleich dazu beträgt das Flächenmittel für die Globalstrahlung in Deutschland 1.048 kWh/m<sup>2</sup>. Eine solarthermische Anlage im Landkreis Freising kann davon durchschnittlich 525 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr [100] in nutzbare Energie umsetzen.

### Zeitliche Differenzierung

Mit einer richtig dimensionierten solarthermischen Anlage kann man jährlich 50 bis 65% des Warmwasserbedarfs mit Sonnenenergie decken.

<sup>9</sup>Lebensdauer 20 Jahre, Zinssatz 6% p.a.

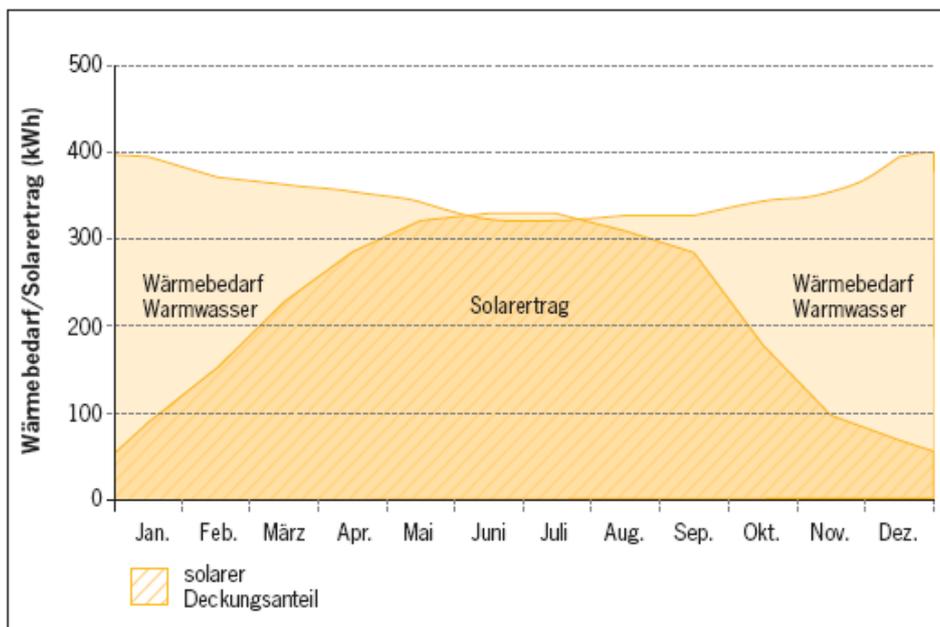


Abbildung 4.31: Gegenüberstellung von Wärmebedarf und Ertrag einer solarthermischen Anlage [102].

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Im Sommer, von Mai-September, kann der gesamte Bedarf an Warmwasser über die Solaranlage bereitgestellt werden. Bei maximaler Sonneneinstrahlung erreicht eine solarthermische Anlage eine Leistung von bis zu  $0,375 \text{ kW/m}^2$  [100]. An einem bewölkten Tag oder am Vormittag wird die Hälfte bis ein Drittel dieses Maximalwertes erreicht. Durch den Wärmespeicher können jedoch auch im Sommer zwei bis vier Schlechtwetter-Tage problemlos überbrückt werden. Die Heizung muss daher im Sommer nicht eingeschaltet werden und wird so geschont.

Um eine vollständige solare Warmwasserversorgung auch im Winter zu erreichen, müsste man die Kollektorfläche vervielfachen und das komplette Hausdach mit Kollektoren auslegen. Angesichts der Kosten und der Überschussenergie im Sommer ist dies nicht immer sinnvoll. Die restlichen ca. 40% der benötigten Energie müssen vorwiegend im Winter über eine Zusatzheizung gedeckt werden. Dies geschieht in der Regel über den Heizkessel und den oberen Wärmetauscher des Speichers. Mitentscheidend für die Höhe des Zusatzenergiebedarfs ist die eingestellte Trinkwassersolltemperatur. Je niedriger diese gewählt wird, desto höher ist der Deckungsanteil der Solarenergie und umgekehrt.

Bei solarthermischen Anlagen mit Heizungsunterstützung können ca. 20 bis 30% des gesamten Heizwärmebedarfs solar erzeugt werden, der restliche Anteil muss wieder von einer Heizung sichergestellt werden.

#### Situation im Landkreis Freising

Für die genauere Analyse wird im Folgenden die zeitliche Entwicklung der solarthermischen Anlagen in der Gemeinde Moosburg betrachtet [32]. Derzeit (2010) sind schätzungsweise ca. 7% der geeigneten Dachflächen mit Solaranlagen zur Warmwasserversorgung besetzt. Grundsätzlich würden sich aber mehr als die Hälfte aller Wohngebäude für die Installation von thermischen Solaranlagen eignen. An den beiden nachfolgenden Säulendiagrammen lässt sich sehr gut erkennen, dass sowohl die Anlagenanzahl als auch die installierte Kollektorfläche in der Gemeinde Moosburg kontinuierlich zunehmen. Daraus wird auch deutlich, dass die durchschnittliche Anlagengröße über das letzte Jahrzehnt nur sehr leicht angestiegen ist.

Jahr	Anlagenanzahl
2000	162
2001	216
2002	261
2003	314
2004	358
2005	394
2006	476
2007	522
2008	583
2009	623
2010	689

Tabelle 4.27: Anzahl der installierten solarthermischen Anlagen in der Gemeinde Moosburg

## 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Jahr	Installierte Fläche [m <sup>2</sup> ]
2000	1134
2001	1512
2002	1827
2003	2327
2004	2667
2005	3034
2006	3765
2007	4247
2008	4887
2009	5483
2010	6179

Tabelle 4.28: Fläche der installierten solarthermischen Anlagen in der Gemeinde Moosburg.

Aus der im Jahr 2010 installierten Fläche an thermischen Solaranlagen errechnet sich mit einem durchschnittlichen Ertrag von 525 kWh/m<sup>2</sup> (siehe Abschnitt 4.5.2) eine Energiemenge von 324,4 MWh für Moosburg, die jährlich erzeugt wird.

### 4.5.3 Prognose

In Zukunft wird verstärkt versucht werden, die zeitlichen Schwankungen bei der Nutzung von Sonnenenergie durch die Verbesserung von Speichermedien auszugleichen, um auch im Winter den Großteil der nötigen Heizwärme mit Solaranlagen decken zu können. Außerdem werden zusätzlich immer mehr Wärmepumpen eingesetzt werden. In den letzten Jahren konnte jedoch der Trend beobachtet werden, dass sich die Entwicklung der Solarthermieanlagen verlangsamt hat, da wegen der starken Förderung durch das EEG Photovoltaikanlagen oft bevorzugt wurden.

### 4.5.4 Beispiele

#### Solare Nahwärmeversorgung in Attenkirchen

Die solare Nahwärmeversorgung in Attenkirchen wurde 2000/2001 gebaut und ist seit Frühjahr 2002 in Betrieb. Die Anlage soll eine Siedlung mit 30 Häusern und eine Tennishalle mit Warmwasser und Heizwärme versorgen und ist damit eines der kleinsten derartigen Systeme in Deutschland. Deutlich größere Ausführungen befinden sich zum Beispiel in Crailsheim oder Am Ackermannbogen (Olympiapark München). Der verwendete saisonale Speicher besteht aus einem inneren Erdbeckenspeicher, der von einem Erdwärmesondenfeld als Langzeitspeicher umgeben ist. Diese relativ billige Speicherkombination, die erstmalig in Attenkirchen eingesetzt wurde, soll es ermöglichen im Gegensatz zu Kurzzeitspeichern, die ca. 20% solare Deckung gewährleisten bis zu 50% des Heizbedarfs zu erreichen [103]. Dies wird erreicht, indem die Solarwärme bei einem Überangebot an Solarstrahlung im Sommer in den Langzeit-Wärmespeicher eingespeist wird. Zur Zeit gibt es in Deutschland neun solche Pilotanlagen, die die Vor- und Nachteile der jeweiligen Speichertypen darlegen sollen, um eine optimale Lösung zu finden. Zu-



Abbildung 4.32: Lageplan der solaren Nahwärmeversorgung Attenkirchen [103].

#### *4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie*

sammenfassend lässt sich sagen, dass mit solar unterstützten Nahwärmesystemen mit Langzeit-Wärmespeichern bisher sehr viele positive Erfahrungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und Wärmeerträge gemacht wurden. Daher sollte vor allem beim Neubau von Siedlung ein solches Konzept in Erwägung gezogen werden, um den Einsatz von fossilen Brennstoffen für die Warmwassererzeugung und Heizwärmeversorgung möglichst zu minimieren.

##### **Gründung von Solargemeinschaften**

Das Beispiel der Gemeinde Ascha/Mitterfels zeigt, dass die Mitglieder von Solargemeinschaften zusammen kostengünstiger solarthermische Anlagen installieren können. Aufgrund des geringen Eigenbedarfs hat diese Gemeinde selbst keine Anlagen gebaut, sondern durch Öffentlichkeitsarbeit und finanzielle Anreize versucht, die Bürger vom Bau einer eigenen Solarthermieanlage zu überzeugen. So gründeten 20 Haushalte unter Organisation der Gemeinde eine Solargemeinschaft, um durch gezielte Sammelbestellungen die staatlichen Fördermittel besser auszunutzen und bei einer ortsansässigen Heizungsbaufirma günstige Konditionen auszuhandeln. Außerdem wurde die Errichtung von einer Solaranlage mit bis zu 500 EUR von der Gemeinde gefördert. Besonders wichtig ist es auch, durch Infoveranstaltungen, Broschüren und Mitteilungen die Bürger immer wieder über die Möglichkeiten und Vorteile von solarthermischen Anlagen zu informieren. In diesem Umfeld ist zum Beispiel die Gemeinde Haar sehr aktiv, weil sie versucht durch ein Online-Solarkataster Hauseigentümer auf das Energiepotential auf ihren Häusern aufmerksam zu machen und zusätzlich Haus-zu-Haus-Solarberatungsaktionen anbietet, deren Kosten von der Gemeinde übernommen werden.

## 4.6 Speichertechnologien

Energiespeicher dienen der räumlichen und/oder zeitlichen Entkopplung von Energieverfügbarkeit und Energiebedarf. Da die Speicherung von Energie wegen der nötigen Investitionen und unvermeidbaren Verluste generell mit Kosten verbunden ist, sollte der Speicherbedarf durch Optimierung von Energiebereitstellung und Verbrauch möglichst gering gehalten werden. Verluste entstehen bei dem Gesamtsystem Energiespeicher aus dem Speicher selbst sowie den vor- und nachgeschalteten Wandlungsschritten. In diesem Kapitel werden Energiespeicher für Anwendungen im Stromnetz (elektrische Energie) und zur Gebäudeheizung (Wärmeenergie) behandelt, die im Landkreis Freising technologisch einsetzbar sind. Auf Energiespeicher für mobile Anwendungen wie bspw. im Straßenverkehr wird nicht eingegangen.

### 4.6.1 Energiespeicher im Stromnetz

Da das Stromnetz keine wesentliche Speicherkapazität besitzt, muss zu jedem Zeitpunkt die Stromerzeugung mit der Stromnachfrage übereinstimmen. Ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage führt zu Störungen im Netz. Ungleichgewichte resultieren zum einen aus Schwankungen auf Seiten der Stromerzeugung, bspw. durch den Einsatz von regenerativen Energien wie Windkraft, und zum anderen auf Seiten der Nachfrage auf Grund von Lebensgewohnheiten und Strombedarf der Industrie. So ist der Strombedarf in der Nacht und am Wochenende geringer als am Tag bzw. unter der Woche. Zur Anpassung der Stromerzeugung an die jeweils vorherrschende Nachfrage werden unterschiedliche Kraftwerkstypen gebraucht. Unterschieden wird zwischen Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken. Grundlast kann regenerativ durch Laufwasserkraftwerke und Biomasse(heiz)kraftwerke mit Dampfturbine bereitgestellt werden. Der Mittellast und Spitzenlast zuzuordnen sind Blockheizkraftwerke, die aus Biogas oder synthetisch hergestelltem Gas über Gasmotoren bzw. Gasturbinen Strom erzeugen. Windkraftanlagen und PV-Anlagen erzeugen Strom, wenn der Wind weht bzw. genügend Sonneneinstrahlung vorhanden ist. Windenergie und photovoltaisch erzeugter Strom müssen durch ausreichend Regelleistung abgesichert werden. Mit Regelleistung absichern bedeutet, dass regel-fähige Kraftwerke kurzfristig Leistungsanpassungen vornehmen können, um trotz Fluktuationen Stromerzeugung und -nachfrage im Gleichgewicht zu halten und somit eine konstante Netzfrequenz sicherzustellen. Energiespeicher können im Stromnetz verschiedenste Aufgaben übernehmen. Dazu gehören Tages-, Wochen- und Monatslastausgleich, Regelleistung (Sekunden- und Minutenreserven, negative und positive Regelleistung), unterbrechungsfreie Stromversorgung, Spannungshaltung (ausgeglichene Blindleistungsbilanz) und Wiederaufbau eines Stromnetzes (Schwarzstartfähigkeit). In diesem Abschnitt werden im Wesentlichen Speichertechnologien behandelt, die einen Tages-, Wochen- und Monatslastausgleich bzw. Regelleistung ermöglichen, um im Landkreis Freising das Stromangebot und die Stromnachfrage entkoppeln zu können. Diese Entkoppelung ist die Basis, um den Anteil regenerativer Energieversorgung deutlich zu erhöhen. Außerdem wird auf Speichertechnologien eingegangen, die positive sowie negative Regelleistung bereitstellen können und somit gebraucht werden, um fluktuierend erzeugter Strom aus Windkraft und Photovoltaik in das Netz einspeisen zu können.

### Pumpspeicherkraftwerk

**Funktionsweise** Pumpspeicherkraftwerke stellen die am weitesten verbreitete Technologie zur zentralen Speicherung von elektrischer Energie im Netzmaßstab dar. In Pumpspeicherkraftwerken wird elektrische Energie in Form von potentieller Energie eines Wasserreservoirs gespeichert. Pumpspeicherkraftwerke besitzen dazu ein höher (Oberbecken) und ein niedriger gelegenes Staubecken (Unterbecken) zur Aufnahme von Wasser. Zur Energiespeicherung treibt ein Elektromotor eine Pumpe an, die Wasser entgegen der Erdanziehungskraft aus dem Unterbecken in das Oberbecken befördert. Dort verbleibt das Wasser bis zu dem Zeitpunkt, an dem die gespeicherte Energie wieder abgegeben werden soll. Zur Energieentnahme fließt das Wasser über eine Druckleitung zurück vom Oberbecken in das Unterbecken und strömt dabei durch eine Turbine, die wiederum einen Generator zur elektrischen Energieerzeugung antreibt. Moderne Anlagen nutzen häufig kombinierte Motor/Generatoreinheiten und Pumpturbinen. Die im Pumpspeicherkraftwerk speicherbare Energie ist proportional zum Volumen des Oberbeckens und zur Fallhöhe des Wassers. Der Wirkungsgrad wird in erster Linie von den Verlusten beim Lade- bzw. Entladevorgang bestimmt und liegt im Bereich 70-80% [104]. Pumpspeicherkraftwerke können im Bedarfsfall nach etwa einer Minute die volle Leistung bereitstellen.

**Anwendung** Pumpspeicherkraftwerke können zum Tages-, Wochen- und Monatslastausgleich verwendet werden. Gleichzeitig können sie Regelleistung (positiv und negativ) zur Verfügung stellen und Kraftwerksausfälle kompensieren. Darüber hinaus ist mit Pumpspeicherkraftwerken eine Stromveredelung (Energiespeicherung bei niedrigem Strompreis, Stromproduktion und -verkauf bei hohem Strompreis) möglich.

**Kosten** Die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken erhöht sich mit steigender installierter Leistung und Kapazität. Neubert *et al.* vom Fraunhofer Institut für Naturwissenschaftliche Technische Trendanalysen geben in ihrem Bericht [104] von 2009 die Investitionskosten pro installiertem Kilowatt Leistung mit rund 1.000 EUR/kW an. Ist auf Grund von ungeeigneter Topologie (Landschaftsgegebenheiten) die Leistung des Pumpspeicherkraftwerkes auf den niedrigen Megawattbereich beschränkt und müssen Ober- und/oder Unterbecken künstlich angelegt werden, steigen die Investitionskosten auf über 2.000 EUR/kW. Diese Größenordnung stimmt mit einer Studie der Alaska Energy Authority [105] von 2009 überein, in der die Investitionskosten für ein kleines Pumpspeicherkraftwerk mit einer maximalen Turbinenleistung von 1,85 MW inklusive Bau eines unteren und oberen Reservoirs mit jeweils rund 22.000 m<sup>3</sup> ( Durchmesser: ca. 45 m, Höhe: ca. 14 m) und eines Druckstollens (0,6 m Rohrdurchmesser) mit rund 10,3 Mio. EUR angegeben werden. Dies entspricht somit Investitionskosten von rund 5.600 EUR /kW. Darin enthalten (und in der Studie genau aufgehört) sind alle Materialkosten und Bauteile für die zwei Reservoirs, für das Maschinenhaus inklusive Turbine, Pumpe und Generator sowie Druckleitungen, elektrische Leitungen und Überwachungsinstrumente. Ebenfalls enthalten sind Arbeitskosten und Gewinn für die am Bau beteiligten Unternehmen. Hinzugerechnet werden müssen Kosten für Planung, Projektleitung, Transportkosten und Versicherungen. Beaudin *et al.* beziffern die Kosten für Pumpspeicherkraftwerke mit 450-1500 EUR/kW und beziehen sich damit auf Anlagen im drei- bis vierstelligen Megawatt-Bereich. **Prognose Kostenentwicklung:** Die Technik ist ausgereift und die Kosten für die benötigten Komponenten werden sich in den nächsten Jahrzehnten voraussichtlich nicht signifikant ändern. Entscheidend werden die



Abbildung 4.33: Künstlich angelegtes Oberbecken des Pumpspeicherkraftwerks Rönkhausen. 140 MW Leistung, 690 MWh Kapazität [106].

Kosten von der topologischen Gegebenheit bestimmt werden. Steigende Kosten auf Grund von höheren Umweltauflagen vorstellbar.

**Beispiele** Ein mittelgroßes Pumpspeicherkraftwerk in Deutschland ist das Pumpspeicherkraftwerk Rönkhausen mit einer maximalen Leistung von 140 MW und einer Kapazität von 690 MWh bei einer Pendelwassermenge von knapp 1 Mio. Kubikmeter [106]. Sowohl Oberbecken, zu sehen in Abbildung 4.33, als auch Unterbecken sind künstlich angelegt und werden mit einem 900 m langen, unterirdischen Druckstollen verbunden. Die Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken beträgt rund 300 m. Ein weiteres Beispiel ist das Pumpspeicherkraftwerk Leitzachwerk 1 süd-östlich von München mit einer Leistung von 49 MW und einer Fallhöhe von 128 m [107].

**Fazit** Der entscheidende Vorteil von Pumpspeicherkraftwerken liegt in der Speicherkapazität im Netzmaßstab, also Kapazitäten im Gigawattstunden-Bereich. Wesentlicher Nachteil von Pumpspeicherkraftwerken ist die Abhängigkeit von einer geeigneten Topografie. Der Landkreis Freising ist topographisch für ein großes Pumpspeicherkraftwerk nicht geeignet. Pumpspeicherkraftwerke könnten aber auch in einem deutlich kleineren Maßstab realisiert werden. Ein 10m x 10m x 10m großer, würfelförmiger Tank ( $1.000 \text{ m}^3$ ) in einer Höhe von 30 m kann eine Energiemenge von ca. 80 kWh speichern. Ein 5 m tiefes Becken mit 100 m Länge und 50 m Breite auf einem 60 m hohen Hügel kann eine Energiemenge von ca. 4 MWh speichern. Bedingt durch die geringen Höhen und somit geringen Energiedichten ist der hierfür notwendige technische Auf-

wand jedoch relativ hoch und vermutlich vergleichbar mit der in [105] beschriebenen Anlage. Damit würden die Investitionskosten voraussichtlich im Bereich 6.000 - 8.000 EUR/kW liegen. Ein weiterer Nachteil von Pumpspeicherkraftwerke ist der erhebliche Eingriff in die Natur. Um diesen Nachteil zu umgehen, wird über unterirdische Pumpspeicherkraftwerke nachgedacht. Als Oberbecken dient dazu ein natürlicher oder künstlicher See, als Unterbecken eine natürliche unterirdische Höhle, ein ehemaliges Bergwerk oder ein künstlich geschaffener Hohlraum. Die technologischen Voraussetzungen für unterirdische Anlagen sind vorhanden, die Investitionskosten übersteigen aber diejenigen von herkömmlichen Anlagen noch deutlich. Ebenfalls möglich wäre ein kleines Pumpspeicherkraftwerk, das einen Wasserturm (Wassertank in rund 30-50 m Höhe) als Oberbecken nutzt.

### Druckluftspeicher

**Funktionsweise** Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage = CAES) speichern elektrische Energie, indem atmosphärische Luft angesaugt, unter Einsatz der zu speichernden Energie verdichtet, diese verdichtete Luft gespeichert und bei Energiebedarf in einer Gasturbine zum Antrieb eines Generators wieder verstromt wird. Angesaugt und auf ca. 50-70 bar verdichtet wird die Luft, indem ein mit der zu speichernden elektrischen Energie betriebener Elektromotor einen Kompressor antreibt. In herkömmlichen Druckluftspeichern wird die bei der Kompression entstehende Wärme weggekühlt, um die Luft speichern zu können. Bei der Rückumwandlung in einer Gasturbine muss zusätzlich zur verdichteten Luft Brennstoff (bspw. Erdgas) in die Brennkammer eingespritzt werden, um die Energieverluste auf Grund der Kühlung bei der Kompression auszugleichen. In großen Anlagen (100-300 MW für rund 24 Stunden) werden große unterirdische Hohlräume wie Salzkavernen oder Aquifer-Strukturen benötigt, in denen mehrere 100.000 m<sup>3</sup> Luft gespeichert werden können. Werden die Turbinenabgase zur Vorwärmung der Verbrennungsluft genutzt, beträgt der Wirkungsgrad von Druckluftspeicherkraftwerke bis zu ca. 55% [104]. Die Anlagen können innerhalb weniger Minuten die volle Leistung abgeben. Um vom geologischen Untergrund unabhängig zu sein, werden Druckluftspeicherkraftwerke in kleinerem Maßstab (Small Scale CAES) untersucht. Dabei wird die Luft nicht in großen unterirdischen Hohlräumen, sondern in kleinen unter- oder überirdischen Druckluftbehältern oder Rohren gespeichert. Um die Abmessungen kompakt zu halten, wird die Luft auf höhere Drücke von rund 100-140 bar komprimiert. Die Leistungen solcher Anlagen liegen im Bereich von 10 MW über einen Zeitraum von rund 3-5 Stunden. Um den Wirkungsgrad zu steigern, entwickelt derzeit ein Konsortium bestehend aus RWE, General Electric, Züblin und DLR im Rahmen eines EU-geförderten Projekts einen adiabaten Druckluftspeicher (Advanced Adiabatic CAES) [108], [109]. Die bei der Kompression entstehende Wärme wird in einem Wärmespeicher zwischengespeichert. Die Luft wird dann wie im herkömmlichen Druckluftspeicher gespeichert. Bei der Rückumwandlung wird der Luft die gespeicherte Wärmeenergie wieder zugeführt. Die erwärmte Luft expandiert in einer Turbine, die einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Somit ist die Zufuhr von fossilem Brennstoff nicht mehr nötig. Angestrebt wird ein Gesamtwirkungsgrad von 70%. Die Leistungsdaten der analysierten Konzepte reichen von Anlagen im Bereich 30 MW bis 300 MW. Adiabate Druckluftspeicher werden voraussichtlich frühestens 2015 einsatzfähig sein.

**Anwendung** Druckluftspeicher können zum Tages-, Monats- und Monatslastausgleich verwendet werden. Gleichzeitig können sie positive sowie negative Regelleistung (Volllast in wenigen Minuten) zur Verfügung stellen und Kraftwerksausfälle kompensieren.

**Kosten** Die Investitionskosten für Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) liegen im Bereich mehrerer hundert Euro pro Kilowatt [104]. Beaudin [110] beziffern die Kosten mit 300-600 EUR/kW. Für kleine Druckluftspeicherkraftwerke (Small Scale CAES) liegen die Kosten im Bereich 450 EUR/kW [104]. Die Kosten für den im Entwicklungsstadium befindlichen adiabaten Druckluftspeicher sind noch nicht bekannt. **Prognose Kostenentwicklung:** Aussagen über die Kostenentwicklung können nicht gemacht werden, da ohnehin bisher nur zwei Anlagen im Netzmaßstab weltweit im Einsatz sind. Weitere Anlagen sind jedoch in Planung bzw. werden aktuell gebaut [110]. Viel mehr werden die Kosten von den spezifischen Standortgegebenheiten abhängen. Es besteht die Gefahr, dass Druckluftspeicherkraftwerke und Anlagen zur Speicherung großer Kohlenstoffdioxidmengen (CCS) zum Schutz des Klimas um die selben unterirdischen Kavernen und Gesteinsformationen konkurrieren.

**Beispiel** Aktuell (Stand Sommer 2011) gibt es weltweit zwei Druckluftspeicherkraftwerke: Das Ende der 1970er Jahre erbaute erste CAES Kraftwerk in Huntorf, Niedersachsen mit einer Leistung von 290 MW über 2 Stunden und das 1991 in Betrieb genommene CAES Kraftwerk in McIntosh, Alabama, USA mit einer Leistung von 110 MW über 26 Stunden [111]. Abbildung 4.34 zeigt das Schema des sich im Entwicklungsstadium befindlichen adiabaten Druckluftspeichers. Zu sehen ist der Wärmespeicher zur Abkühlung der komprimierten bzw. Aufheizung der gespeicherten Druckluft sowie das Maschinenhaus mit Kompressor, Turbine und Generator.

**Fazit** Große unterirdische Hohlräume, die zur Speicherung von Druckluft geeignet sind, sind im Landkreis Freising nicht bekannt. Eine kleinere Anlage im Bereich 30 MWh, die die komprimierte Luft in unter- oder überirdischen Behältern oder Rohrleitungen speichert, ist aber durchaus denkbar. Die derzeit in der Entwicklung befindliche Technologie des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks hat das Potential, den Wirkungsgrad deutlich zu steigern. Dem besseren Wirkungsgrad und dem nicht benötigten Gas zur Rückumwandlung in elektrischen Strom stehen höhere Investitionskosten auf Grund des benötigten Wärmespeichers gegenüber. Welche Technologie im kleinen Maßstab im Landkreis Freising wirtschaftlicher betreiben lässt, bleibt abzuwarten.

### Schwungräder

**Funktionsweise** Schwungräder speichern elektrische Energie in Form von kinetischer Energie. Zur Speicherung wird das magnetisch gelagerte, im Vakuum befindliche Schwungrad mit einem Elektromotor in Rotation versetzt. Soll gespeicherte Energie abgegeben werden, wirkt der Elektromotor als Generator und wird von der Schwungradmasse angetrieben. Ein Frequenzumrichter sorgt trotz sich ständig ändernder Drehzahl für eine konstante Netzfrequenz. Die gespeicherte Energie ist proportional zum Trägheitsmoment (Gewicht und Geometrie) und zum Quadrat der Drehzahl des Schwungrades. Für Anwendungen im Stromnetz relevant sind sogenannte High-Speed Flywheels. Dabei dreht sich das Schwungrad mit einer Drehzahl bis zu 100.000 U/min bei relativ geringer Masse, da die speicherbare Energie quadratisch von der Drehzahl aber nur



Abbildung 4.34: ADELE: Adiabater Druckluftspeicher zur elektrischen Energiespeicherung im Netzmaßstab. Derzeit wird eine erste Testanlage entwickelt [108].

linear von der Masse abhängt. Diese hohen Drehzahlen können nur mit Verbundwerkstoffen erreicht werden, die eine hohe Zugfestigkeit und somit hohe Drehzahlen bei relativ geringem Gewicht ermöglichen. Der Wirkungsgrad liegt bei 90-95%. Die Lebensdauer wird mit bis zu 1 Mio. Zyklen bzw. 20 Jahren angegeben [112], [113], [104].

**Anwendung** Schwungräder eignen sich besonders zur Kompensation kurzzeitiger Netzschwankungen und für unterbrechungsfreie Stromversorgung. Speziell die stark fluktuierenden Ausgangsgrößen einer Windkraftanlage können konstant gehalten werden. Das Schwungrad regelt dabei sowohl Frequenz als auch Spannung, dämpft Energiefluktuationen und stellt Blindleistung bereit. Um zusätzlich Regelleistung bereit zu halten, kann das Drehzahlniveau gesteuert werden. Damit kann eine Windkraftanlage (bzw. eine gesamte Windkraftfarm) zu einem Grad stabilisiert werden, der mit einer Erzeugungsanlage mit fossilem Brennstoff vergleichbar ist. Somit ist die Windkraft gut in das Stromnetz integrierbar und weitere Erzeugungsarten im Netz wie Biomasseheizkraftwerke sind einfacher regelbar und können häufiger im optimalen Betriebspunkt und somit bei höherem Wirkungsgrad und geringerem Verschleiß betrieben werden. Ein Szenario, indem Schwungräder in Zukunft Windflauten über längere Zeit (Stunden) ausgleichen können, wird aktuell bezweifelt [104].

**Kosten** In Quelle [104] werden die Anschaffungskosten für High-Speed Flywheels mit rund 300 EUR/kW, die Installationskosten mit rund 40 EUR/kW angegeben. Die Wartungskosten liegen bei wenigen Euro pro Kilowatt und Jahr. In der Studie [105] wird ein im Standardcontainer fertig vormontiertes Schwungradmodul des Unternehmens Powercorp of Australia (Modell PowerStore) mit einer maximalen Ausgangsleistung von 1,8 MW und einer Speicherkapazität von 18 MWsec aufgeführt. Die Kosten pro Modul liegen bei rund 0,8 Mio. EUR. Hinzu kommen weitere Kosten für Fundament, Lieferung, Aufbau und Anschluss. **Prognose Kostenentwicklung:** Der Markt für High-Speed Flywheels mit großen Speicherkapazitäten befindet sich im Anfangsstadium und die Hersteller prognostizieren deutlich sinkende Preise mit dem erwartendem steigenden Bedarf auf Grund von niedrigerer Produktionskosten und weiteren technologischen Verbesserungen.

**Beispiel** Schwungräder sind im Bereich Netzstabilität und USV bereits längere Zeit im Einsatz. Seit Juli 2011 ist in Stephentown, New York, eine 20 MW Anlage der Firma Beacon Power Corporation mit Vollast in Betrieb, die bei maximaler Leistung Energie über ca. 15 min zur Verfügung stellen kann [112]. Die Anlage besteht aus 20 transportablen Containern, wobei jeder Container zehn 100 kW Schwungräder enthält.

**Fazit** Vorteile von Schwungrädern sind die geringe Zugriffszeit im Bereich von Millisekunden, hoher Wirkungsgrad, Langlebigkeit und geringe Wartungskosten. Die Entladungszeit liegt im Bereich von wenigen Sekunden bis hin zu etwa 20 Minuten. Nachteil von Schwungradspeichern sind die hohen Ruheverlust von bis zu 20% pro Stunde. Die häufig stark fluktuierende Energieerzeugung durch Windkraft kann nicht ohne weitere Maßnahmen zur Netzstabilität in ein Netz integriert werden. High-Speed Flywheels sind eine zuverlässige Möglichkeit, mit Sekunden und Minutenreserven im Megawatt-Bereich die fluktuierend erzeugte Energie so weit zu glätten, dass sie sich gut in ein dezentrales Netz integrieren lässt. Mit Schwungrädern stabilisiert

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie



Abbildung 4.35: Weltweit erste Schwungradanlage mit 20 MW Leistung. Zu sehen ist die Anlage kurz vor der Fertigstellung [112].

sinkt die Anforderung an die zusätzlichen Erzeugungsarten, die Windfluktuationen auszugleichen. So kann bspw. ein als Reserve für die Windenergie installiertes Biomasseheizkraftwerk mit verbessertem Wirkungsgrad geregelt werden und die Anlagenkomponenten werden weniger beansprucht.

## Elektrochemische Speicher

Elektrochemische Speicher (Akkus, Batterien) sind galvanische Elemente zur Speicherung von elektrischer Energie, die einen Ladestrom in Form von chemischer Energie speichern und diese chemische Energie als Entladungsstrom wieder abgeben können. Im Folgenden werden nur Akkus beschrieben, die für den Einsatz in Stromnetzen geeignet sind. Im Gegensatz zu mobilen Anwendungen ist daher das spezifische Gewicht und Volumen nicht entscheidend. Wichtige Faktoren sind geringe Kosten, hohe Lebensdauer, geringer Wartungsaufwand, hohe Kapazität und geringe Selbstentladung. Werden die Batterien zur Bereitstellung von Regelleistung installiert (Sekunden- und Minutenreserven) sind außerdem hohe Zyklenzahl und die Fähigkeit, spontan hohe Leistungspulse abgeben zu können, wichtig.

### 1. Bleisäure-Akkus

Blei-Akkus bestehen im geladenen Zustand aus einer negativen Bleielektrode und einer positiven Bleielektrode mit Bleioxidschicht. Als Elektrolyt wird Schwefelsäure verwendet. Bei der Entladung wird an der Anode 4-wertiges Blei in 2-wertiges umgewandelt, während an der Kathode elementares Blei in 2-wertige Blei-Ionen übergeht.

- bereits viele Jahrzehnte im Einsatz und technisch ausgereift
- zuverlässig und kostengünstig
- können kurzzeitig hohe Stromstärken bereitstellen
- relativ geringe Selbstentladung
- kein Memory-Effekt
- nicht Schnellladegeeignet
- vertragen keine Tiefenentladung
- dürfen nicht ungeladen gelagert werden
- gute Effizienz: 65-80 %
- geringe Lebensdauer: 200 -2.000 Zyklen (bei 80% Tiefenentladung)

Im Wesentlichen sind zwei Arten von Bleisäure-Akkus für Anwendungen im Stromnetz zu unterscheiden: Geflutete und ventilregulierte Bleisäureakkus. Geflutete Akkus haben einen hohen Wartungsaufwand, dafür aber eine längere Lebensdauer. Ventilregulierte Akkus sind wartungsfrei, dafür ist die Lebensdauer geringer. **Anwendung** finden Speicheranlagen auf Basis von Bleibatterien weltweit. Die Größenordnung reicht dabei von kleinen Batterien zu Speicherung von Solarstrom im Inselbetrieb bis zur Großanlage zur Aufrechterhaltung von Frequenz- und Spannungsstabilität mit einer installierten Kapazität im zweistelligen Megawattstunden-Bereich. Beaudin *et al.* [110] beziffern die Kosten für ein Bleisäure-Akku auf rund 225-450 EUR/kW Die **Investitionskosten** für ein komplettes Batterie-Energiespeichersystem zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung inklusive

## 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Aufbau der Infrastruktur betragen rund 2 Mio. EUR für 1 MW Spitzenleistung und einer Kapazität von 1,4 MWh [105]. Ein **Beispiel** eines Bleiakkus installiert zur Netzstabilisierung mit Regelleistung ist die 40 MWh Anlage in Chino, Kalifornien. Die BEWAG Berlin betrieb eine Anlage mit einer installierten Leistung von 17 MW bei einer Kapazität von 14 MWh.

### 2. Natrium-Schwefel-Batterie (NaS)

Die Natrium-Schwefel-Hochtemperatur-Batterie arbeitet bei 300-350°C mit flüssiger Natriumkathode und flüssiger Schwefelanode, die durch einen keramischen Festelektrolyten aus Aluminiumoxid getrennt sind, in dessen Kristallgitterfehlstellen Natrium-Ionen diffundieren können. Beim Entladevorgang wird flüssiges Natrium zu Na<sup>+</sup>-Ionen oxidiert.

- geringe Kosten
- hohe Zyklenlebensdauer: über 2500 Zyklen
- hohe Effizienz: 75-90 %

Die **Anwendung** der Na-S-Batterie als Energiespeicher im Stromnetz wird speziell in Japan untersucht. Hergestellt werden sie vom japanischen Konzern NGK Insulators Inc. und sind grundsätzlich sowohl für das Energiemanagement für den Stunden- und Tageslastausgleich als auch zur Netzstabilisierung geeignet. **Investitionskosten** von NaS-Batterien sind mit 1500 EUR/kW noch sehr hoch [110]. Jedoch werden NaS-Batterien als wirtschaftlichste Batteriespeichertechnologie mit einem Preis von 0,32 Dollar/kWh angesehen [110]. **Beispiele** gibt es speziell in Japan. Hier sind bereits über 200 Anlagen im Stromnetz installiert. Die größte Anlage kann eine maximale Leistung von 34 MW bei einer Kapazität von 245 MWh bereitstellen und wird zur Stabilisierung von Windenergie im Norden Japans benutzt.

### 3. Lithium-Ionen-Batterie

Gegen Anwendungen von Lithium-Ionen Batterien im Stromnetz sprechen die hohen Kosten (über 1200 Dollar/kWh) und die aufwendige Schutzschaltung, um Spannung, Strom und Temperatur im sicheren Bereich zu halten. Dennoch entwickeln bspw. die Unternehmen A123 Systems und EaglePicher Technologies Lithium-Ionen Akkus für Anwendung im Energiesektor. EaglePicher Technologies gab 2009 den Bau einer 60 MWh Batterie zur Speicherung von Windenergie in Kansas, USA bekannt und A123 Systems entwickelt Lithium-Ionen Batterien zur Frequenzregulierung und Netzstabilisierung.

### 4. Redox-Flow-Batterie

Redox-Flow-Batterien unterscheiden sich von herkömmlichen Batterien dadurch, dass Energiewandlung und chemische Energiespeicherung räumlich getrennt geschehen. Das energiespeichernde Material fließt durch die Konverterzelle hindurch und nimmt dabei Energie auf oder gibt Energie ab. Das energiespeichernde Material wird außerhalb der Zelle in Tanks gelagert, wodurch die gespeicherte Energiemenge nicht mehr von der Größe der Zelle abhängt, sondern von der Größe der Tanks mit dem chemischen Speichermedium. Somit ist auch eine Vergrößerung der Kapazität leicht zu realisieren. Folgende Eigenschaft haben alle zur Kategorie Redox-Flow-Batterien gemeinsam:

- vernachlässigbare Selbstentladung



Abbildung 4.36: 10 kW, 100 kWh Vanadium Redox Flow Modul CellCube FB 10-100 der Firma Cellstrom GmbH aus Österreich [115].

- kein Memory-Effekt
- unempfindlich gegen Tiefenentladung

Folgende Batterien wurden erfolgreich für Anwendung im Stromnetz entwickelt und getestet.

- Vanadium-Redox-Batterien
  - gute Effizienz: 75%-80% bei guter jährlicher Wartung
  - sehr hohe Lebensdauer: über 12.000 Zyklen (bei 100% Tiefenentladung)
- Zink-Brom-Batterien
  - gute Effizienz: 75%
  - Lebensdauer: rund 2.000 Zyklen

Noch in der Entwicklung befinden sich Vanadium-Bromid-Batterien und Cer-Zink-Batterien. Diese sollen vergleichbare Eigenschaften wie die oben genannten haben, dabei aber höhere Energie- und Leistungsdichten erreichen. Redox-Flow Batterien eignen sich für einen großen **Anwendungsbereich** von Sekunden- bis Monatsreserven, da die Zugriffszeit im Sub-Millisekunden-Bereich liegen, gleichzeitig aber, da das energiespeichernde Material außerhalb der Zelle in Tanks gelagert wird, keine nennenswerte Selbstentladung stattfindet und somit über mehrere Woche Energie gespeichert werden kann [114]. Abbildung 4.36 zeigt ein schlüsselfertiges Modul einer Vanadium Redox Flow Batterie der österreichischen Firma Cellstrom GmbH.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Die **Kosten** werden in [105] für ein Transflow2000 Modul der Firma Premium Power Corporation (siehe Beispiele) mit 500 kW Peak Leistung und 2,8 MWh Kapazität mit rund 1 Mio. EUR angegeben. Das Unternehmen Prudent Energy VRB Systems, das 2009 das Unternehmen VRB Power Systems aufgekauft hat, bietet 200 kW Module an, die zu maximal 10 MW Modulen bei einer maximalen Kapazität von 60 MWh kombinierbar sind. In [116] werden die Kosten für diese Module mit rund 500 EUR/kWh angegeben. **Beispiele:** Vanadium-Redox-Batterien wurden vor allem in Japan, aber auch den USA zur Lastnivellierung mit Leistung zwischen 30 kW (240 kWh) und 4 MW (6 MWh) realisiert. Auf der mit 1800 Personen bewohnten Insel King Island (Australien) wurde eine 200 kW (800 kWh)-Batterie installiert, um den Anteil der Windstromversorgung der Insel (Nennleistung 2,45 MW) auf ca. 50% erhöhen zu können. Die Batterie dient hauptsächlich zur Speicherung nicht benötigten Windstroms und der späteren Abgabe ins Netz. Zink-Brom-Batterien werden von zwei Unternehmen kommerziell weiterentwickelt, produziert und verkauft. Die ZBB Energy Corporation (Australien) bietet das Basismodul ZESS50 (50 kW, 150 kWh) und ZESS500 (250 kW, 500 kWh). Diese Module können zu einer Einheit mit einer Kapazität von bis zu 6 MWh kombiniert werden. Die Premium Power Corporation (USA) bietet die Module PowerBlock150 (100 kW, 150 kWh) und Transflow2000 (500 kW, 2,8 MWh) an. Beide Module werden schlüsselfertig mit einer Lebensdauer von über 30 Jahren angeboten. Das kleinere Modul ist in einem 6 m langen Container installiert, das große Modul in einem großen Sattelschlepperanhänger.

**Fazit** Elektrochemische Speicher sind sehr gut zur elektrischen Energiespeicherung in einem Netzmaßstab geeignet, der der Größenordnung des Landkreis Freising entspricht. Ein entscheidender Vorteil elektrochemischer Speicher im Vergleich zu anderen Speichertechnologien ist, dass diese als komplette, schlüsselfertige Module erhältlich sind und somit mit vergleichsweise geringem Aufwand in kurzer Zeit in ein Stromnetz integriert werden können. Insbesondere Redox-Flow Batterien bringen alle Anforderungen mit, die für den Einsatz in einem Stromnetz wichtig sind. Dazu gehören die sehr kurze Zugriffszeit, die verschwindend geringe Selbstentladung und die hohe Lebensdauer im Bereich 12.000 Zyklen (rund 30 Jahre). Es ist zu erwarten, dass Redox-Flow-Batterien in den nächsten Jahren ihre positive Entwicklung fortsetzen und die Kosten weiter sinken.

#### Stoffliche Energieträger

Im Bereich stofflicher Energieträger relevant als elektrischer Energiespeicher im Stromnetz für den Landkreis Freising sind nur regenerativ erzeugte, gasförmige Energieträger. Dazu gehört reiner Wasserstoff ( $H_2$ ) und die in dem Überbegriff Erdgassubstitut (Substitute Natural Gas, SNG) zusammengefassten Gase, die aus verschiedensten Prozessen gewonnen werden:

- Biogas: anoxische Vergärung von organischen Stoffen in Biogasanlagen (Vergärung)
- Biosynthesegas: Vergasung von Biomasse
- Faulgas: anaerobe Gärung von Klärschlämmen in Faultürmen
- Wasserstoff: Elektrolyse von Wasser unter Einsatz von regenerativ erzeugtem Strom

- Renewable-Power-Methane (RPM): Elektrolyse von Wasser mit regenerativ erzeugtem Strom und anschließender Reaktion des gewonnenen Wasserstoffs mit Kohlenstoffmono- oder dioxid (CO/CO<sub>2</sub>) zu Methangas

Bioagas, Biosynthesegas und Faulgas kann nach der Erzeugung zwischengespeichert werden und erst bei Bedarf in einem Gasmotor oder einer Gasturbine verstromt werden. Dies ist eine Form von positiver Regelleistung und wird im Kapitel 4.6.1 behandelt. Eine vollwertige Speichertechnologie (positive und negative Regelleistung) ist die Speicherung von überschüssigem Strom in Form von Wasserstoff bzw. in Form von aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub>/CO gewonnenem Erdgassubstitut. Diese zwei Verfahren werden im Folgenden genauer beschrieben.

### 1. Wasserstoff als Energiespeicher

Überschüssige, regenerativ erzeugte, elektrische Energie kann zur Elektrolyse von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff genutzt werden. Der Wasserstoff wird dann gespeichert und sobald Bedarf an elektrischer Energie besteht wieder verstromt. Jedoch ist der Gesamtwirkungsgrad aller Umwandschritte von Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung und Rückumwandlung in einer Brennstoffzelle mit rund 30%-40% deutlich geringer im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicher oder Batterien [110]. Hier nun einige Informationen zu den einzelnen Prozessschritten:

- Elektrolyse

Im Wesentlichen gibt es zwei relevante Technologien, die an dieser Stelle unterschieden werden müssen: Zum einen alkalische Elektrolyseure mit Kalilauge als Elektrolyt, eine ausgereifte und kommerziell verfügbare Technik, die aktuell die Standardtechnologie für die Wasserstoffelektrolyse im großen Maßstab für industrielle Anwendungen mit kontinuierlicher Stromversorgung ist und von einigen Herstellern (bspw. Norsk Hydro in Norwegen, Iht in der Schweiz und Uralkhimmash in Russland) bis zur elektrischen Aufnahmeleistung im ein- bis zweistelligen Megawattbereich angeboten werden [117]. Pro 100 kW liefern Elektrolyseure rund 2 kg Wasserstoff. Zum anderen der PEM-(protonen exchange membrane)-Elektrolyseur, eine Technologie, bei der Kathode und Anode von einer Polymermembran getrennt werden. Diese Technologie befindet sich in einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase (bspw. bei Siemens), die aktuell vom zweistelligen Kilowattbereich hochskaliert und vorraussichtlich ab 2014 im einstelligen Megawattbereich kommerziell verfügbar sein wird [118]. Diese PEM-Elektrolyseure werden speziell für die Anwendung im Stromnetz zur Speicherung von überschüssigem Strom aus Windkraft und Photovoltaik entwickelt. Die Reaktion der alkalischen Elektrolyseure auf ein veränderliches Stromangebot liegt im Minutenbereich, die der PEM-Elektrolyseure dagegen im Millisekundenbereich. PEM-Elektrolyseure sind außerdem in der Lage, kurzfristig mit bis zu dem dreifachen Wert der Nennleistung überlastet zu werden und Wasserstoff bei hohem Druck (50 - 100 bar) zu produzieren, was die Kosten senkt und die Ausbeute erhöht. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse (oberer Heizwert der erzeugten Wasserstoffmenge dividiert durch die zugeführte elektrische Energie) liegt im Bereich 70 - 80 %. Die Investitionskosten für große alkalische Elektrolyseure liegt im Bereich 1.000 - 2.000 EUR/kW. Die Kosten für PEM-Elektrolyseure werden erst mit der kommerziellen Einführung bekannt sein.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

- Speicherung und Transport

Speicherung und Transport von Wasserstoff ist aufwendig und teuer. Die Speicherkosten sind rund eine Faktor 4,5 höher im Vergleich zur Speicherung von Erdgas [110].

- Verstromung von Wasserstoff

Wird wie in diesem Kontext Wasserstoff als vollständiger Energiespeicher betrachtet, muss die Rückverstromung in die Wirkungsgrad- und Kostenbilanz miteinbezogen werden. Die Verstromung von Wasserstoff in Brennstoffzellen ist teuer. Alternativ kann Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden. Limitiert durch die erhöhte Verbrennungstemperatur von Wasserstoff gegenüber Erdgas vertragen aktuelle Gasturbinen bis zu 10 % Wasserstoffanteil [119]. Der Wirkungsgrad einer Gasturbine liegt bei 35 - 40 %. Wird die Gasturbine in einem GuD-Kraftwerk mit einer Dampfturbine kombiniert, ist ein Wirkungsgrad von 55 - 60 % möglich. Der ob genannte geringe Gesamtwirkungsgrad von 30 - 40 % ergibt sich aus den Verlusten aller Prozessschritte, angefangen bei der Elektrolyse über Speicherung und Transport bis zur Rückverstromung.

#### 2. Renewable-Power-Methane: Erdgassubstitut durch Reaktion von Wasserstoff mit CO<sub>2</sub> und/oder CO

Einen Schritt weiter geht das Konsortium aus ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik und SolarFuel Technology aus Salzburg/Stuttgart [120]. Ziel ist die Kombination von Wasserstoff-Elektrolyse mit einer anschließenden Methanisierung, erreicht durch die Reaktion des aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs (unter Einsatz von überschüssigem Wind- oder Solarstrom) mit CO<sub>2</sub> oder CO. Die Wandlungsschritte sind in Abbildung 4.37 abgebildet. Eine erste Pilotanlage mit einem Wirkungsgrad von 40% (elektrischer Strom zu Erdgassubstitut) läuft bereits. Eine zweite Anlage wird aktuell aufgebaut und soll ab 2012 6,3 MW elektrischen Strom mit einem Wirkungsgrad von 54% in Erdgassubstitut umwandeln. 2014 soll schließlich eine dritte Anlage in Betrieb gehen, die 20 MW Strom mit einem Wirkungsgrad von über 60% in Erdgassubstitut umwandelt (75 % Wirkungsgrad der Elektrolyse multipliziert mit rund 80 % angestrebten Wirkungsgrad der Methanisierung). Wird das Erdgassubstitut mit Hilfe einer Gasturbine oder eines Gasmotors schließlich wieder in Strom umgewandelt, ergibt sich somit ein angestrebter Gesamtwirkungsgrad dieser Speichertechnologie von rund 25 % bis maximal 35 %. Wesentlicher Vorteil im Vergleich zur reinen Wasserstoff-Elektrolyse ist die sehr gute Handhabbarkeit des Erdgassubstituts im Vergleich zum Wasserstoff. Die Lagerung in Tanks ist deutlich kostengünstiger. Mit dem vorhandenen Gasnetz ist bereits Speicher- und Transportinfrastruktur vorhanden. Die Energiedichte wird durch die Methanisierung um einen Faktor drei erhöht. Das erzeugte Erdgas kann neben der Rückumwandlung in Strom auch zur Wärmeenergieerzeugung oder für den Verkehr genutzt werden. Außerdem ist die Rückverstromung mit vorhandenen Gasturbinen und Gasmotoren möglich, der Einsatz von Brennstoffzellen ist nicht nötig.

Somit ist eine Speicherform zur saisonalen Speicherung von elektrischer Energie im Netzmaßstab in Aussicht: Zum einen durch die direkte Speicherung von Wasserstoff, zum anderen

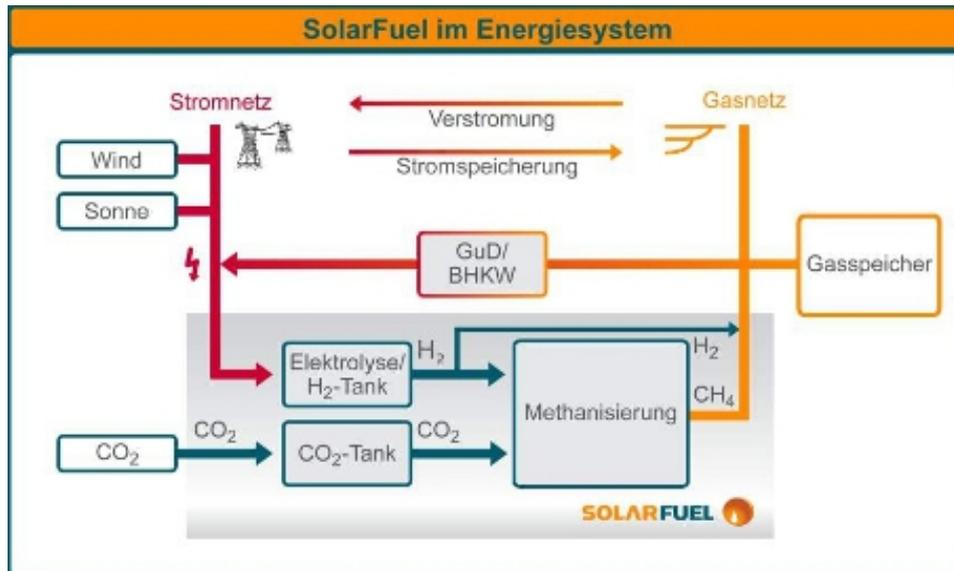


Abbildung 4.37: Schema zeigt das Konzept von Solarfuel zur Umwandlung von Wasser in Methangas.[120].

mit deutlichen Vorteilen in Bezug auf Lagerung, Transport und Rückverstromung verbunden, durch die Speicherung von durch Methanisierung von Wasserstoff gewonnenes Erdgassubstitut. SolarFuel verspricht kommerziell verfügbare Anlagen ab 2015 mit einer elektrischen Anschlussleistung von 20 MW mit einem Strom zu Erdgassubstitut Wirkungsgrad von über 60% und somit einem Gesamtwirkungsgrad zur Nutzung als elektrischer Energiespeicher bei einer Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk von bis zu 35%. Auf Grund dieses geringen Gesamtwirkungsgrades ist der Betrieb der Elektrolyse- und Methanisierungsanlage somit nur zu Zeitintervallen sinnvoll, in denen Strom aus Windkraft und Photovoltaik im Überschuss vorhanden ist.

### Weitere Technologien im Bereich elektrische Energiespeicherung

Kondensatoren und elektrochemische Kondensatoren sowie Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES) werden ebenfalls erforscht und sind bereits erfolgreich installiert. Die Technologien können für sehr kurze Zeiten (eine bis wenige Sekunden) sehr hohe Leistungen zur Verfügung stellen und werden daher als Sekundenreserve und für weitere Notfunktionen zur Netzstabilisierung (USV, drehen eines abgeschalteten Windkraftwerks wegen zu starkem Wind) eingesetzt. Sie sind mit rund 10.000 bis über 100.000 EUR/kWh sehr teuer und für die im Landkreis Freising benötigten Anforderungen modernen Schwungrädern unterlegen.

### Rein positive Regelleistung

Während die bisher beschriebenen Technologien sowohl negative als auch positive Regelleistung zur Verfügung stellen können, also überschüssigen Strom aufnehmen, speichern und später wie-

der einspeisen können, kann durch Fließwasserkraftwerke und die Zwischenspeicherung von Biogas, Biosynthesegas und Faulgas auch rein positive Regelleistung bereitgestellt und somit eine Art Speicher realisiert werden. Das Fließwasserkraftwerk kann durch Aufstauen des Wasserspiegels und weniger Durchfluss durch die Turbine bei geringerem Strombedarf die Stromproduktion senken und bei hohem Strombedarf die durch Absenken des aufgestauten Flusses gespeicherte potentielle Energie durch höheren Durchfluss wieder in elektrischen Strom umwandeln. In einer Biogasanlage oder einem Faulturm gewonnenes Bio-/Faulgas kann bei geringerem Strombedarf zwischengespeichert werden. Steigt der Strombedarf, kann das zwischengespeicherte Gas dem Gasmotor oder der Gasturbine zur Stromproduktion zugeführt werden. Im Landkreis Freising sind Biogasanlagen, Faultürme zur Gewinnung von Faulgas aus Klärschlamm sowie Wasserkraftwerke vorhanden. Zu welchen Kosten Gasspeicher oder der Ausbau der Wasserkanäle und somit die Umsetzung dieser Ansätze möglich ist und ab wann diese Investitionen auf Grund von einem Überschuss an regenerativ erzeugter elektrischer Energie zu bestimmten Zeitpunkten sowie gestiegenen Energiepreisen wirtschaftlich sind, muss individuell ermittelt werden und kann an dieser Stelle nicht pauschal beantwortet werden.

#### **Smart Grid - Reduzierter Bedarf an Speicherkapazitäten**

Wie einleitend beschrieben muss auf Grund der vernachlässigbar geringen Speicherkapazität des Stromnetzes die elektrische Energiebereitstellung stets mit dem Energiebedarf übereinstimmen, um Instabilitäten und Ausfälle in der Stromversorgung zu vermeiden. Dies gelingt erstens durch den Einsatz von Speichern, die bei Überangebot Strom aufnehmen und bei erhöhtem Bedarf wieder abgeben. Aktuell wird dies im Netzmaßstab in erster Linie mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken realisiert. Zweitens muss die Stromproduktion an den Bedarf angepasst werden. Dies wird aktuell durch den Einsatz von fossilen Mittel- und Spitzenlastkraftwerke bewerkstelligt. Mittellastkraftwerke stellen den zusätzlichen Strombedarf zur Tageszeit gegenüber der Nacht bereit. Spitzenlastkraftwerke fangen den Mittags- und Abendpeak ab. Mit dem Ziel, den Einsatz fossiler Ressourcen zu minimieren, kann lediglich mit Hilfe von Biomasse(heiz)kraftwerken durch erhöhten oder verringerten Einsatz von entsprechenden Ressourcen auf den variierenden Bedarf reagiert werden. Windkraft und Photovoltaik sind im Gegensatz dazu nicht steuerbar. Vielmehr steigern Sie die Anforderungen an die dynamische Regelung der Energiebereitstellung, da sie in Abhängigkeit der Wetterlage stark fluktuierend Strom erzeugen und nur mit fehlerbehafteten meteorologischen Modellen vorausgesagt werden können. Somit sind, will man auf fossile Kraftwerke möglichst verzichten, Speicher unerlässlich. Jedoch ist die Speicherung von Energie auf Grund von Verlusten stets mit zusätzlichen Kosten verbunden. Um die benötigten Speicherkapazitäten und somit die zusätzlichen Kosten möglichst gering zu halten muss daher ebenfalls über die Anpassung des Strombedarfs an die -bereitstellung nachgedacht werden, ein umgekehrter Weg also im Vergleich zu den bisher angewandten Methoden zur Abstimmung von Verbrauch und Bedarf. Anstrengungen mit diesem Ansatz werden unter dem Begriff *Smart Grid* zusammengefasst. Eine Abschätzung, wie zügig sich der *Smart Grid* Ansatz in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten entwickelt, welche Geräte und Lösungen für den Endverbraucher auf dem Markt verfügbar sein werden und welchen Einfluss diese Entwicklungen auf den Strombedarf im Landkreis Freising — speziell den Peak-Strombedarf — haben wird, ist an dieser Stelle nicht möglich. Jedoch können im Landkreis Freising bereits jetzt Überlegungen angestoßen werden, ob Un-

ternehmen oder Industrie mit hohem Strombedarf nicht bereits intelligent mit Stromerzeugern vernetzt werden können. Große Kühllhäuser von Logistikunternehmen oder in der Lebensmittelproduktion beispielsweise operieren in der Regel innerhalb eines Temperaturintervalls und werden nur dann gekühlt, wenn eine Maximaltemperatur überschritten wird. Gute Kälteisolation sorgt dafür, dass nicht permanent gekühlt werden muss. Da Kühllhäuser oft einen sehr hohen Strombedarf haben, ist es für den Betreiber aus wirtschaftlicher Sicht und für den Betreiber eines Stromnetzes aus Gründen der Regelung (und somit ebenfalls aus wirtschaftlicher Sicht) erstrebenswert, dass zu Zeitpunkten von Stromüberschuss gekühlt wird und bei Strommangel auf eine Kühlung verzichtet werden kann. Können solche vergleichsweise flexible, große Stromabnehmer im Landkreis identifiziert werden und entsprechende Verträge geschlossen werden, wäre dies ein weiterer Schritt zu einem Stromnetz mit möglichst hohem Anteil regenerativ erzeugter Energie.

### Fazit elektrische Energiespeicher

Relevant für den Tages- bis Wochenlastausgleich sind (adiabate) Druckluftspeicher, Redox-Flow-Batterien und Pumpspeicherkraftwerke. Für den Wochen- bis Monatslastausgleich ist die Stromspeicherung in Form von Methangas geeignet. Wichtige Daten zu diesen vier Technologien sind in Tabelle 4.6.1 zusammengefasst. Redox-Flow-Batterien sind bereits heute im dreistelligen Kilowattbereich verfügbar. Diese Module sind schlüsselfertig erhältlich, in kurzer Zeit installierbar und können zusammengeschlossen werden, um Leistungen im einstelligen Megawattbereich und Kapazitäten im ein- bis niedrigen zweistelligen Megawattstundenbereich abzudecken. Diese Technologie wird in den kommenden Jahren weiterentwickelt werden und die Preise werden mit steigenden Produktionszahlen weiter sinken. Adiabate Druckluftspeicher sind noch in der Entwicklungsphase. Eine erste Demonstrationsanlage wird erst in rund fünf Jahren in Betrieb gehen. Grundsätzlich hat diese Technologie jedoch das Potential, in einem Netzmaßstab auf Landkreisebene geeignet zu sein. Da jedoch im Landkreis keine unterirdischen Kavernen bekannt sind, müsste die Druckluft in Behältern oder Rohren gespeichert werden. Dies limitiert die Größe der Anlage und steigert die Investitionskosten. Ein Pumpspeicherkraftwerk ist im Landkreis auf Grund der vorhanden Topologie höchstens mit einer Kapazität im einstelligen Megawattstundenbereich möglich. Auf Grund der damit verbundenen hohen Investitionskosten und dem Eingriff in die Umwelt ist ein kleines Pumpspeicherkraftwerk daher aller Voraussicht nach keine sinnvolle Investition. Sehr vielversprechend ist der Renewable-Power-Methane Ansatz. Eine hochskalierte, 20 MW Pilotanlage ist für 2014 geplant. Das aus überschüssigem Strom hergestellte Methangas kann lange Zeit gelagert werden und in Gasturbinen im Megawattbereich wieder verstromt werden. Auf Grund des geringen Gesamtwirkungsgrad ist dies allerdings nur bei hohem, regenerativ erzeugtem Stromüberschuss sinnvoll.

### 4.6.2 Wärmespeicher

Wärmeenergie wird im Wesentlichen in den kühlen Übergangs- und kalten Wintermonaten benötigt. Um den für die Wärmeversorgung benötigte Anteil an fossiler Primärenergie möglichst stark zu senken muss im Sommer aufnehmbare bzw. anfallende Wärmeenergie (durch Solarthermie bzw. Abwärme aus Stromerzeugung und Industrie) für die kalten Monate gespeichert werden. In diesem Kapitel wird daher speziell auf die saisonale Wärmespeicherung eingegangen.

Technologie	Wirkungsgrad	Stromgestehungskosten	Technische Lebensdauer	Entwicklungsstand
PHS	70 - 80 %	8 ct/kWh	60 Jahre	Stand der Technik
AA-CAES	70 % *	13 ct/kWh	40 Jahre	Pilotanlage
Redox-Flow	75 - 80 %	33 ct/kWh	10-30 Jahre	Hochskalierung
RPM	35 % *	17 ct/kWh	20 Jahre	Pilotanlage

Tabelle 4.29: Zukünftig relevante Speicher für den Tages- und Wochenlastausgleich. PHS: Pumpspeicherkraftwerk, AA-CAES: adiabater Druckluftspeicher, Redox-Flow: Redox-Flow-Batterien, RPM: Methangas durch Methanisierung von Wasserstoff mit Kohlendioxid. \* angestrebte Wirkungsgrade. [121]

Im Bereich saisonaler Wärmespeicher im Siedlungsmaßstab werden kapazitive Wärmespeicher eingesetzt. Darüber hinaus finden Wärmespeicher verstärkt im Bereich Energiemanagement Anwendung, da die im Sommer benötigte Kühlleistung von klimatisierten Gebäuden sehr viel (elektrische Energie) benötigt. In diesem Bereich werden Latentwärmespeicher eingesetzt. Auf Gebäudeebene werden außerdem thermochemische Speicher erprobt und eingesetzt. Auf diese Art von Speichern wird kurz im anschließenden Kapitel eingegangen. Einen wesentlichen Beitrag zur regenerativen Wärmeerzeugung können in Zukunft außerdem mit Erdgassubstitut betriebene Gasheizungen spielen.

### Thermische Speicher

**Latentwärmespeicher** Latentwärmespeicher finden vorrangig im Bereich Wärmemanagement Anwendung. Diese speichern die Umwandlungswärme eines Phasenübergangs bei relativ niedrigem Temperaturanstieg bzw. geben diese bei nahezu konstanter Temperatur und Leistung wieder ab. In der Regel werden auf Grund der hohen Speicherdichte Wärmeübergänge fest-flüssig ausgenutzt. Latentwärmespeicher finden besonders in großen Bürokomplexen oder vergleichbaren Gebäuden Anwendung, um im Sommer die hohen Kosten für den Betrieb von Klimaanlage zu senken. Da im Landkreis Freising kaum größere Gebäude vorzufinden sind, die im Sommer aufwendig gekühlt werden und somit Latentwärmespeicher im Rahmen dieses Energiekonzeptes keinen wesentlichen Beitrag leisten können, wird auf diese Form von Wärmespeichern nicht weiter eingegangen.

**Kapazitive (Sensible) Wärmespeicher** Das Prinzip von sensiblen Wärmespeichern besteht darin, die Wärme einem geeigneten Speichermedium zuzuführen, das infolgedessen seine Temperatur erhöht. Die gespeicherte Wärmemenge ist proportional zur Masse und Wärmekapazität des Materials sowie der Temperaturdifferenz. Wärmeverluste entstehen auf Grund der Temperaturdifferenz zwischen Speichermedium und der Umgebung. Die Isolierung des Wärmespeichers mit Dämmmaterialien ist daher entscheidend. Um Wärmeverluste zu vermeiden muss das Dämmmaterial einen möglichst geringen Wärmeleitkoeffizient haben, die Dämmschicht möglichst dick sein und das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen des Wärmespeichers möglichst gering sein. Im Folgenden werden nur Langzeitspeicher betrachtet. In den vergangenen rund 15 Jahren wurden, durch die Förderprogramme Solarthermie2000 und Solarther-

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

mie2000plus entscheidend gefördert, zahlreiche Pilotprojekte zur solarthermischen saisonalen Wärmespeicherung ermöglicht. Dabei wurden im Wesentlichen vier Grundtypen untersucht und viel Wissen in Sachen Technologie, Betrieb und Wirtschaftlichkeit gesammelt. Pilotanlagen befinden sich unter anderem in Hamburg (1996), Friedrichshafen (1996), Neckarsulm (1997/2001), Steinfurt (1998), Chemnitz (2000), Rostock (2000), Hannover (2000), Attenkirchen (2002), München (2007), Crailsheim (2008), Eggenstein (2008). Diese Projekte werden von Forschungsinstituten wie dem ZAE Bayern und dem Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme begleitet und Informationen, Erfahrungen und neue Forschungserkenntnisse in Veröffentlichungen zusammengefasst [103], [122], [123], [124]. Unter [www.saisonalspeicher.de](http://www.saisonalspeicher.de) ist ein zentrales Informationsportal zu finden, das alle wichtigen und aktuellen Informationen zum Thema saisonale Wärmespeicherung in den Rubriken Grundlagen, Speichertypen, Systemtechnik, Planung und Projekte aufarbeitet. Die wesentlichen vier Grundspeicherarten sowie eine Möglichkeit zur Kombination zur weiteren Systemverbesserung sind im Folgenden kompakt zusammengefasst.

- Heißwasser-Wärmespeicher
  - Einsatzbereich: 30°C bis 95°C
  - unabhängig von geologischen Bodenbeschaffenheit
  - Energiedichte: 60-80 kWh/m<sup>3</sup>
  - relativ aufwendige Betonkonstruktion
- Kies-Wasser-Wärmespeicher
  - maximale Speichertemperatur: 80-90 °C
  - unabhängig von geologischen Bodenbeschaffenheit
  - Energiedichte: 30-50 kWh/m<sup>3</sup>
  - kostengünstiger als Betonkonstruktion für Heißwasserspeicher
- Erdsonden-Wärmespeicher
  - geeignete Untergründe: wassergesättigte Tone bzw. Tongesteine
  - hohe Speicherverluste, da nur an Erdoberfläche isoliert werden kann
  - effizient ab 50.000 m<sup>3</sup> Erdreich
  - Wärmetransport durch Erdreich. Führt zu trägem Betriebsverhalten
  - maximale Speichertemperatur derzeit rund 80°C
  - Energiedichte: 15-30 kWh/m<sup>3</sup>
  - Vorteil: geringe Bauaufwand, einfache Erweiterbarkeit
  - 3-5 Jahre bis eingeschwungener Zustand. Erst dann können angestrebte ca. 60-70% der eingespeicherten Wärme wieder entnommen werden.
- Aquifer-Wärmespeicher
  - sehr hohe Anforderungen an die hydrogeologischen, hydrochemischen und mikrobiologischen Randbedingungen



Abbildung 4.38: Wärmespeicher in Attenkirchen [103].

- sinnvoll ab  $100.000 \text{ m}^3$  Erdreich
- geringe maximale Speichertemperaturen (u.U. unter  $50^\circ\text{C}$  um biologische und geochemische Veränderungen des Grundwassers zu vermeiden)
- Hybridspeicher  
Zukünftig werden sogenannte Hybridspeicher, die einen Kurzzeitspeicher (bisher Heißwasserspeicher) und einen weiteren Langzeitspeicher integrieren, von Interesse sein. Ein Beispiel hierfür ist der in Attenkirchen realisierte und mit einer Solaranlage gespeiste Hybridspeicher bestehend aus einem unterirdischen  $500 \text{ m}^2$  großen Kurzzeit-Heißwasser-Wärmespeicher mit einem aus 90 U-Rohren ( $10.000 \text{ m}^3$  Erdreichvolumen) bestehenden Erdsondenspeicher. Die Schwankungen der Solaranlage werden durch den Wasserspeicher ausgeglichen.

**Kosten** Ab einer Speichergröße von  $10.000 \text{ m}^3$  liegen die Investitionskosten im Bereich von  $70\text{-}120 \text{ EUR}/\text{m}^3$ . Unter  $10.000 \text{ m}^3$  steigen die Kosten stark an und liegen im Bereich  $100\text{-}450 \text{ EUR}/\text{m}^3$  [104].

**Fazit** Mit dem aktuellen Technologiestand ist der Bau und wirtschaftliche Betrieb eines saisonalen Wärmespeichers möglich. Auf Grund der nach wie vor intensiven Entwicklungsarbeit und Praxistest in Pilotprojekten wird es in den kommenden Jahren weitere Verbesserungen hin zu höheren Speicherkapazitäten bei geringeren Verlusten und niedrigeren Kosten geben.

### Thermochemische Speicher

Kommerziell verfügbar im Bereich thermochemische Speicher sind sogenannte Sorptionsspeicher. Unterschieden wird zwischen Adsorptionsspeichern, die mit festen Sorptionsmaterialien arbeiten und Absorptionsspeicher, die mit flüssigen Sorptionsmaterialien operieren. Bei Adsorptionsspeichern werden dem Speichermedium unter Wärmeeintrag Atome bzw. Moleküle entzogen und bei Wärmebedarf durch Anlagerung der Atome bzw. Moleküle am Speichermedium wiederum nutzbare Wärme freigesetzt. Absorptionsspeicher hingegen kommen nur für Klimatisierungszwecke zum Einsatz. Die Funktionsweise beider Speicher ist in Quelle [104] ausführlich beschrieben. Adsorptionsspeicher sind technisch am weitesten fortgeschritten und sowohl in Pilotprojekten erprobt als auch kommerziell verfügbar. Beispielsweise finden sie im Bereich der Gebäudeheizung für Einfamilienhäuser Anwendung und nutzen Umweltwärme, um den Heizbedarf mittels der Primärheizung zu reduzieren. Ein Pilotprojekt zur saisonalen Speicherung von Wärme ergab jedoch in der Praxis keine Vorteile im Vergleich zu konventionellen Pufferspeicheranlagen [104]. Eine weitere Anwendung, die in München erprobt wird, ist die Nutzung von Adsorptionsspeichern zur Reduzierung der Spitzenlast in Fernwärmenetzen, indem eine zeitliche Verschiebung zwischen Lade- und Entladevorgang realisiert wird. Der Speicher wird Nachts zu Schwachlastzeiten aufgeladen und tagsüber zur Beheizung einer Schule genutzt.

### Stoffliche Energieträger

In Kapitel 4.6.1 wird die Nutzung von überschüssigem Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen zur Elektrolyse und anschließender Methanisierung beschrieben (Renewable-Power-Methane Ansatz). Das dadurch hergestellte Erdgassubstitut kann, anstatt mit zusätzlichen Verlusten rückverstromt, in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist und zur Gebäudeheizung mittels Gasheizung verwendet werden. Der angestrebte Wirkungsgrad zur Umwandlung von überschüssigem Strom in Methangas mittels Elektrolyse von Wasser und anschließender Methanisierung liegt bei rund 60 %.

**Zusammenfassung Wärmeenergiespeicher** Kapazitive Wärmespeicher werden seit rund zwei Jahrzehnten in Deutschland erprobt. Eine ganze Reihe von Pilotanlagen, unter anderem auch in Attenkirchen im Landkreis Freising, wurden errichtet, um Technologien zu testen und Betriebserfahrung zu sammeln. Mittlerweile ist die Technologieentwicklung weit genug fortgeschritten und genügend Wissen vorhanden, um einen kapazitiven Wärmespeicher wirtschaftlich betreiben zu können. Weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit sowie Fortschritte in der Produktion der Komponenten, dem Bau und dem Betrieb der Wärmespeicher wird in den kommenden Jahren die Ausbeute der gespeicherten Wärme weiter erhöhen und die Kosten senken. Kapazitive Wärmespeicher sind geeignet, um im Sommer solare Wärme aufzunehmen und im Winter wieder abzugeben. Auch bei Industrieprozessen und in der Stromerzeugung (bspw. BHKWs) anfallende Abwärme, die im Sommer nicht gebraucht wird, kann gespeichert werden. Für den Betrieb des Wärmespeichers ist ein Nahwärmenetz nötig, um die gespeicherte Energie an die Haushalte verteilen zu können.

Regenerativ erzeugte Energie zu speichern, um damit Gebäude heizen zu können, wird in 5-10 Jahren voraussichtlich auch in Form von aus überschüssigem Strom gewonnenem Methangas möglich sein (Renewable-Power-Methane). Großer Vorteil dabei ist, dass Methangas gut

#### *4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie*

gespeichert werden kann und die Infrastruktur zum Transport von Gas sowie Gasheizungen bereits vorhanden sind und in den kommenden Jahren weiter ausgebaut werden.

## 4.7 Wärmeverbrauchsenkende Maßnahmen im Gebäudebereich

### 4.7.1 Gebäudebestand der BRD

In dieser Arbeit wird das Potential der Energieeinsparung auf den Gebäudesektor reduziert. Dieser macht, bei alleiniger Betrachtung der Raumheizwärme mit 2.240 PJ, 26.1% [125] des Gesamt Endenergiebedarfs in Deutschland aus. Betrachtet man nun den Endenergieverbrauch der Haushalte, Gewerbe und Dienstleistung machen diese zusammen 40,7% der Gesamtendenergie aus. Die Aufteilung ist in Abbildung 4.39 dargestellt. Die ca. 3500 PJ an Endenergie können durch effizientere Gebäudetechnik erheblich gesenkt werden. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Gebäudemodernisierung. Ein Großteil der Gebäude in Deutschland (66%) wurde vor 1978 gebaut, über 80% der Gebäude sind älter als 25 Jahre [126].

### Übersicht Gebäudetypologien

Bei der Definition von Gebäudetypologien unterscheidet man grundsätzlich zwischen Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden [127, S. 20]. Nichtwohngebäuden unterscheidet man nach Art der Nutzung und teilt in folgende Gruppen auf:

- Büro- und Verwaltungsgebäude
- Gebäude für Lehre und Forschung
- Gebäude des Gesundheitswesens
- Schulen und Kindergärten
- Sportbauten
- Gewerbebauten
- Gebäude anderer Art

Bei Wohngebäuden wird aufgeteilt in Größe (bzw. Gebäudeart) und Baualter. Das Alter wird dabei in Baualterklassen angegeben. Gebäudegrößen bzw. -Arten sind in Tabelle 4.30 dargestellt.

Gebäudeart	Abkürzung	Beschreibung
Ein- und Zweifamilienhäuser	EFH	eine oder zwei Hauptwohnungen
Reihenhäuser	RH	meist nur eine Wohneinheit
Mehrfamilienhäuser	MFH	drei bis zehn Wohneinheiten
große Mehrfamilienhäuser	GMH	mehr als zehn Wohneinheiten und fünf Vollgeschosse
Hochhäuser	HH	mehr als 30 Wohneinheiten und zehn Vollgeschosse

Tabelle 4.30: Gebäudearten

Die Einteilung in Baualterklassen, Abbildung 4.40, hilft bei der Betrachtung zum Energieverbrauch da sie Angaben über Art der Konstruktion, Bauteilflächen (z.B. Fenstergrößen) und verwendete Materialien gibt. Damit lassen sich Anhaltswerte über den wärmetechnischen Zustand und typische Energiekennwerte erheben. Diese können dann für Energieeinsparpotentiale herangezogen werden.

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

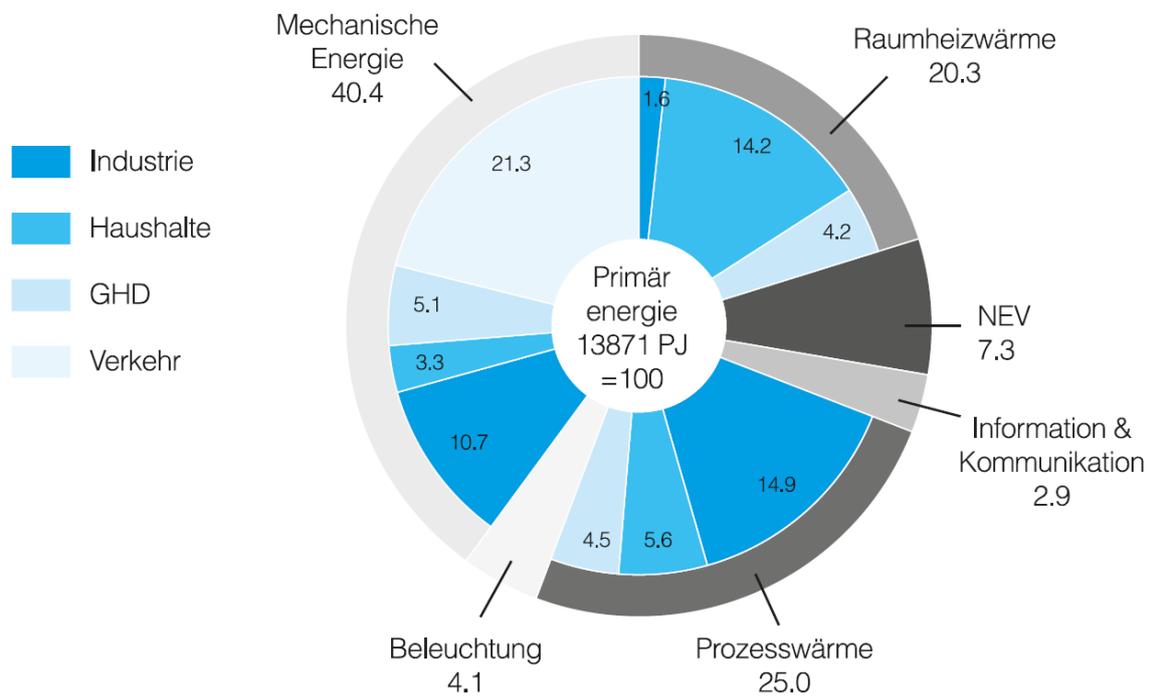


Abbildung 4.39: Primärenergiebedarf nach Sektoren und Anwendungsarten in Deutschland 2007 [125].

**Baualtersklassen** Baualtersklassen sind in Deutschland nicht genormt, für die energetische Betrachtung erscheint die Einteilung nach spezifischen Entwicklungen durch historische Ereignisse oder die Einführung relevanter Bauvorschriften am Geeignetsten. Allen gemeinsam sollte die Verwendung ähnlicher Bauweisen und Baumaterialien sein [127, S. 20f].

- **Baualtersklasse A (bis 1918)**  
Fachwerk mit Ausfachungen aus Ziegel, Lehm oder Stein. Durch diese bautechnisch schwierigen Mischkonstruktionen kann eine Reihe von Problemen auftreten.
- **Baualtersklasse B (bis 1918)**  
Gründerzeitgebäude in Massivbauweise mit Backsteinmauerwerk.
- **Baualtersklasse C (1919 - 1948)**  
Zunehmend industriell gefertigte, kostengünstige Baustoffe und materialsparende Konstruktionen. Es werden Bims oder Bimshohlblocksteine eingesetzt.
- **Baualtersklasse D (1949 - 1957)**  
Die Gebäude der unmittelbaren Nachkriegszeit sind geprägt durch die Verwendung von oft minderwertigen Baumaterialien und einfachen Konstruktionen. Verbreitet ist die Verwendung von handgefertigten Hohlblocksteinen aus Bauschutt und Ziegelsplitt. Hochwertigere Hochlochziegel werden ab Mitte der 50er- Jahre verwendet. Im Geschosswohnungsbau werden die ersten Gebäude in vorgefertigter Streifen- oder Blockbauweise gebaut.
- **Baualtersklasse E (1958-1968)**  
Gehobener Standard unter Verwendung von Hochlochziegeln und Bimshohlblocksteinen.
- **Baualtersklasse F (1969-1978)**  
Die Ölkrise Anfang der 70er- Jahre führt zu steigenden Erdölpreisen und zu einer Diskussion über die Endlichkeit von Rohstoffen. Dies führt bei Gebäuden zur Verwendung wärmetechnisch verbesserter Bimshohlblocksteine und porosierte Ziegel (Leichthochlochziegel).
- **Baualtersklasse G (1979-1983)**  
Einführung der ersten Wärmeschutzverordnung (1. WSV) 1977. Dieser Folgeleistung wurden Gebäude ab dem 1. Januar 1979 mit Isolierung an den Außenbauteilen und weiterentwickelten und wärmetechnisch optimierten Baumaterialien (Leichthochlochziegel, z.B. Poroton) errichtet.
- **Baualtersklasse H (1984-1994)**  
Die zweite Wärmeschutzverordnung (2. WSV) von 1982 schreibt die Erhebung des mittleren k-Wertes (heute U-Wert) für die gesamte Gebäudehülle vor. Außerdem wird ein erhöhter Wärmeschutz gefordert.
- **Baualtersklasse I (1995-2001)**  
Mit dem Inkrafttreten der dritten Wärmeschutzverordnung (3. WSV) am 1. Januar 1995 wird ein rechnerischer Wärmeschutznachweis für Neubauten gefordert. Der Jahres Heizwärmebedarf wird durch gestiegene Anforderungen begrenzt.

- **Baualtersklasse J (nach 2002)**

Einführung der Energie-Einsparverordnung (EnEV), welche die Anforderungen am Endenergiebedarf bzw. auf dem Primärenergiebedarf misst.

Die Einteilung der Gebäudeklassen und die Ansätze um den Energieverbrauch bei Neubauten zu begrenzen zeigen wie lange es keine Bemühungen gab, den Energieverbrauch im Gebäudesektor gesetzlich einzuschränken. Damit entsteht ein großes Potential in Bestandsgebäuden energetisch zu modernisieren und mit geeigneten Maßnahmen den Energieverbrauch und den CO<sub>2</sub> Ausstoß effektiv zu begrenzen. Der Heizwärmebedarf ist in Abbildung 4.41 dargestellt.

#### 4.7.2 Modernisierungsmaßnahmen

Die unterschiedlichen Baualtersklassen haben gezeigt wie schwierig es ist einen Standard für Gebäude zu definieren, da jede Epoche mit unterschiedlichen Materialien und Konstruktionsweisen eine Vielfalt an möglichen Maßnahmen erzeugt. Um individuelle Maßnahmenpakete für Hauseigentümer bereitzustellen werden nachfolgend energetische Modernisierungsmaßnahmen klassifiziert und Potentiale beschrieben. Diese können als Pakete zusammengefasst optimale Maßnahmen für Hauseigentümer beschreiben und helfen bei der Optimierung des Gebäudebestands nach wirtschaftlichen Maßstäben.

##### Arten der Modernisierungsmaßnahmen

**Wände** Wände stellen den größten Teil der Oberflächen dar, damit tragen sie quantitativ gesehen einen großen Teil zu Wärmeverlusten bei. Bei der wärmetechnischen Optimierung von Wänden ist grundsätzlich in zwei Gruppen zu unterteilen:

- außenliegende Optimierung
- innenliegende Optimierung

Die außenliegende Optimierung von Wänden durch zusätzliche Dämmschichten und das Beseitigen von konstruktionsbedingten Wärmebrücken lässt sich optimaler Weise mit dem Instandhaltungszyklus des Bauwerks vereinen, was die Kosten für die wärmetechnische Optimierung senkt. Die Vorteile einer außenliegenden Dämmung sind der Erhalt der vorhandenen Speichermasse des Gebäudes. Außerdem wird die Konstruktion durch die zusätzliche „Schutzschicht“ vor Wettereinflüssen geschützt, womit sich ihre Lebenszeit verlängert. Die Abdeckung von konstruktionsbedingten Wärmebrücken beseitigt altersbedingte Mängel und optimiert das Raumklima. Dabei lassen sich Dämmschichtstärken nur in begrenzter Weise aufbringen, da Wände auf den konstruktiven Wetterschutz vom Dach angewiesen sind. Dieser ist notwendig um Wände vor Schlagregen zu schützen. Deshalb muss vor der Entscheidung für die Stärke der Dämmung die Auswirkung dieser auf die Schutzfunktion der Dachkonstruktion geprüft werden. Der größte Nachteil der außenliegenden Dämmung besteht in ihrer gestaltsverändernden Natur, welche sie in den meisten Fällen für denkmalgeschützte Gebäude ausschließt. Eine innenliegende Wärmedämmung überzeugt durch ihre im Vergleich geringen Baukosten und den technisch einfachen Einbau, birgt aber im Gegensatz zur Außenwanddämmung erhebliche Nachteile. Durch die Isolation der tragenden Schicht, welche in den meisten Fällen die Speichermasse für die Räume

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Deutsche Gebäudetypologie – Häufigkeit von Gebäudetypen unterschiedlichen Baualters													
	Baualtersklassen										Summe	Anteil	
	vor 1918	vor 1918	1919 - 1948	1949 - 1957	1958 - 1968	1969 - 1978	1979 - 1983	1984 - 1994	1995 - 2001	2002 - 2006			
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J			
Gebäudetypen*	<b>EFH</b>												
	Wohnfläche in Tsd. m <sup>2</sup>	81.503	148.776	168.937	174.251	235.409	223.135	112.631	236.441	255.280	103.208	<b>1.739.571</b>	<b>52%</b>
	Anz. Wohneinh. in Tsd.	916	1.707	2.010	1.915	2.274	1.867	936	2.055	1.994	671	<b>16.345</b>	<b>42%</b>
	<b>RH</b>												
	Wohnfläche in Tsd. m <sup>2</sup>		14.543	31.450	21.993	35.996	61.478	24.503	32.951	33.366	11.675	<b>267.955</b>	<b>8%</b>
	Anz. Wohneinh. in Tsd.		145	326	231	348	517	202	281	285	83	<b>2.418</b>	<b>6%</b>
	<b>MFH</b>												
	Wohnfläche in Tsd. m <sup>2</sup>	31.974	109.337	135.827	117.051	149.881	122.930	61.044	118.019	154.740	24.267	<b>1.025.070</b>	<b>31%</b>
	Anz. Wohneinh. in Tsd.	462	1.501	2.034	1.912	2.210	1.677	821	1.712	2.240	296	<b>14.865</b>	<b>38%</b>
	<b>GMH</b>												
	Wohnfläche in Tsd. m <sup>2</sup>		31.549	10.160	38.936	47.501	46.124					<b>174.270</b>	<b>5%</b>
	Anz. Wohneinh. in Tsd.		448	169	703	784	697					<b>2.801</b>	<b>7%</b>
	<b>HH</b>												
Wohnfläche in Tsd. m <sup>2</sup>					12.617	12.988					<b>25.605</b>	<b>1%</b>	
Anz. Wohneinh. in Tsd.					198	198					<b>396</b>	<b>1%</b>	
<b>MFH NBL</b>													
Wohnfläche in Tsd. m <sup>2</sup>				14.324	24.418						<b>38.742</b>	<b>1%</b>	
Anz. Wohneinh. in Tsd.				329	408						<b>737</b>	<b>2%</b>	
<b>GMH NBL</b>													
Wohnfläche in Tsd. m <sup>2</sup>						22.976	19.899	17.977			<b>60.852</b>	<b>2%</b>	
Anz. Wohneinh. in Tsd.						390	336	305			<b>1.031</b>	<b>3%</b>	
<b>HH NBL</b>													
Wohnfläche in Tsd. m <sup>2</sup>						16.823	4.230				<b>21.053</b>	<b>1%</b>	
Anz. Wohneinh. in Tsd.						310	67				<b>377</b>	<b>1%</b>	
<b>Wohnfläche in Tsd. m<sup>2</sup></b>	<b>113.477</b>	<b>304.205</b>	<b>346.374</b>	<b>366.555</b>	<b>505.822</b>	<b>506.454</b>	<b>222.307</b>	<b>405.388</b>	<b>443.386</b>	<b>139.150</b>	<b>3.353.118</b>		
<i>Anteil</i>	3%	9%	10%	11%	15%	15%	7%	12%	13%	4%			
<b>Anz. Wohneinh. in Tsd.</b>	<b>1.378</b>	<b>3.801</b>	<b>4.539</b>	<b>5.090</b>	<b>6.222</b>	<b>5.656</b>	<b>2.362</b>	<b>4.353</b>	<b>4.519</b>	<b>1.050</b>	<b>38.970</b>		
<i>Anteil</i>	4%	10%	12%	13%	16%	15%	6%	11%	12%	3%			

\*) EFH = Einfamilienhaus, RH = Reihenhaushaus, MFH = Mehrfamilienhaus, GMH = großes Mehrfamilienhaus, HH = Hochhaus, NBL = neue Bundesländer

Abbildung 4.40: Gebäudetypologie Deutschland - Häufigkeit von Gebäudetypen unterschiedlichen Baualters [128].

## 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

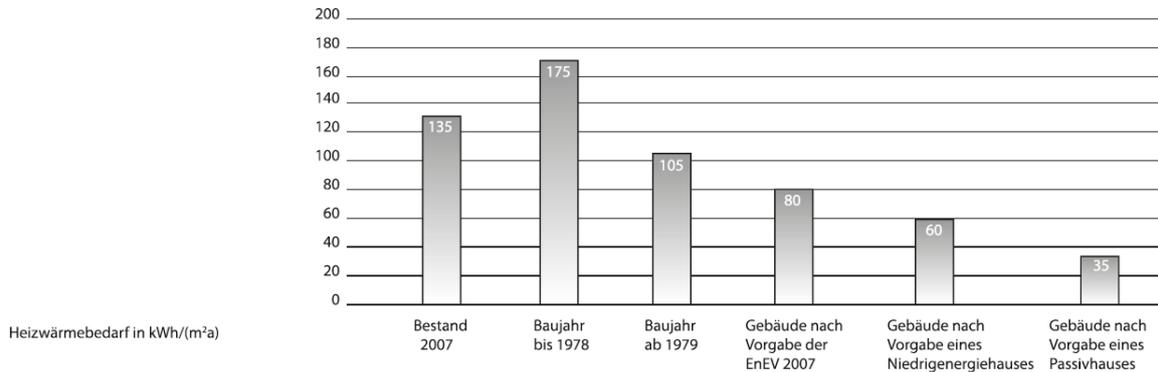


Abbildung 4.41: Jährlicher Heizwärmebedarf nach Wärmeschutz-Standards - Mittelwerte für Gesamtbestand Deutschland nach [129], S. 19.

darstellt, kommt es zu einer erheblichen Veränderung des Raumklimas. Die Raumtemperatur unterliegt stärkeren Schwankungen und kann ihre Temperatur ohne technische Anlagen nur schwer halten. Dies kann zwar in wenig genutzten Räumen von Vorteil sein, da sie sich entsprechend auch schneller regulieren lassen. Meist stellt dieser Verlust für das Raumklima einen Nachteil dar. Der nachträgliche Einbau einer Wärmedämmung führt zu einer Veränderung des Taupunktes in der Wand. Dies kann zu Bauschäden führen und verursacht durch anhaltende Nässe eine Verschlechterung der wärmetechnischen Eigenschaften. Daher ist bei der Verwendung einer Innendämmung der Rat eines Bauphysikers dringend zu empfehlen. Der Verlust an Nutzfläche stellt für die Vermietung eines Objektes eine wirtschaftliche Wertminderung dar und drückt zusammen mit den Mietausfällen während der Umbauphase die Wirtschaftlichkeit der Innenraumdämmung. Trotz dieser Nachteile ist sie oft die einzige Möglichkeit eine energetische Optimierung bei denkmalgeschützten oder erhaltenswerten Fassaden zu erreichen. Abschließend lässt sich festhalten, dass die Außenwanddämmung ausgeführt in Kombination mit regulären Instandsetzungsmaßnahmen die energetisch, wirtschaftlich und bautechnisch nachhaltigere Lösung darstellt.

### Decken und Böden

**Böden** Die energetische Renovierung von Bodenplatten und Kellerböden wird nur in den seltensten Fällen angedacht. Sie ist wirtschaftlich unattraktiv da sie neben den hohen Kosten die lichte Höhe in den betroffenen Räumen einschränkt. Trotzdem wird sie bei Häusern mit umgenutzten Kellerräumen betrachtet, da diese aufgrund von Undichtigkeiten im Fundament ansonsten nur eingeschränkt nutzbar sind und ein Umbau neue Nutzfläche erschaffen kann. Grundsätzlich besteht die Schwierigkeit die alte Bodenplatte erreichbar zu machen und sie dann durch eine verklebte oder verschweißte Abdichtungsschicht in Verbindung mit einer ausreichend druckfesten Dämmung zu ergänzen. Die maximale Dämmstärke ist begrenzt durch die vorhandenen Türstockhöhen.

**Decken** Decken, als horizontale Trennschichten zwischen den Geschossen, sind für die wärmetechnische Optimierung nur in Betracht zu ziehen wenn sie als thermische Trennung dienen. In Angrenzung an Keller und Dachgeschoss, können Decken einen effizienten Beitrag zur Senkung der Energiekosten darstellen. Aufgrund der wettergeschützten Lage der Bauteile kann die Modernisierung auch als Eigenleistung angedacht werden und daher für Hausbesitzer wirtschaftlich besonders interessant sein. Folgende Arten der Optimierung von Decken sind zu unterscheiden:

- Dämmung auf dem Bodenbelag
- Dämmung im Zwischenbalkenbereich (in Konstruktionsebene)
- Dämmung unter der Decke (Deckenbekleidung)

Die Dämmung auf dem Bodenbelag ist besonders bei ungenutzten Speichern attraktiv. Hierbei wird auf dem gesäuberten alten Bodenbelag eine Dampfsperre verlegt. Darauf wird eine druckfeste Dämmung verlegt, wobei auf den Anschluss an die vorhandene Dachdämmschicht zu achten ist um Wärmebrücken zu vermeiden. Der Bodenbelag kann unbehandelt mit Grobspan(OSB)-Platten abgeschlossen werden. Es ist darauf zu achten, dass die Absturzsicherung an Fenstern und Treppen gewahrt ist. Eine Dämmung im Konstruktionszwischenraum ist wirtschaftlich nur interessant, falls der alte Bodenbelag schadhafte ist. Oder aufgrund der lichten Höhe die Nutzbarkeit des Raumes eingeschränkt wird. Die Optimierung der Deckenunterseite ist besonders für Kellerdecken interessant. Hierbei wird zwischen oder unter der Unterkonstruktion eine zusätzliche Dämmschicht angebracht. Für Eigenleistung eignen sich hierbei Wärmedämmverbundplatten, welche in variablen Stärken verfügbar sind und eine einfache Form der wärmetechnischen Optimierung darstellen.

**Öffnungen** Die Funktionen von Öffnungen haben sich bei Gebäuden von einfachen Raumabschlüssen zu komplexen multifunktionalen Bauteilen gewandelt. Dabei sind die Verbesserung besonders bei Fenstern für jeden zu sehen und zu fühlen, und tragen durch die Verbesserung ihrer thermischen Eigenschaften um den Faktor 10 unmittelbar zur Raumqualität bei. Das Auswechseln von Fenstern stellt technisch gesehen einen kleinen Eingriff vor und ist bei Gebäuden mit Einscheiben-Verglasung dringend zu raten. Selbst bei Gebäuden mit erneuerten Kunststofffenstern erster Generation ist ein Austausch energetisch sinnvoll. Vor der Entscheidung für den Austausch sollte geklärt werden, in wie weit die Renovierung der Fassade mit Wärmeverbundsystemen ansteht, da sich dabei Fensterlaibungen verschieben können. Das gleiche gilt für den Austausch von Türen. Ihr Austausch ist oft Lohnenswert, da ihnen Dichtungsprofile fehlen und es aufgrund von Verzug und unzureichender Anschläge zu Zugerscheinung aufgrund von fehlender Dichtigkeit kommt. Neben den klimatischen Vorzügen versprechen moderne Türsysteme einen wesentlich verbesserten Einbruchschutz. Der Einbau ist einfach und gemessen am Ergebnis wirtschaftlich.

**Dach** Grundsätzlich werden Dächer in Flachdach und Steildach unterschieden. Als Bauteil welches direkten Wettereinflüssen ausgesetzt ist und extreme Temperaturänderungen ertragen muss, ist die Lebensdauer von Dächern begrenzt. Im Zuge von Instandhaltungsarbeiten sollten energetische Optimierungen dringend betrachtet werden, da selbst das Ersetzen der alten

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Dämmschichten heutzutage erhebliche Verbesserung bringt. Bei der Betrachtung von Flachdächern unterscheidet man zusätzlich in drei Gruppen. Es wird konstruktionsbedingt in Warmdach, Kaltdach und Umkehrdach unterschieden. Bei einem Warmdach, der häufigsten Ausführungsart, liegt die Isolierende Schicht zwischen Dampfsperre und Dachabdichtung. Durch die hohe mechanische Belastung der Dachhaut kommt es hier oft zu Undichtigkeiten, infolgedessen verliert die Dämmung ihre Wirkung und es kommt zu Schimmelbildung. Der Aufbau in einem Kaltdach birgt die Schimmelbildung durch eine zusätzliche Luftschicht zwischen Dämmschicht und Dachabdichtung. Im Umkehrdach liegt die Dämmung oberhalb der Dachabdichtung, daher wird sie dauerhaft durchnässt, was die Auswahl an Dämmmaterialien auf wasserfeste begrenzt. Die energetische Modernisierung bei Flachdächern wird wirtschaftlich in Kombination mit der Instandsetzung von altersbedingten Schäden ausgeführt. Die Lebenszeit von Flachdächern ist aufgrund der starken mechanischen Einflüsse meist auf 20-30 Jahre je nach Konstruktionsweise begrenzt. Dies relativiert die entstehenden Kosten für die reine Modernisierung und birgt großes energetisches Potential. Steildächer sind in den meisten Fällen kaum bis gar nicht gedämmt. Nur im Falle eines späteren Ausbaus der Dachgeschosse wurde eine Dämmung verbaut um Tauwasser zu verhindern. In Kombination mit der relativ geringen Bauteil Lebenszeit von oft unter 50 Jahren birgt auch diese Konstruktionsweise großes Modernisierungspotential. Durch den Ausbau eines Dachgeschosses wird Nutzfläche gewonnen und gleichzeitig Energetisch optimiert, was besonders bei Mietobjekten wirtschaftlich attraktiv scheint. Grundsätzlich werden hier vier Modernisierungsarten unterschieden:

- Dämmung auf den Sparren
- Dämmung von Außen im Zwischensparrenbereich
- Dämmung von Innen im Zwischensparrenbereich
- Dämmung von Innen auf der Unterseite der Sparren
- Mischformen

Bei den Arbeiten von Außen ist ein Gerüst und Dachfangerüst gefordert und die komplette Dachdeckung wird ersetzt, weshalb diese Arbeiten nur in Kombination mit Instandsetzungsarbeiten betrachtet werden. Dabei stellen sie energetisch gesehen die leistungsfähigsten Lösungen dar. Der Ausbau von Innen ist nur wirtschaftlich, wenn die Dachdeckung noch eine ausreichende Lebensdauer verspricht und der Dachboden nicht zum Wohnraum ausgebaut worden ist. Attraktiv ist sie besonders für Eigenleistungen, wobei auf fachgerechte Ausführung zu achten ist, um keine Folgeschäden am Dachstuhl zu verursachen. Die Modernisierungspotentiale in der Dachebene sind sehr groß und wirtschaftlich besonders interessant, wenn sie einhergehen mit der Instandsetzung der alternden Dachhaut. Der Vorteil bei nicht ausgebauten Steildächern liegt in der Schaffung neuer Nutzflächen mit Raumqualität, was die Wirtschaftlichkeitsrechnung positiv beeinflusst. Energetisch gesehen stellt das Dach als Raumabschluss nach oben einen wichtigen Beitrag zur Effizienz der Modernisierung.

**Technische Anlagen** Der Ausbau der technischen Anlagen stellt eine der effektivsten Maßnahmen dar, um den Verbrauch zu senken. Dies liegt vor allem an der Lebensdauer der verwendeten

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Systeme und ihrer technischen Entwicklung im Laufe ihres Gebrauchs. Um effektiv vorhandene Techniken zu verwenden ist auf jeden Fall die Kombination von Modernisierungsmaßnahmen zu prüfen. Eine Wärmepumpe und Fußbodenheizung machen nur wenig Sinn, sind Fenster und Wände nicht ausreichend gedämmt. In der richtigen Kombination mit Solaranlagen zur Brauchwasserbereitung und Heizungsunterstützung, ergibt sich bei aktuellen Rohstoffpreisen die höchste Rendite über 15 Jahre [127, S.781]. Mögliche Modernisierungsmaßnahmen werden hier aufgeführt, ihre technischen Vor- und Nachteile sind in vorherigen Kapiteln bereits erklärt.

- **Energieerzeugend:**

- Gas-Niedertemperaturkessel
- Gas-Brennwert-Kessel
- Öl-Brennwert-Kessel
- Pellet-Kessel
- Wärmepumpe mit oberflächennaher Geothermie
- Elektro-Feststoff Zentralheizung
- Mini-Blockheizkraftwerk (BHKW)
- kontrollierte Wohnraumlüftung
- Solaranlage für Brauchwassernutzung
- Solaranlage für Brauch- & Heizungswassernutzung

- **Für die Übergabe:**

- Plattenheizkörper
- Röhrenradiator
- Fußbodenheizung

#### Maßnahmenpakete

Unter Berücksichtigung aktueller Trends werden bei den Maßnahmenkombinationen gängige Standards berücksichtigt und gegeneinander verglichen. Kennwerte stellen dabei sowohl die Rendite nach einem Zeitraum von 15 Jahren, sowie die Kennwerte für Primärenergieverbrauch, CO<sub>2</sub> Verbrauch und CO<sub>2</sub> Einsparung dar. Die folgenden Ergebnisse sind aus einer Simulation für ein Gebäude der Baualtersklasse D aus dem Jahr 1952 entstanden. Sie basieren auf der Auswertung der genannten Maßnahmen zur energetischen Optimierung von Bestandsgebäuden in einem Betrachtungszeitraum von 15 Jahren.

- **Maßnahmenkombination 1** Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen dar, welche die Rendite [127, S. 84-94], der Auswahl zugrunde legt. Sie zielt auf einen Standard nach EnEV Verordnung [127, S. 85-94] ab und verwendet technisch übliche Eingriffe.
- **Maßnahmenkombination 2.1** Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen nach Bauteilverfahren dar. Erfüllt die EnEV bei Verwendung von Gas-Brennwert-Technik.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

	Bestand	Mk 1	Mk 2.1	Mk 2.2	Mk 3.1	Mk 3.2	Mk 4.1	Mk 4.2	Mk 5.1	Mk 5.2
jährliche Rendite bezogen auf Modernisierungskosten		8.98 %	2.24 %	5.52 %	7.06 %	6.85 %	4.54 %	3.87 %	5.68 %	4.63 %
bezogen auf Investitionskosten		3.90 %	2.87 %	3.11 %	3.36 %	3.72 %	2.91 %	2.58 %	3.12 %	2.86 %
Rendite nach einem Zeitraum von 15 Jahren bezogen auf Modernisierungskosten		112.47 %	69.90 %	69.11 %	87.64 %	85.85 %	58.85 %	48.49 %	71.21 %	58.03 %
bezogen auf Investitionskosten		48.84 %	35.90 %	39.00 %	41.68 %	46.60 %	36.48 %	32.33 %	39.09 %	35.86 %
Primärenergieverbrauch (kwh/m <sup>2</sup> a)	413.4	128.94	126.26	46.8	168.23	58.7	76.07	35.11	49.04	40.00
CO <sub>2</sub> Einsparung (kg/a) bei Umrechnung mit 0.19 kg/kWh nach Bayerischem Landesamt für Umweltschutz LFU		68.56 %	55.19 %	84.22 %	59.12 %	80.05 %	81.28 %	88.27 %	83.42 %	86.57 %

Abbildung 4.42: Überblick Maßnahmenkombinationen – [127], S. 780f.

- **Maßnahmenkombination 2.2** Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen nach Bauteilverfahren dar. Erfüllt die EnEV bei Verwendung von Pellet-Technik.
- **Maßnahmenkombination 3.1** Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen nach Bilanzverfahren dar. Erfüllt die EnEV bei Verwendung von Gas-Brennwert-Technik.
- **Maßnahmenkombination 3.2** Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen nach Bilanzverfahren dar. Erfüllt die EnEV bei Verwendung von Pellet-Technik.
- **Maßnahmenkombination 4.1** Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen zur Erfüllung des Passivhaus Standard dar. Beheizung mit Gas-Brennwert-Technik.
- **Maßnahmenkombination 4.2** Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen zur Erfüllung des Passivhaus Standard dar. Beheizung mit Pellet-Technik.
- **Maßnahmenkombination 5.1** Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen zur Erfüllung des –KfW 60-Haus– dar. Beheizung mit Pellet-Technik.
- **Maßnahmenkombination 5.2** Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen zur Erfüllung des –KfW 40-Haus– dar. Beheizung mit Pellet-Technik.

Abbildung 4.42 gibt einen Überblick über die Resultate der Maßnahmenkombinationen.

#### Ausblick und Erwartungshorizont

Mit den Werten für die einzelnen Maßnahmenkombinationen können wir sie auf ihre Tauglichkeit im Kontext von Eigen- und Gemeinnutz prüfen.

**Eigennutz** Die jährliche Einsparungen an Heizkosten können Abbildung 4.43 entnommen werden. Abbildung 4.44 gibt die annualisierten Renditen der Maßnahmen an, Abbildung 4.45 zeigt die Rendite nach 15 Jahren.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

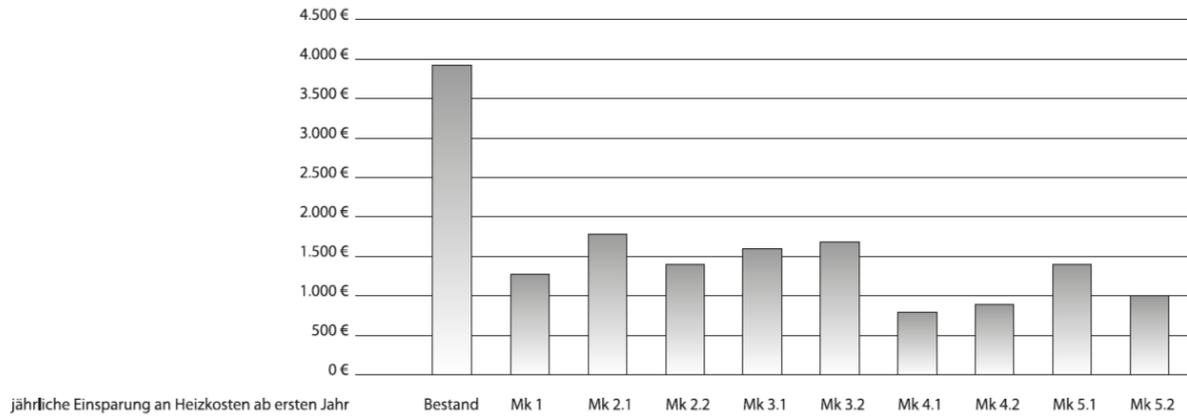


Abbildung 4.43: Energiekosten der Maßnahmen im ersten Jahr – [127], S. 782.

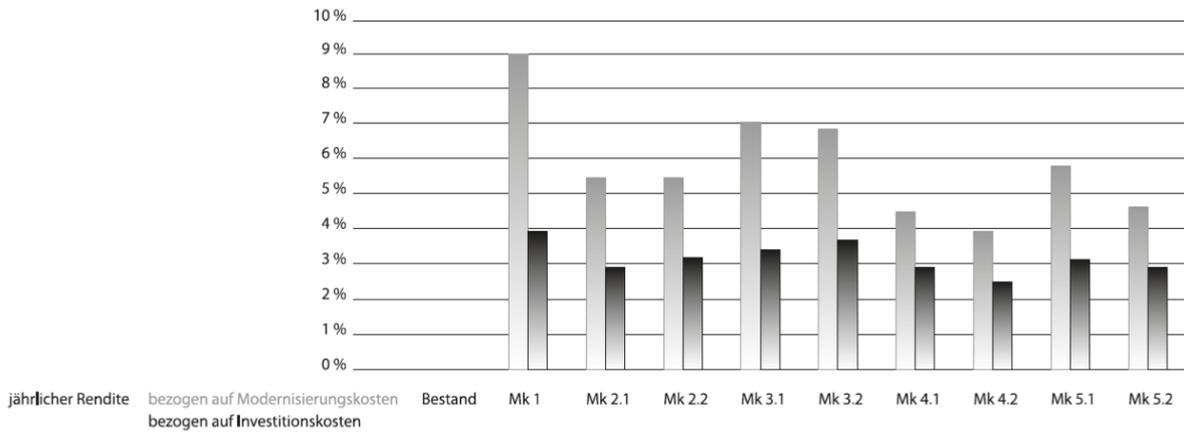


Abbildung 4.44: Jährliche Renditen der Maßnahmenkombinationen – [127], S. 782.

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

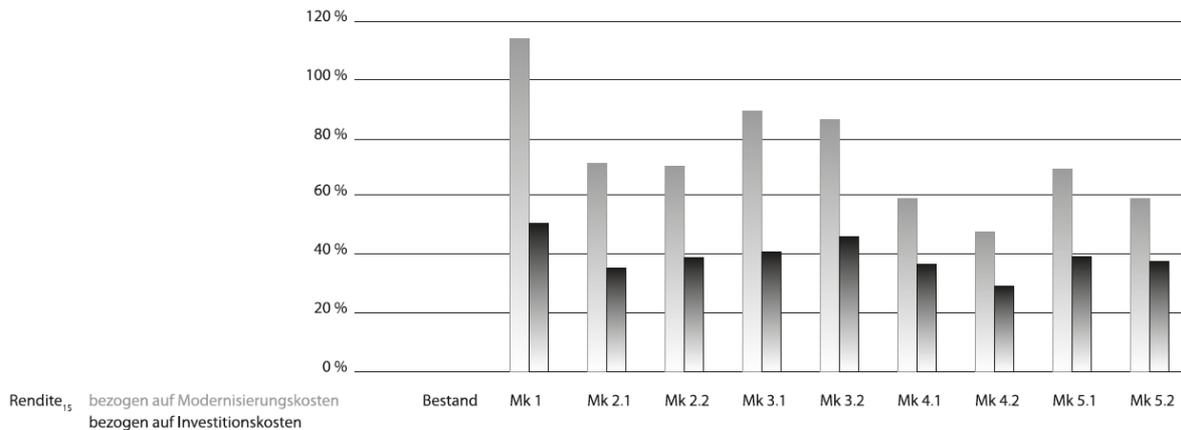


Abbildung 4.45: Absolute Renditen nach 15 Jahren der Maßnahmenkombinationen - [127], S. 784.

**Gemeinnutz durch CO<sub>2</sub>-Einsparung** Zur Ermittlung des Einsparpotentials für den gesamten Landkreis betrachten wir Gebäude welche vor 1978, also vor jeder Energieeinsparverordnung errichtet worden sind. Diese Gebäude weisen einen signifikant höheren Energieverbrauch auf und stehen oft aufgrund ihres Alters Nahe von Instandsetzungsmaßnahmen. Betrachtet man den gesamten Gebäudebestand von Wohngebäuden im Landkreis Freising und mittelt die Neubauten seit 1978 auf 500 pro Jahr [130] ergibt sich ein Bestand mit ca. 57.5 % der Gebäude, welche vor dem Jahr 1978 erbaut worden sind. In Summe sind dies ca. 21000 Gebäude. Der durchschnittliche Primärenergieverbrauch fällt um 80,4% [127, S. 780f] und stellt damit ein großes Potential für die schrittweise Deckung mit erneuerbaren Energieträgern. Geht man von einem Primärenergiebedarf bei Bestandsgebäuden vor 1978 von mittleren 350 kWh/m<sup>2</sup>a aus, ergibt sich ein Einsparpotential in Höhe von 1080 GWh/a. Betrachtet man das Mittel des CO<sub>2</sub> Einsparpotentials von 76.3% [127, S. 780f] der Maßnahmenkombinationen, und rechnet dies auf ein typisches Wohnhaus dieser Baualtersklassen ergibt sich ein Einsparpotential von ca. 8577 kg/a CO<sub>2</sub> pro Haus. Also ein Gesamteinsparpotential von 180117 t/a CO<sub>2</sub>. Wenn man davon ausgeht, dass die Gebäude ein Instandsetzungsintervall von ca. 50 Jahren haben [127, S. 790f], ergibt sich eine Modernisierungsrate von zwei Prozent pro Jahr. Welches ein jährliches Einsparpotential von 3602 t/a CO<sub>2</sub> und 21,6 GWh/a ergibt. Regt man diese Modernisierungsrate durch Förderung an, kann direkt Einfluss auf Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Ausstoß genommen werden.

**Gemeinnutz durch bauwirtschaftliches Potential** Ein weiterer Vorteil bei der Modernisierung von Gebäuden ist die positive Einfluss auf die lokalen Wirtschaft. Ausgehend von gemittelten Kosten für eine Modernisierung von 540 EUR/m<sup>2</sup> [127, S. 780f] und der Wohnfläche in Gebäuden vor 1978 von 3.837.885 m<sup>2</sup> [130] ergibt sich ein volkswirtschaftliches Investitionsvolumen von 2,07 Milliarden EUR. Bei der angenommenen Modernisierungsrate von 2% bedeutet dies 41,45 Millionen EUR pro Jahr. Erhöht man die Modernisierungsrate, besteht erneut direkter Einfluss auf die Aktivierung der lokalen Industrie und des Handwerks.

## 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

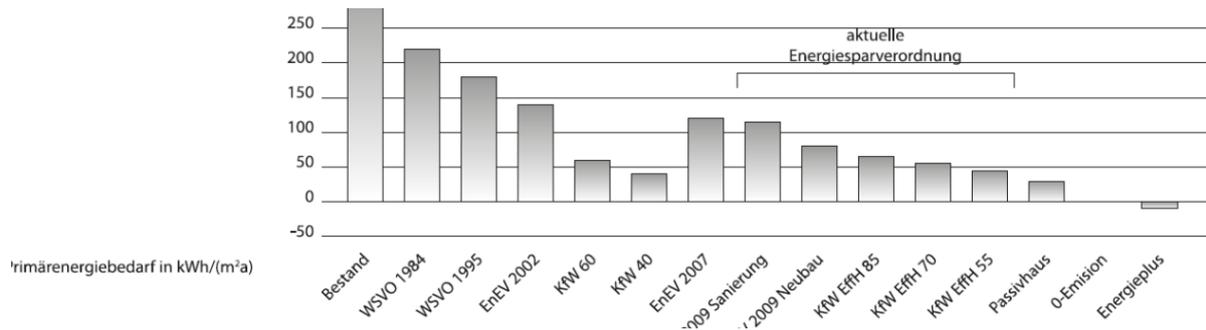


Abbildung 4.46: Primärenergieverbrauch nach Standards – [131], S. 6.

### 4.7.3 Neuplanung und Städtebau

Will man den Einfluss von Neuplanung auf die energetischen Bedingungen hin prüfen, ist zu beachten, dass die Neubaurate bei minimalen 1.1% pro Jahr im Bundesmittel liegt. Der heutige gesetzliche Standard nach EnEV 2009 lässt sich nur noch schwer pauschal bestimmen und stellt ein komplexes Regelwerk dar. Der Primärenergieverbrauch für unterschiedliche Standards wird in Abbildung 4.46 dargestellt. Um gebäudespezifische Grenzwerte für Neubauten zu erhalten gilt es ein vergleichbares Referenzgebäude nach den Vorgaben der EnEV zu berechnen, damit ein Grenzwert generiert wird. Im Mittel lässt sich ein Primärenergiebedarf von unter 80 kWh/m<sup>2</sup>a feststellen, welcher erheblich unter dem Bestandsverbrauch von 350 kWh/m<sup>2</sup>a liegt. Mit den Richtlinien der KfW-Förderbank und dem Anstreben vom Passivhaus Standard senkt sich der Verbrauch von Primärenergie zusätzlich. Dabei steigen die Kosten und der Planungsaufwand aber exponentiell und in Anbetracht des Potentials im Bestand zu modernisieren besteht die Frage nach der Wirtschaftlichkeit.

Bei der Neubaurate im Landkreis von ca. 500 Gebäuden pro Jahr mit einer durchschnittlichen Fläche von 107.81m<sup>2</sup> ergibt sich bei einem angenommenen Standard nach EnEV eine Mehrbelastung von 4,31 GWh/m<sup>2</sup>a. Rechnet man diesen Richtwert mit den Einsparungen aus den Modernisierungsmaßnahmen gegen, ergibt sich nach wie vor eine Energieeinsparung von 17,29 GWh/a. Dieses Ergebnis zeigt klar, wie wichtig es ist die Bestandsmodernisierung zu fördern und die Richtlinien für Neubauten in wirtschaftlichen Schritten zu betrachten. Damit kann der Landkreis auf lange Sicht einen gezielten Beitrag zur Reduzierung vom Primärenergiebedarf steuern und Schritt für Schritt den Anteil von regenerativen Energieträgern für die Deckung steigern. Der kommunale Städtebau und der Umgang mit Siedlungserweiterungen unter energetischen Gesichtspunkten stellt eine große Herausforderungen an alle planenden Beteiligten. Wichtig ist die vorausschauende interdisziplinäre Planungsphase, in welcher bestimmt wird wie effizient ein städtebauliches Konzept ist. So fordert ein Passivhaus Standard durch die erhöhte Relevanz der solaren Gewinne in der Heizwärmebilanz, dass die Siedlungsplanung nach sonnenoptimiert ist. Weiterhin gilt es ein zeitlich koordiniertes Konzept zu entwickeln, was im optimalen Fall Verbraucher und Erzeuger effizient vereint und damit Synergieeffekte erzeugt.

### **Solarenergetische Optimierung**

Die Solarenergetische Optimierung von Bebauungsplänen verspricht eine Steigerung der internen Gewinne von Gebäuden. Dieses Konzept erzeugt interne Wärmegevinne über das ganze Jahr durch erhöhte und optimierte Nutzung der solaren Strahlung. Der Einfluss städtebaulicher Parameter auf den Heizwärmebedarf von Gebäuden unterschiedlicher Dämmstandards ist in Abbildung 4.47 dargestellt. Gerade in Verbindung mit dem erhöhten Standard von Niedrigenergie- und Passivhaus wird der solare Gewinn ein wichtiger Teil des Heizwärmebedarfs und damit des Primärenergieverbrauchs einer Siedlung. Bei der Siedlungsoptimierung werden Verschattungsstudien gemacht, welche A/V Verhältnis, Höhen-, Abstands- und Orientierungsrichtlinien festlegen. Diese optimieren die Sonnenstunden für jedes Gebäude und damit die solaren Gewinne. Für die einzelnen Bauherren erzeugt diese Methode aber einen erhöhten Planungsaufwand und einen höheren Determinierungsgrad, da der Öffnungsanteil der Fassaden auf das städtebauliche und energetische Konzept präzise abgestimmt werden muss. Des weiteren wird damit die Kubatur der Gebäude bestimmt und schränkt die Individualität der Bauherren wie der Siedlungen ein, siehe Abbildung 4.48. Eine optimale Planung reduziert die Summe der solaren Verluste aus Orientierung, Verschattung durch Nachbargebäude und Vegetation auf unter 20% [132, S. 38]. Die Orientierung der Gebäude muss dabei nicht zwingend südorientiert sein, aber der Großteil der Gebäude sollte nicht mehr als  $\pm 30^\circ$  von der Südrichtung abweichen. Zu vermeiden ist die Ost-West Ausrichtung der Gebäude [132, S. 39]. Neben Der Orientierung ist es besonders wichtig die First- und Traufhöhen der Gebäude festzulegen, siehe Abbildung 4.49. Sie bestimmen maßgeblich den Wärmeverlust von Gebäuden und beeinflussen direkt die Verschattung der umliegenden Bebauung [132, S. 56]. Studien haben gezeigt, dass bei gleicher Wohnfläche mit diesen Festlegungen der Heizenergiebedarf um 20%, die solaren Verluste um 30% und die Baukosten um 10% variieren. Über die Festlegung der Geschossigkeit von Gebäuden wird direkt der maximal zulässige Primärenergiebedarf nach EnEV bestimmt, da sie das A/V Verhältnis bestimmt. Außerdem wird über das Verhältnis von Gebäudehöhe zu Gebäudeabstand die gegenseitige Verschattung sowie die Besonnungsdauer und damit die passiven solaren Gewinne bestimmt. Das Optimum wird im Wohnungsbau bei vier Vollgeschossen erreicht [132, S. 59]. Mögliche singuläre Energieeinsparung und Investitionskosten für verschiedene Maßnahmen bezogen auf die Lebensdauer sind in Abbildung 4.50 und 4.51 zusammengefasst.

### **Holistischer Städtebau**

Der Definition nach beschreibt Holismus die Lehre in der die einzelnen Elemente aufgrund der Beziehungen einer „Ganzheit“ oder „Gestalt“ vollständig bestimmt sind. Im Städtebau versteht man darunter das berühmte Zitat Aristoteles: „Das Ganze ist mehr als die Summe seiner Teile“. Damit geht es bei dieser Art des Städtebaus um die Betrachtung aller Einflussfaktoren um eine Optimierung durch Synergieeffekte zu erreichen. Bestehende Studien zu diesem Thema betrachten oft nur die sich schnell entwickelnden Metropolregionen. Viele Ergebnisse und Ideen dieser Studien lassen sich aber auch auf Landkreis Ebene und in der Siedlungsplanung umsetzen. So ist es wichtig Verbräuche und Gewinne nicht nur auf Gebäudeebene zu betrachten sondern diese Effektiv auf Siedlungsebene einzusetzen um aus der Verbindung von Wohn-, Industrie- und Geschäftsgebäuden eine synergetische Einheit zu bilden. Diese bildet ein Ökosystem welches Energie auf kurzen wegen effizient austauscht und durch unterschiedliche Nutzungszeiten die

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

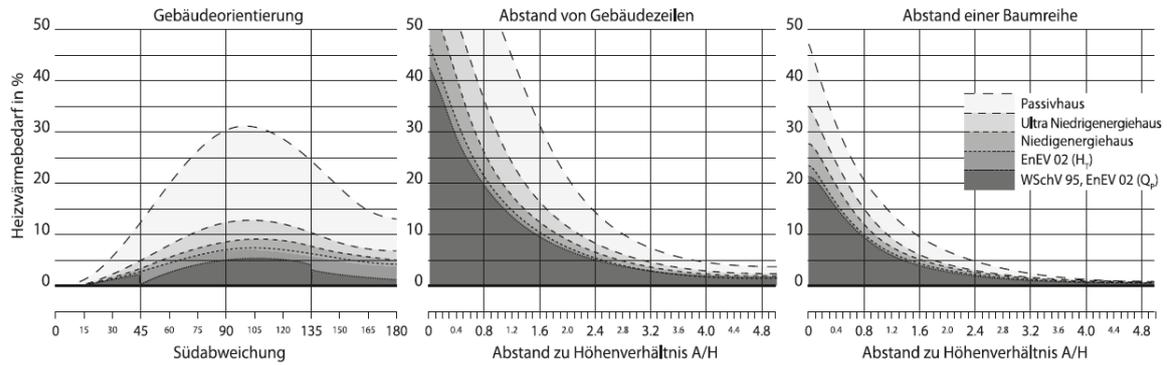


Abbildung 4.47: auf den Heizwärmebedarf von Gebäuden - [132], S. 39.

L=12m T=10m						WF= 162m <sup>2</sup>
FH	8.5	8.0	7.3	6.6	6.0	m
TH	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	m
wohn- flächen- spez. Heiz- energie- bedarf Q <sub>ph</sub>		-3.0%	-8.0%	-12.8%	-17.6%	100%
Bau- kost- en		-1.0%	-2.1%	-7.4%	-8.0%	90%

Abbildung 4.48:  $Q_{Ph}$ , WF und wohnflächenspezifische Baukosten in Abhängigkeit von der Trauf- und Firsthöhe bei identischer Wohn- und Grundfläche ([132], S. 51.)

#### 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

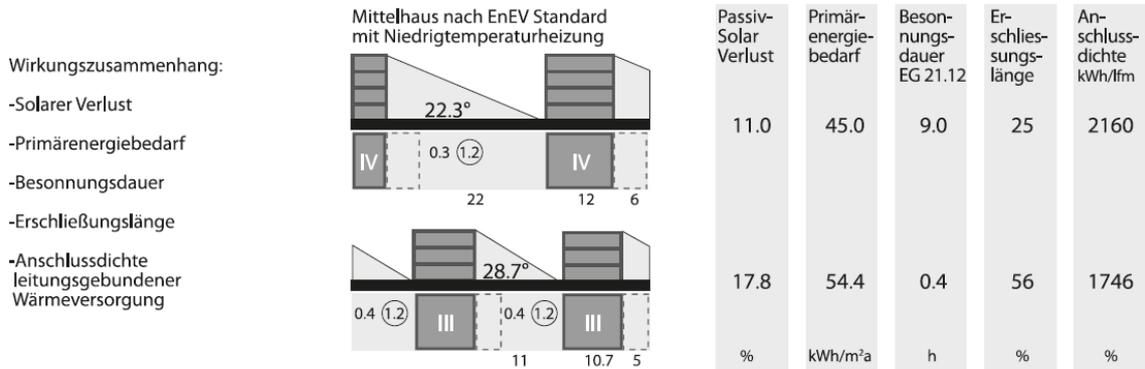


Abbildung 4.49: – [132], S. 54.

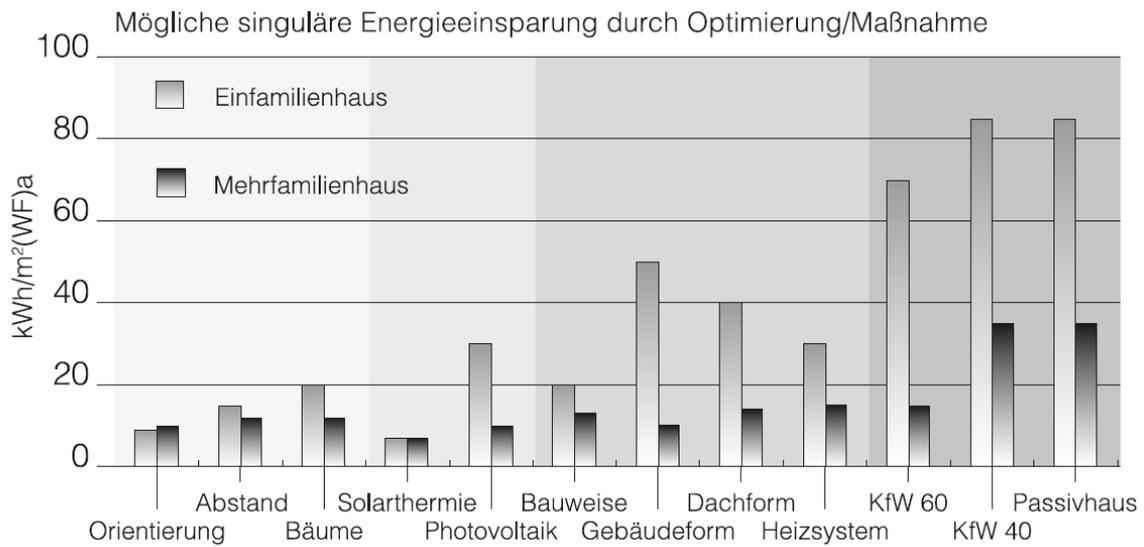


Abbildung 4.50: – [132], S. 83.

## 4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

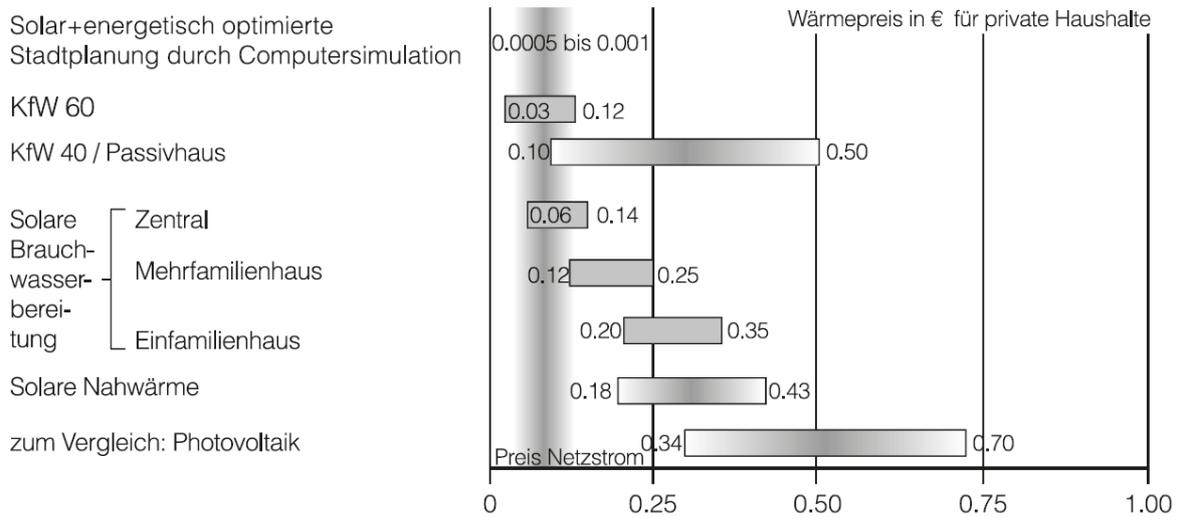


Abbildung 4.51: in EUR/kWh bezogen auf Lebensdauer (20Jahre, ohne Zuschüsse) – [132], S. 84.

Verluste reduziert. Ein Beispiel im urbanen Raum für eine solche Verbindung ist die Kombination von Supermarkt, Schwimmbad, Schule und Wohnungen welche Heizenergie und Wasser austauschen und damit ein Mini Ökosystem bilden. Bei der Betrachtung im Siedlungsmaßstab wird die Nutzung eines Blockheizkraftwerks mit Kraft-Wärme-Kopplung interessant. Pauschal lässt sich in diesem Maßstab nur bedingt ein Plan aufstellen, da die lokalen Bedingungen, die Größe, die Nutzungskombination und viele weitere Faktoren den Erfolg bestimmen. Bewusst geplant stellt diese Art der Siedlungsentwicklung aber einen nachhaltigen Beitrag dar, da sie lokale Akteure aktiv in die Energiepolitik mit einbezieht und damit nicht nur die technischen Voraussetzungen stellt, sondern das Nutzerverhalten aktiv beeinflusst.

### 4.7.4 Ausblick und Potential

Mit den gesetzlichen Normen nach EnEV und den weiterreichenden Passivhausstandard sind starke Planungsinstrumente gesetzlich normiert, welche den Primärenergiebedarf auf Gebäudeebene für Neubauten streng begrenzt. Die Aufgabe für die nächsten Jahre besteht darin die Modernisierungsrate im Bestand anzuregen um Gebäude welche vor 1978 erstellt worden sind, energetisch zu modernisieren. Das energetische Einsparpotential was in diesen Baualtersklassen besteht steht nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten klar vor dem weiteren verschärfen von Normen für Neubauten. Schafft man es hier im Landkreis die Modernisierungsrate zu steigern kann man aktiv die Reduzierung von Primärenergiebetrag und CO<sub>2</sub>-Ausstoß vorantreiben. Die Maßnahmen auf städtebaulicher Ebene lassen sich nur schwer quantifizieren, stellen aber bei vorausschauender Planung ein wichtiges Instrument dar, um den Verbrauch effizienter zu organisieren. Damit können Verbände entstehen die im Austausch von Energie Verluste reduzieren. Die Planungsentscheidung für neue Siedlungen beeinflusst direkt den Verbrauch und die Kosten für die Einsparung von Energie und ist daher als Grundstein jeder neuen Siedlung zu sehen.

#### *4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie*

Ein wichtiger oft vernachlässigter Faktor beim Verbrauch stellt das Nutzerverhalten dar. Die Aufklärung der Nutzer über deren Energieverbrauch und deren Auswirkung birgt ein hohes Einsparpotential abseits jeglicher technischer Lösung. Die Förderung der Aufklärung und das Anregen des Bewusstseins für energiepolitische Themen auf Gemeindeebene stellt damit eine weitere wirtschaftlich attraktive Alternative für das Einsparen von Energie dar.

# 5 Finanzierungsmodelle

Das Kapitel stellt die relevanten Finanzierungsformen für Erneuerbare Energien Projekte vor. Betreiber- und Kooperationsformen werden diskutiert und die aktuelle Förderung von Erneuerbaren Energien vorgestellt. Auf dieser Basis werden Aspekte der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aufgezeigt um einen Überblick über die existierenden Technologien zu geben.

## 5.1 Finanzierung

Unter Finanzierung eines Unternehmens versteht man die Bereitstellung, Verteilung und Rückzahlung von finanziellen Mitteln. Sie beschreibt somit das Verhältnis zwischen den Kapitalgebern und dem Unternehmen oder Projekt in das investiert wird. Die Finanzierung ist von entscheidender Bedeutung, da ausreichende finanzielle Mittel ein Projekt erst ermöglichen. Des Weiteren beeinflusst die Finanzierungsart die Kosten des Projekts und ist deshalb mitentscheidend für dessen Wirtschaftlichkeit und Durchführbarkeit.

### 5.1.1 Finanzierungsarten

Prinzipiell unterscheidet man zwischen Beteiligungsfinanzierung und Fremdfinanzierung. Bei der Beteiligungsfinanzierung wird dem Unternehmen Eigenkapital auf unbestimmte Zeit zur Verfügung gestellt. Im Gegenzug erhält der Eigenkapitalgeber das Recht an den Unternehmensgewinnen zu partizipieren. Zahlungen an den Eigenkapitalgeber sind vertraglich nicht vereinbar sondern erfolgen entsprechend dem Unternehmenserfolg durch Dividendenausschüttung. Im Rahmen der Fremdfinanzierung wird dem Unternehmen Kapital für eine festgelegte Dauer überlassen. Hierfür müssen Entgelte in Form von Zinsen gezahlt werden. Zwischen beiden vorgenannten Finanzierungsarten befinden sich zahlreiche Sonder- und Mischformen, welche Charakteristika von Eigenkapital (Langfristigkeit und Partizipation am Unternehmenserfolg) und Fremdfinanzierung (Zinszahlungen und Rückzahlungsanspruch) verbinden. Je nach Ausgestaltung sind sie buchhalterisch, steuerlich und wirtschaftlich entweder dem Eigen- oder dem Fremdkapital zugeordnet. Da die Zuordnung der drei Bereiche nicht auf gleicher Grundlage geschieht können dadurch steuerliche, bilanzielle und Bonitätsverbundene Vorteile erzielt werden. Wichtig vor dem Hintergrund des eingegangenen wirtschaftlichen Risikos ist die Reihenfolge in der Kapitalansprüche befriedigt werden müssen. Fremdkapital hat Befriedigungsvorrang vor Eigenkapital. Im Insolvenzfall wird somit aus dem zur Verfügung stehenden Kapital vorrangig versucht die Kredite zu tilgen, danach folgen Mischformen (zum Beispiel Mezzanine Formen wie das Nachrangdarlehen). Erst zum Schluss werden, falls noch Liquidationsvermögen existiert, die Eigenkapitalgeber ausgezahlt. Insofern tragen sie den größten Teil des unternehmerischen (Ausfall-)Risikos. Als Kompensation dafür hat der Eigenkapitalgeber eine höhere erwartete Rendite. Risiko und Verzinsung sind positiv korreliert. Einen schematischen Überblick über längerfristige Finanzierungsinstrumente enthält Grafik 5.1.

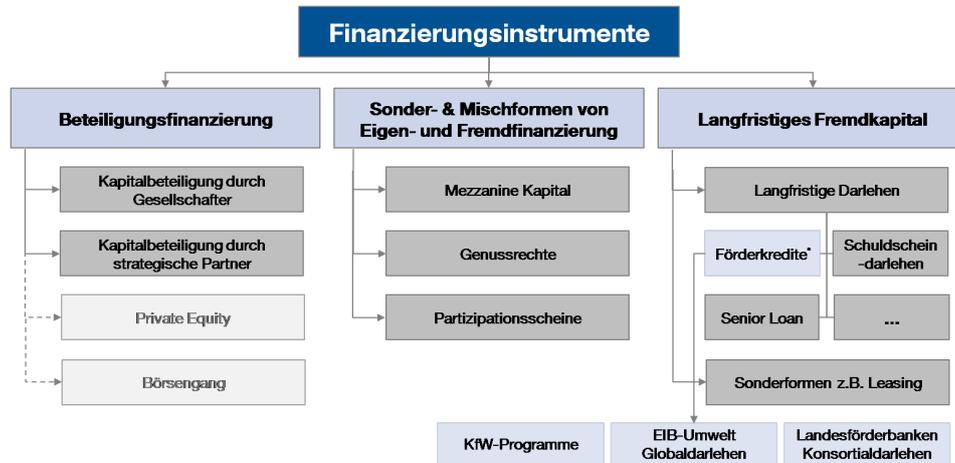


Abbildung 5.1: Überblick Finanzierungsinstrumente in Anlehnung an [133, S. 9]

Daneben unterscheidet man zwischen Innen- und Außenfinanzierung, je nachdem ob das Unternehmen finanzielle Mittel selbst generiert (Thesaurierung von Gewinnen) oder ihm von Außen solche zugeführt werden (zum Beispiel Kapitalerhöhung durch Geldeinlagen). In der Praxis besteht im Regelfall eine Reihenfolge, in der Finanzierungsarten präferiert eingesetzt werden. Internes Eigenkapital (in Form von einbehaltenen Gewinnen) wird bevorzugt eingesetzt, gefolgt von der Aufnahme von Krediten. Am „unbeliebtesten“ ist die Einwerbung von externem Eigenkapital.<sup>1</sup> Bei dieser Präferenzfolge spricht man von der *Pecking Order Theory* der Kapitalstruktur. Wie angedeutet ist die Verwendung der Finanzierungsinstrumente abhängig von der Investitionssumme, da Transaktionskosten (zum Beispiel Kosten für aufwendige Vertragsgestaltung oder Partnersuche) ins Verhältnis zu den eingeworbenen Mitteln zu setzen sind. Die konkrete Ausgestaltung einer Finanzierung erfordert die Betrachtung von Projekt- und Unternehmensspezifika. Im Regelfall setzt sich die Finanzierung aus mehreren Komponenten (=Finanzierungsmix) zusammen. Je nach Technologie bilden sich über die Zeit bevorzugte Finanzierungsmuster. Abhängig von Risikostrukturen und Laufzeiten der verschiedenen EE-Sektoren bilden sich über die Zeit Best-Practice Finanzierungsstrukturen. Eine echte (mathematische) Optimierung, zumeist gemessen an den Kapitalkosten, ist angesichts der vielen (teilweise auch qualitativen) Einflussfaktoren und deren Interdependenzen nicht möglich.

### 5.1.2 Unternehmens- versus Projektfinanzierung

Bei der Unternehmensfinanzierung handelt es sich um die „Standardfinanzierung“. Ein Unternehmen wirbt Mittel ein um einen bestimmten Geschäftszweck zu folgen. Dabei steht in erster Linie die Bonität des Unternehmens beziehungsweise der Person im Fokus. Inwiefern ist der potentielle Gläubiger fähig seinen eingegangenen Verpflichtungen nachzukommen, beziehungs-

<sup>1</sup>Gründe für diese Reihenfolge sind neben ansteigenden Transaktionskosten (zum Beispiel für Vertragsgestaltung und Durchführung der Kapitalmaßnahme) Effekte, die aus der **Principal-Agent-Theorie** abgeleitet werden können. Bei der Eigenkapitalaufnahme spielt insbesondere die Problematik der *Adverse Selection* eine Rolle.

## 5 Finanzierungsmodelle

weise wie groß ist die Wahrscheinlichkeit eines Zahlungsausfalls aus negativer Sicht. Daneben wird auch betrachtet, wie im Negativfall offene Forderungen durch Sicherheiten (Bürgschaften, Realsicherheiten, oder ähnliches) befriedigt werden können. Im Gegensatz dazu stellt man bei der Projektfinanzierung auf die Tragfähigkeit eines konkreten Projektes ab. Das Projekt muss sich selbst durch seine eigenen Zahlungsströme finanzieren. Ausgehend von anfänglich eingebrachtem Eigen- und Fremdkapital müssen jederzeit anfallende Zahlungsverpflichtungen durch die selbst generierten Cashflows erbracht werden. Insbesondere ist die Deckung der Zinszahlungen für das Fremdkapital (sogenannte Schuldendienst) jederzeit zu gewährleisten, da dies die Voraussetzung für die Vergabe der Fremdmittel ist. Bei einem Projekt in diesem Sinne handelt es sich um einmaliges zielgerichtetes Vorhaben. Aus den oben genannten Charakteristika ergeben sich bestimmte Anforderungen an das Projekt. Eine Abgrenzung des Projekts und der Eigenkapitalgeber und anderen Beteiligten muss aus zeitlicher, finanzieller und personeller Dimension gegeben sein. Desweiteren müssen sachlich-materielle Ressourcen klar zum Projektträger oder den anderen Projektparteien zuzuordnen sein, um eine Verschiebung der Vermögenssphären zwischen den Parteien zu verhindern und eine eigenständige Bewertung des Projektes zu ermöglichen. Hierzu wird regelmäßig eine eigene Projektgesellschaft mit dem Zweck der Projektdurchführung gegründet. Diese schließt mit den Parteien bilaterale Verträge, welche die Aufgaben- und Risikoverteilung beinhalten. Die Gesellschaft ist selbst rechts- und kreditfähig [134, S. 20f]. Insbesondere drei Punkte grenzen die Projektfinanzierung von der Unternehmensfinanzierung ab. Sie ist Cashflow-orientiert (**Cash-Flow Related Lending**), Risiko wird zwischen den Beteiligten Projektpartnern geteilt (**Risk Sharing**) und die Projektkredite werden direkt auf die Projektgesellschaft gebucht (**Off-Balance-Finanzierung**) und tauchen somit normalerweise lediglich als Beteiligung in der Bilanz der Eigenkapitalgeber auf [134, S. 19]. Bei der Finanzierung unterscheidet man prinzipiell drei Haftungs-Ausprägungen der Eigenkapitalgeber (Sponsoren) gegenüber den Fremdkapitalgebern. Welche Haftungsansprüche können gegen den Sponsor über seine Kapitaleinlage in die Projektgesellschaft hinaus gestellt werden? Bei der **Full-Recourse Finanzierung** haftet der Sponsor für die gesamten Projektkredite über die gesamte Laufzeit. Sie entspricht somit im Wesentlichen einer normalen Unternehmensfinanzierung. Bei der **Limited-Recourse Finanzierung** (beschränkter Rückgriff) kann keine vollumfängliche Schuldentilgung durch den Sponsor verlangt werden. Dieser haftet den Fremdkapitalgebern nur bei Vorliegen vorher festgelegter Tatbestände, im Regelfall zeitlich und betragsmäßig begrenzt. Diese Variante findet in der Projektfinanzierungspraxis am häufigsten Anwendung. Dabei werden Regressansprüche der Fremdkapitalgeber regelmäßig nur in der Errichtungsphase vollumfänglich abgedeckt. Bei der **Non-Recourse Finanzierung** (rückgriffslose Finanzierung) haften die Sponsoren lediglich mit ihrem Haftungskapital das sie in die Projektgesellschaft eingebracht haben [134, S. 33-35]. Somit verändert sich je nach Ausprägung der Haftungsmodalitäten das wirtschaftliche Risiko, das der Sponsor eingeht. Da im Normalfall Kreditgeber nicht gewillt sind selbst große Teile des unternehmerischen Risikos zu übernehmen, ist die Haftungsausgestaltung abhängig von der Prognostizierbarkeit künftiger Zahlungsströme. Die Sicherheit und Auskömmlichkeit der Cashflows für sowohl Eigen- als Fremdkapitalgeber entscheidet über die Eignung zur Projektfinanzierung. Somit sind neue Technologien ohne Referenzprojekte und damit Track Record in der Regel zu riskant und unkalkulierbar. Sie müssen als Unternehmensfinanzierung oder mit Full-Recourse Finanzierung dargestellt werden um Fremdkapital gewinnen zu können. Abbildung 5.2 stellt die Unternehmens- und Projektfinanzierung schematisch gegenüber. In der Praxis ist zusätzlich festzustellen, dass mit zunehmender In-

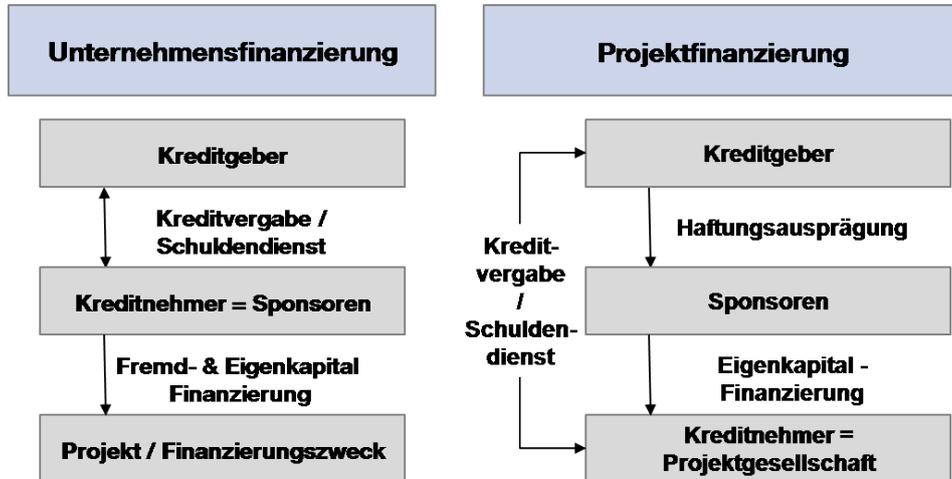


Abbildung 5.2: Schema Unternehmens- versus Projektfinanzierung in Anlehnung an [134, S. 27].

vestitionssumme (Projektgröße) verstärkt auf Projektfinanzierungen zurückgegriffen wird. Als Daumenregel können Projekte ab einer Investitionssumme von 10 Mio. EUR projektfinanziert werden. Da jedoch bei EE-Projekten das EEG langfristig das Absatzrisiko durch gesetzlich verankerte Mindestvergütung und Abnahmesicherung (siehe Kapitel 5.3) minimiert ist, eignen sich EE-Projekte im besonderem Maße für Projektfinanzierungen. Hier liegt die Mindestinvestitionssumme deutlich niedriger. Die Projektfinanzierung dominiert in allen EE-Sektoren als Finanzierungsform, trotz größtenteils deutlich niedrigerer Finanzierungsvolumina [135, S. 30-33]. Cashflows sind im Regelfall hinreichend genau abschätzbar. PV-Projekte beinhalten das geringste unternehmerische Risiko und sind dadurch für diese Finanzierungsart geeignet. Aufdachanlagen haben jedoch im Regelfall zu geringe Finanzierungsvolumina für eine Projektfinanzierung. Bei Biogasanlagen wirkt sich hingegen das Ressourcenrisiko (Substratunsicherheit und Preisvolatilität) negativ auf die Projektfinanzierungsfähigkeit aus. Die höheren Investitionssummen bei Biomasse-Projekten wirken diesem Effekt entgegen.

### 5.1.3 Charakteristika einer Projektfinanzierung

Die Projektfinanzierung ist eine strukturierte Form der Finanzierung einer Unternehmung, bei der in besonderem Maße auf Fragen des Risikomanagements und der eigenständigen Tragfähigkeit und somit auch Wirtschaftlichkeit eingegangen wird. Da diese Aspekte für alle Unternehmungen von Bedeutung sind wird im Folgenden der Ablauf einer Finanzierung anhand einer Projektfinanzierung aufgezeigt.

#### Phasen einer Projektfinanzierung

Eine Projektfinanzierung untergliedert sich typischerweise in die fünf in Abbildung 5.3 dargestellten Projektphasen. In der **Planungsphase** wird die Projektidee generiert und in nachfolgenden Studien deren Durchführbarkeit evaluiert. Daran anschließend werden die Grobpla-

## 5 Finanzierungsmodelle

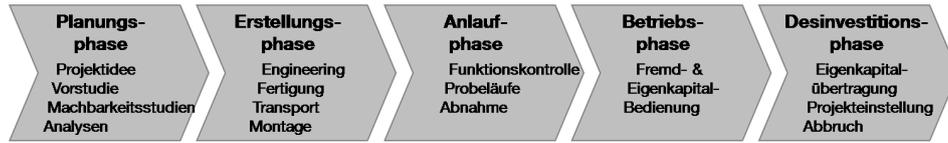


Abbildung 5.3: Phasen einer Projektfinanzierung in Anlehnung an [134, S. 9].

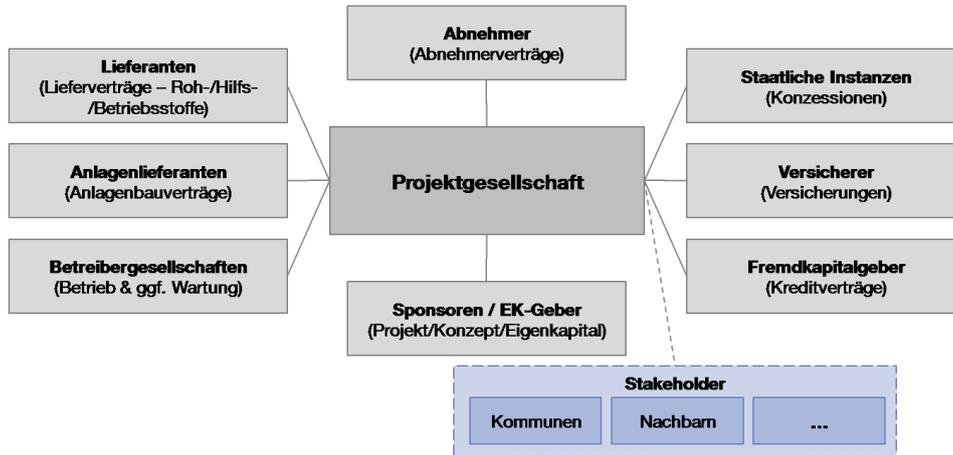


Abbildung 5.4: Akteure einer Projektfinanzierung in Anlehnung an [134, S. 30].

nungen in der **Erstellungsphase** detailliert ausgearbeitet und anschließend umgesetzt. Die folgende **Anlaufphase** dient dazu die Fertigstellung zu überprüfen, sowie die technische Funktionsfähigkeit des Konzepts nachzuweisen. Als längste Phase wird in der **Betriebsphase** das eigentliche Projekt durchgeführt und die im Fokus stehenden Cashflows erzeugt bevor abschließend nach Laufzeitende das Projekt in der **Desinvestitionsphase** abgewickelt wird und verbleibendes Kapital an die Kapitalgeber zurückfließt [134, S. 36-39].

### Akteure & Grundlagen der Risikoallokation

Im Unterschied zur klassischen Eigen- und Fremdkapitalgeber-Position bei der Unternehmensfinanzierung, spielen bei der Projektfinanzierung eine Vielzahl weiterer Akteure eine entscheidende Rolle [134, S. 30-33]. So übernehmen Anlagenlieferanten häufig als Generalunternehmer unternehmerische Risiken bis zur Fertigstellung des Projektes. Andere Risikoklassen werden an weitere Gruppen im Rahmen des Risk Sharing weitergegeben [134, S. 41-45]. Häufig unberücksichtigt bleiben die sogenannten Stakeholder. Hierrunter werden alle verstanden deren Interessen von dem Projekt berührt werden. Neben Nachbarn, die Immissionen (Gestank, Lärm, etc.) befürchten werden auch Kommunen (Gewerbesteuer) von dem Projekt beeinflusst. Eine frühzeitige Einbindung in den Planungsprozess und gegebenenfalls Mitspracherechte können langwierige Auseinandersetzungen verhindern. Grundlage der Risikoallokation soll die **Beeinflussbarkeit** (Controllability) der Risiken sein. Zum Beispiel kann der mit der Erstellung der

Anlage beauftragte Generalunternehmer deutlich mehr Einfluss auf die Einhaltung des Zeit- und Kostenplans nehmen als die Projektgesellschaft. Insofern ist es zweckgemäß das Kostenrisiko und das Risiko der verspäteten Fertigstellung an den Generalunternehmer abzugeben. Dieser sollte bei Risikoeintritt die Schäden tragen. Durch die Aufteilung der Risiken soll ein **Anreiz geschaffen** werden, dass die Beteiligten im Sinne des Projektes agieren und zum Erfolg des Projektes beitragen. Opportunistisches Verhalten einzelner Akteure soll verhindert werden indem der eigene finanzielle Erfolg an den Erfolg des Projekts (beziehungsweise einzelner Aspekte des Projekts) gekoppelt wird.<sup>2</sup> Weiteres wichtiges Kriterium bei der Aufteilung der Risiken ist **Risikotragfähigkeit** der Akteure. Kann ein Akteur bei Eintritt des von ihm verantworteten Risikos die entstehenden Strafzahlungen oder den Schadensersatz überhaupt leisten? Ist dies nicht der Fall ist die Risikoallokation zu überdenken und es sind eventuell weitere Versicherungen abzuschließen. Hierbei handelt es sich letztendlich wieder um die Frage der Bonität der Projektparteien [134, S. 52-55]. Ziel der Risikoallokation ist es jedoch nicht sämtliche Risiken von der Projektgesellschaft zu nehmen, sondern vielmehr Risiken gezielt zu identifizieren, zu bewerten und bewusst zu steuern. Aus wirtschaftlicher Sicht besteht immer ein Trade-off zwischen den Kosten einer Risikoverlagerung (Versicherungsprämie oder Risikoaufschlag) und des damit gewonnenen Nutzens. Die Risikoallokation kann über Garantien, Schadensersatzpflichten, Strafzahlungen (Pönalen) oder Sicherheiten geschehen. Interessensangleichung kann durch die Beteiligung der Projektparteien am Projekterfolg umgesetzt werden.

### Risikokategorisierung

Die Risikoeinteilung bei EE-Projekten erfolgt in Bezug auf Inhalte der Risiken und deren Ursachen, sowie gemäß der Beeinflussbarkeit durch die einzelnen Akteursgruppen. Es wird zwischen Risiken die von Beteiligten kontrolliert werden (projektendogene Risiken) und Risiken die unabhängig von den Projektakteuren auf das Projekt wirken (projektexogenen Risiken) unterschieden. Eine besondere Gruppe stellen sogenannte Force Majeure Risiken (Höhere Gewalt) dar. Diese können von keiner beteiligten Partei beeinflusst werden, beispielsweise Naturgewalten oder Auswirkungen von Streiks.<sup>3</sup> Endogene Risiken sollten dabei nach dem Grundsatz der Beeinflussbarkeit zwischen den Parteien verteilt werden. Exogene Risiken können durch vertragliche Gestaltung teilweise auch durch Versicherungen oder bei Wechselkurs und Zinsänderungsrisiko durch Kapitalmarktinstrumente (Derivate zum Hedgen) gesteuert und minimiert werden. Mögliche Strategien der Risikovermeidung bei EE-Projekten finden sich in [134, S. 73-119]. Gleiches gilt auch für Force Majeure-Risiken, wengleich diese nur zum Teil versicherbar sind. Insbesondere sind Rechtsrisiken für EE-Projekte bedeutend. Neben zulassungsrechtlichen Regelungen ist die Durchführbarkeit von EE-Projekt durch die Verlässlichkeit der Vergütungssysteme bestimmt. Im Rahmen der Einführung von Erneuerbaren Energien ist Konstanz auf Seiten der Politik und des Gesetzgebers wichtig. Die EE-Sektoren sind Stand heute noch von wirtschaftlicher Förderung abhängig [134, S. 17], [135, S. 91].

---

<sup>2</sup> Hier gibt die *Principal-Agent-Theorie* wiederum interessante Einblicke. Sie gibt Lösungsansätze wie man Probleme asymmetrischer Informationsverteilung umgehen kann. Als Lösungsansatz gilt zum Beispiel *Screening* und *Signaling* und das Prinzip der *Self-Selection*.

<sup>3</sup> Genauere Definitionen der einzelnen Risikokategorien und Vermeidungsstrategien sind in [134, S. 73-119] dargestellt.

Endogene Risiken	Exogene Risiken
Fertigstellungs-Risiko	Technisches Risiko i.w.S.
Technisches Risiko i.e.S.	Ressourcen-Risiko
Management-Risiko	Zuliefer-Risiko
Absatz-Risiko	Markt-Risiko
Betriebs-Risiko	Vertrags-Risiko
Abandon-Risiko	Wechselkurs-Risiko
	Inflations-Risiko
	Zinsänderungs-Risiko
<b>Force Majeure Risiko</b>	

Abbildung 5.5: Risiken bei EE-Projekten in Anlehnung an [134, S. 51].

### Risikoquantifizierung & Projektbewertung

Um den Einfluss der einzelnen Risiken abzuschätzen und die Wirtschaftlichkeit des Projektes zu ermitteln steht ein Cashflow-Modell im Fokus. Dieses wird zumeist als Excel-Modell implementiert und bildet die Zahlungsströme in Abhängigkeit wichtiger Parameter ab. Dabei handelt es sich um dynamische Modelle die einzelne Risiken im zeitlichen Verlauf berücksichtigen. Zentrale Größe die bei einer Projektfinanzierung betrachtet wird ist der Schuldendienstdeckungsgrad (Debt Service Cover Ratio, DSCR).

$$\text{DSCR} = \frac{\text{Cashflow der Periode} + \text{Schuldendienstreserve}}{\text{Schuldendienst der Periode}} \quad (5.1)$$

Die DSCR gibt an inwieweit der Cashflow zur Deckung des Schuldendienstes in der betrachteten Periode ausreicht. Dabei ist es sinnvoll die DSCR nur auf den gesamten zu erbringenden Schuldendienst zu ermitteln, d.h. nicht aufgeteilt nach einzelnen Kredittranchen. Regelmäßig werden während des laufenden Betriebs finanzielle Mittel beiseite gelegt um die Projektbelastbarkeit zu erhöhen (Schuldendienstreserve). Diese werden eingesetzt um negative Abweichungen in folgenden Jahren abzufangen und den Forderungen der Kreditgeber trotzdem in voller Höhe nachkommen zu können. Der DSCR muss für jedes Jahr über dem Wert von 1,0 liegen, da er die Mindestanforderung der Fremdkapitalgeber abbildet. Höhere Werte deuten eine bessere Absicherung gegen mögliche Risiken an. Bei Windenergieprojekten wird regelmäßig eine DSCR von 1,2 bis 1,3 gefordert. Anforderungen für Photovoltaik liegen auf Grund des geringeren Risikos bei DSCR-Werten zwischen 1,05 und 1,15 [135, S. 32]. Bei Biomasseprojekten liegt der geforderte DSCR auf Grund der höheren Risiken entsprechend höher, im Bereich ab 1,3. Im Regelfall führt eine Erhöhung der DSCRs (zum Beispiel durch Implementierung einer Schuldendienstreserve) zu abnehmender Wirtschaftlichkeit aus Eigenkapitalgeber-Sicht. Auszahlungen

## 5 Finanzierungsmodelle

in Form von Dividenden können erst zu einem späteren Zeitpunkt vorgenommen werden, was den Barwert des Projektes erniedrigt. Notwendigerweise muss eine Abwägung zwischen beiden Interessensseiten gefunden werden. Weitere eingesetzte Kennzahlen sind der Loan Life Cover Ratio (LLCR) und der Project Life Cover Ratio (PLCR).

$$\text{Loan Life Cover Ratio} = \frac{\text{Barwert künftiger Cashflows der Kreditlaufzeit}}{\text{ausstehende Kreditbeträge}} \quad (5.2)$$

$$\text{Project Life Cover Ratio} = \frac{\text{Barwert künftiger Cashflows der Projektlaufzeit}}{\text{ausstehende Kreditbeträge}} \quad (5.3)$$

Diese Kennzahlen informieren darüber wie hoch die Kapitaldienstdeckung in Bezug auf die Finanzierungslaufzeit (Kreditlaufzeit bei LLCR) beziehungsweise Projektlaufzeit ist. Es sind aggregierte Versionen des DSCR-Verlaufs. Mit Hilfe des Cashflow-Modells kann die Auswirkung der einzelnen Risikoparameter auf die Wirtschaftlichkeit (siehe 5.4.1) und den DSCR-Verlauf simuliert werden. Um die Tragfähigkeit und Reaktionsempfindlichkeit des Projektes hinsichtlich veränderter Projektbedingungen zu bestimmen werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Hier wird die Auswirkung einzelner Parameter ceteris paribus betrachtet. Welche Inputfaktoren beeinflussen die Ergebnisse wie stark? Was ist die maximal mögliche Verschlechterung bei denen der Schuldendienst noch gewährleistet werden kann (kritische Wertmaximale Belastbarkeit)? Alternativ können mit verschiedenen für realistisch gehaltenen Datensets Szenarien dargestellt werden (regelmäßig: Good-/Base-/Worst-Case Betrachtungen). Auch bei (realistischen) ungünstigen Bedingungen müssen die Zinszahlungen noch gewährleistet sein.

### Hauptfragestellungen der Finanzierung

Vor dem erläuterten Hintergrund ergeben sich vier Hauptaspekte bei der Ausgestaltung der Finanzierung. 1) Welchen Anteil hat Fremd- und Eigenkapital / sollen Zwischenformen eingesetzt werden? 2) wie werden die Laufzeiten und Tilgungsmodalitäten des Fremdkapitals festgesetzt? 3) Welche Finanzinstrumente sollen genau eingesetzt werden? 4) Sind Sicherungsinstrumente erforderlich? Wenn ja gegen welche Risiken und wie werden sie ausgestaltet?

#### 5.1.4 Evaluierung der Finanzierungssituation

Zu den vorgenannten Fragestellungen soll dieser Punkt die vorherrschenden Regelungen in der Finanzierungspraxis bei Erneuerbaren Energien wiedergeben.

#### Kreditangebot, Kreditprüfung und Einfluss der Wirtschaftskrise

Kredite für EE-Projekte werden je nach Größe vornehmlich über Hausbanken (Sparkassen und Genossenschaftsbanken) oder bei größeren Projekten (ab ca. 1 Mio. EUR) über spezialisierte überregionale Banken (zum Beispiel bei Biogas die Bremer Landesbank, Deutsche Kreditbank, Oldenburgische Landesbank) vergeben. Die Kreditprüfung umfasst eine genaue Analyse des Gläubigers oder Projekts, wodurch sie als gutes Controlling-Instrument dient. Einschätzungen der Wirtschaftlichkeit, der beinhalteten Risiken und eine Prognose der Cashflows des Projektes schafft hierbei für alle Beteiligten eine fundierte Entscheidungsbasis. Dafür sind jedoch längere Zeiträume (1-6 Monate, in Einzelfällen länger) in Kauf zu nehmen. Die Dauer der Kreditprüfung

## 5 Finanzierungsmodelle

ist größenabhängig und wird auch vom Erfahrungsschatz der gewählten Bank mit EE-Projekten beeinflusst. Demgemäß sollten Banken mit entsprechender Expertise bei der EE-Finanzierung ausgewählt werden.

Der Prüfungsmaßstab wurde im Rahmen der Finanzkrise leicht angepasst. Insgesamt ist ein sensitiverer Umgang mit Risiken zu bemerken. Risikoaufschläge sind tendenziell größer geworden. Erneuerbare Energien als „sicheres Pferd“ werden teilweise durchaus als Krisengewinner gesehen. Eine Kreditklemme ist nicht zu beobachten. Durch die Finanzkrise scheitern keine Projekte die ansonsten finanziert worden wären [135, S. 130f]. Regelmäßig beeinflussen Mentalität und unternehmerischer Geist der Initiatoren die Ausgestaltung der Finanzierung. Viele Landwirte schrecken vor den hohen Investitionssummen von beispielsweise Biogasanlagen zurück, da sie aus ihrem Berufsleben andere Beträge gewohnt sind. Gerade süddeutsche Landwirtschaftsbetriebe waren in der Vergangenheit von höheren Eigenkapitalquoten gekennzeichnet, was im Regelfall aus den historischen Gegebenheiten resultiert. Diese breite Eigenkapitalbasis kann für Investitionen in EE-Projekte genutzt werden.

### Eigenkapital, Sicherheiten & Refinanzierung

Die Eigenkapitalquote liegt bei Unternehmensfinanzierung im EE-Sektor regelmäßig bei 10-20%, während bei Projektfinanzierungen 20-30% erreicht werden. Dabei bewegen sich die Quoten bei Wind- und PV-Anlagen auf Grund des geringeren Risikos im unteren Bereich dieser Spanne, während bei Biomassevorhaben je nach Technologie ein eher höherer Wert erreicht wird. In der Regel stellt **Eigenkapital keinen Engpass** dar. Eigenkapitalsurrogate können darüberhinaus den Eigenkapitalbedarf zusätzlich herabsetzen. Hier spielen neben Mischformen von Fremd- und Eigenkapital regelmäßig Sicherheiten eine entscheidende Rolle. Neben Bürgschaften, der Eintragung einer Grundschuld und der Übertragung (Zession) von sämtlichen Verträgen des Projekts erniedrigen Schuldendienstreserven die benötigte Eigenkapitalbasis. Vermögensgegenstände der Anlagen direkt sind schwierig als Sicherheiten einzubringen da es sich im Regelfall um hoch spezifische Aktiva handelt, die im Risikofall meist wenig werthaltig sind. Kooperationen können im Fall von nicht ausreichendem Kapital die Lösung darstellen. Beteiligungskapital jeder Ausprägung ist nach Expertenmeinung zu Genüge vorhanden [135, S. 154].

### Alternative Finanzierungsinstrumente

Alternative Finanzierungsinstrumente sind im EE-Sektor nicht weit verbreitet. Dennoch wird ihnen mehrheitlich eine zunehmende Rolle zugewiesen. **Leasing** spielt dabei eine untergeordnete Rolle. Auf Grund der Anforderungen an ein Immobilienleasing (Probleme im Verwertungsfall) sind Leasingraten vergleichbar hoch. Probleme werden auch bei der Anschlussfinanzierung (nach ca. 6-7 Jahren) gesehen. Höchstens (wiederverkaufbare) Komponenten sind sinnvoll durch Leasing zu finanzieren. Unter **Contracting** versteht man die Übertragung eigener Aufgaben an ein Dienstleistungsunternehmen. Diese Form findet über die gesamte Projektlaufzeit (Finanzierungscontracting) kaum Anwendung. Wenn handelt es sich um Wärmecontracting. Wie im Rahmen der Projektfinanzierung aufgezeigt wurde werden einzelne Aufgaben gerade in den ersten Phasen des Projektes häufig ausgelagert. Hierbei handelt es sich jedoch nicht um Contracting im Finanzierungssinn [135, S. 149]. **Mezzanine** sind Mischformen aus Eigen- und

Fremdkapital. Ihr Vorteil liegt bei der steuerlichen Abzugsfähigkeit der Zinszahlungen, obwohl es sich aus wirtschaftlicher Sicht um Eigenkapital-ähnliche Instrumente handelt. Dadurch wird die Bonität verbessert. Insbesondere werden Mezzanine in Form von Nachrangdarlehen eingesetzt. Mitunter sprechen hohe Entgelte (Zinsen) gegen diese Instrumente [135, S. 150]. Als letztes und wohl wichtigstes alternatives Finanzierungsinstrument ist das **Externe Beteiligungskapital** zu nennen. Hierbei sind neben Mitteln aus Verwandten- und Bekanntenkreis regionale Beteiligungen vorherrschend. In zunehmendem Ausmaß werden auch kapitalmarkt-ähnliche Produkte emittiert [135, S. 151].

### Fazit

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass wirtschaftlich sinnvolle Projekte im Regelfall nicht an der Finanzierung scheitern, „einen Kranken macht [aber auch] eine Biogasanlage nicht gesund“ [135, S. 132]. EE-Projekte sind im Regelfall nicht komplett losgelöst vom Initiator zu betrachten, da in jedem Fall für die Projektinitiation ausreichend Eigenkapital einzubringen ist. Degenhart [135] konstatiert: „Finanzierung stelle derzeit keinen Engpass dar“ [135, S. 121]. Dies gilt allgemein für alle EE-Sektoren. Kleinere Projekte werden dabei als Unternehmensfinanzierung durchgeführt, während mit zunehmender Projektgröße vornehmlich Projektfinanzierungen angewandt werden. Die Projekte sollten in zunehmendem Maße wirtschaftlich selbst tragfähig sein, was im Regelfall bei erprobten Technologien der Fall ist. Maßgeblich trägt dazu die 20-jährige Mindestpreisregelung verbunden mit der Abnahmegarantie bei. Die voranstehenden Ausführungen beziehen sich vorrangig auf Projekte zur Wärme- und Stromversorgung mit regenerativen Energien. Finanzierungspraktiken bei der Einsparung von Energie im Immobiliensektor sind größtenteils nicht erfasst und werden folglich in einem eignen Kapitel erläutert (siehe Kapitel 4.7).

## 5.2 Kooperationsformen & Betreibermodelle

Im folgenden Abschnitt wird die gesellschaftsrechtliche und organisatorische Ausgestaltung von Kooperationsformen im Bereich der erneuerbaren Energien in Deutschland aufgezeigt.

### 5.2.1 Gesellschaftsformen

Bei der Wahl der Gesellschaftsform handelt es sich um eine primär juristische Entscheidung, die von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängt. Dabei sind in erster Linie Haftungsfragen (Personengesellschaften mit persönlicher unbeschränkter Haftung versus Körperschaften mit auf Kapitaleinlage beschränkter Haftung), sowie die Ausgestaltung der Kapitalaufbringung durch Beteiligungen (Möglichkeit zur Aufnahme weiterer Gesellschafter, Kapitalerhöhungen) zu klären. Weitere Parameter wie Besteuerung, Ausgestaltung von Mitspracherechten der Gesellschafter, organisatorische Aspekte (Anforderungen bei Gründung, Buchführung etc.), organische Vertretung (Selbst- versus Fremddorganschaft) beeinflussen die Rechtsformwahl.<sup>4</sup> In der Praxis besteht ein Bestreben persönliche Haftung (gerade bei zunehmender Projektgröße) auszuschließen, weshalb Körperschaften und insbesondere Kapitalgesellschaften vorherrschen.

---

<sup>4</sup> Auf eine rechtlich exakte Untergliederung und Ausführung der einzelnen Gesellschaftsformen wird an dieser Stelle aus Platzgründen verzichtet.

Bei Erneuerbare Energien Projekten herrscht vor allem die **GmbH & Co. KG** vor [136, S. 5]. Kleinere Projekte werden mitunter als GbR (Gesellschaft bürgerlichen Rechts) oder GmbH (Gesellschaft mit beschränkter Haftung) durchgeführt, da diese eine geringere Komplexität und höhere Vertrautheit aus Sicht der Beteiligten aufweisen. Daneben besteht seit der Novelle des Genossenschaftsgesetzes 2006 ein Trend zur Gründung der demokratischen **eG** (eingetragene Genossenschaft) gerade im Photovoltaik und Nahwärme-Sektor. Dennoch spielt die eG eine in der Praxis untergeordnete Rolle [136, S. 2].

### **GmbH & Co. KG**

Bei der GmbH & Co. KG handelt es sich um eine Personengesellschaft mit mindestens einem persönlich haftenden Komplementär und einem oder mehreren auf ihre Einlage beschränkt haftenden Kommanditisten. Bei der Sonderform wird eine GmbH (mindestens 25 TEUR Stammkapital) als Komplementär eingesetzt. Dadurch wird **wirtschaftlich** eine **Haftungsbeschränkung** der GmbH & Co. KG geschaffen. **Kapitalgeber** beteiligen sich im Regelfall als Kommanditisten und besitzen keine operative Geschäftsführungsbefugnis. Der **Geschäftsführer** der GmbH ist (als deren Vertreter) auch Geschäftsführer der GmbH & Co. KG, da nur Komplementäre geschäftsführungsbefugt sind. Die genaue Ausgestaltung ist durch die Satzung weitgehend frei festlegbar (dispositive Satzung). Dementsprechend vielgestaltig sind die vorkommenden Realtypen der GmbH & Co. KG. Ein Beispiel für die Umsetzung eines EE-Projekts ist der Bürgerwindpark in Wildpoldsried, Landkreis Oberallgäu (vgl. 4.2.2). Der Zusammenschluss von 94 lokalen Gesellschaftern unter der Firma „Windkraft EW GmbH & Co.KG Haarberg“ kann als gutes Beispiel für die Integration von Bürgerinnen und Bürgern gesehen werden. Mit einer Investitionssumme von damals 6,6 Mio. DM (Eigenkapitalquote 38%, 2,5 Mio. DM) wurden 2 Windkraftanlagen des Typs Südwind SW 77 (Nennleistung 1500kW, Nabenhöhe 90m) errichtet. Die Bauphase dauerte von August 2001 bis März 2002, wobei schon im Dezember 2001 die Anlage in Betrieb genommen werden konnte. Neben diesem Projekt initiierte die Bürgerwindkraft KG noch weitere Projekte. Es darf jedoch auch an dieser Stelle nicht verschwiegen werden, dass die Projekte nicht ohne Einwände durchgeführt worden sind. Zwei weitere Anlagen befinden sich derzeit in Planung [137]. Die betroffenen Kommunen überprüfen das Projekt noch. Hier zeigt sich, wie wichtig eine frühe Kontaktaufnahme mit betroffenen Personengruppen ist. In diesem Kontext fand im Januar 2006 eine Bürgerbefragung zum Thema Windkraft im Landkreis statt, die von der Gemeinde Wildpoldsried initiiert wurde [138].

### **eG**

Grundgedanke der eG ist die demokratische Mitbestimmung. Mitglieder können auf Antrag vom Vorsitzenden zugelassen werden und bringen in Folge ihre Einlagen plus evtl. Agio ein. Im Gegenzug erhalten sie Geschäftsanteile. Der aktuelle „Kontostand“ eines Mitglieds, das Geschäftsguthaben berechnet sich aus dem Nominal des Geschäftsanteils zuzüglich etwaiger Gewinnzuschreibungen und abzüglich etwaiger Verlustzuweisungen. Unabhängig von der Anzahl der Geschäftsanteile (und damit vom Betrag des finanziellen Engagements) hat jedes Mitglied eine Stimme. Insbesondere bei eGn im EE-Sektor ist die breite Streuung der Anteile unter den Bürgerinnen und Bürgern angestrebt. Die nutzerorientierte Gesellschaftsform, der Unternehmenszweck ist die Förderung der Mitglieder, hat regelmäßig als Zielsetzung eine ko-

## 5 Finanzierungsmodelle

stengünstige, sichere, unabhängige und umweltfreundliche Wärme- und Energieversorgung der Mitglieder zu gewährleisten [139, S. 9]. Gewinnorientierung ist als primäres Ziel der eG nicht zulässig, weshalb die eG für rein renditeorientierte Investoren unpassend ist. Kündigungen der Mitgliedschaft sind zulässig, gesetzlich ist eine maximale Kündigungsfrist von drei Jahren festlegbar. Um der eG trotzdem eine solide Eigenkapitalbasis (auch bei „Massenaustritten“) zu erhalten, ist es sinnvoll eine Mindestkapitalgrenze festzulegen. Bei Auseinandersetzung werden die Einlagen nur bis zu dieser Grenze zurückgewährt. Weitere Ansprüche auf Auseinandersetzungsguthaben sind aufschiebend bedingt, sodass jederzeit der Mindestbetrag der eG zur Verfügung steht. Vor allem in Hinblick auf die Kreditwürdigkeit ist dieser Punkt hervorzuheben [136, S. 23f]. Verglichen mit einer GmbH ist die Gründung einer eG relativ teuer und kommt somit für kleinere Projekte weniger in Betracht [136, S. 10]. Mitglieder und Initiatoren sind regelmäßig Kreditinstitute (Raiffeisenbanken), Kommunen, lokale Energieversorgungsunternehmen und Privatpersonen [136, S. 11-13]. In der Praxis finden sich zudem unterschiedliche Ausprägungen: **Bürgerschaftliche eGn** legen ihren Fokus auf die Förderung ihrer Region und beauftragen, wo es möglich ist, lokale Unternehmen. **Sozialökologische eGn** investieren einen Teil ihres Kapitals darüberhinaus in soziale Projekte, zum Beispiel eine ansässige Lebenshilfe. Bei der **organisatorisch-institutionellen eG** soll das Konzept möglichst als Modell für weitere eGn dienen, um den Gedanken der Bürgernahen Energieversorgung weiter zu verbreiten [136, S. 14f]. Hinsichtlich der Art der Energieversorgung liegen vor allem zwei unterschiedliche Segmente vor. Photovoltaik-eGn und Nahwärme-eGn. Insbesondere wird dabei auf die lokale beziehungsweise regionale Einwerbung von Mitteln der Bürgerinnen und Bürger als Investoren gesetzt. Bei den PV-Genossenschaften werden häufig Aufdachanlagen auf öffentlichen Gebäuden installiert. Zumeist fällt dadurch keine Pacht für die Dachflächen an, wodurch das Projekt kostentechnisch entlastet wird. Teilweise ist das durchgeführte PV-Projekt der „Energiegenossenschaften“ Ausgangspunkt für weitere Investments in Erneuerbare Energien [136, S. 6]. Bei den Nahwärme-Genossenschaften sind insbesondere die „Bioenergiedörfer“ ein oft angeführtes Beispiel. Diese versorgen sich beispielsweise durch Biomassekraftwerke mit der benötigten Wärme, häufig wird ihnen aber mangelnde Wirtschaftlichkeit nachgesagt [135, S. 161f]. Ein Beispiel für eine PV-Genossenschaft ist die Friedrich-Wilhelm Raiffeisen ENERGIE eG Bad Neustadt. Deren Konzept ist weitestgehend replizierbar, sodass weitere „Töchter“ in Hohenroth und Großbardorf bestehen. Durch die Umsetzung des Modells können Kosten der Gründungsphase reduziert und Erfahrungen früherer Umsetzungen integriert werden.<sup>5</sup> Ein Erneuerbare Energien Projekt ausschließlich im Wärmesektor stellt die Fernwärme Marktoberdorf eG dar. Insbesondere ist dabei die Struktur interessant. Die zentrale eG hat drei Mitglieder, die Bürger eG (20%) und die Nutzer eG (20%) sowie die Stadt Marktoberdorf (60%). Erstgenannte ist für die Finanzierung zuständig, d.h. über sie wird Kapital eingesammelt. Die Nutzer eG repräsentiert die Interessen der Wärmeabnehmer (hauptsächlich Liegenschaften). Darüberhinaus ist die Beteiligung von sowohl Kommune als auch Landkreis hervorzuheben.<sup>6</sup> Gerade im Rahmen von langfristigen Infrastrukturprojekten, zu denen die Wärmeversorgung hinzuzuzählen ist, können sogenannte Private-Public-Partnerships helfen, um die Umsetzung für alle Beteiligten erfolgreich zu gestalten.

---

<sup>5</sup>Weitere Informationen über diese eG finden sie unter [140].

<sup>6</sup>Weitere Informationen über diese eG finden sich unter [141].

### 5.2.2 Beteiligungsmodelle

Prinzipiell muss man bei der Beteiligung danach unterscheiden, welchen Gegenstand der Beteiligte einbringt. Bei einer Kooperation handelt es sich um eine aktive Mitwirkung der Beteiligten (zum Beispiel durch Substratlieferung für Biogasanlagen), während eine Investition als Beteiligungskapital regelmäßig über einen geschlossenen Fonds (GmbH & Co. KG) stattfindet. Für eine festgelegte Laufzeit erwirbt der Investor eine starre unternehmerische Beteiligung (Eigenkapital), regelmäßig ohne Mitspracherechte. Außer der Kapitaleinzahlung sind vom Investor keine weiteren Pflichten zu übernehmen. Im Regelfall finden Kooperationen nur statt, wenn der wirtschaftlicher Druck, insbesondere bei hohen Eigenkapitalerfordernissen bei großen Projekten, dies erforderlich macht. Gerade bei Biomasseprojekten werden Kooperationen auch zur Ressourcensicherung angewendet. Durch Aufgabenteilung nach Kernkompetenzen, beispielsweise zwischen Substratlieferant (Landwirt), Betreiber (Projektgesellschaft) und Biogaseinspeisung (Energieversorger) können Risiken gezielt gesteuert werden. Eine finanzielle Beteiligung am Projekt schafft dabei Anreizkompatibilität zwischen den Kooperationspartnern.

#### Kooperationsmodelle

Im Folgenden wird auf die Kooperationsmodelle im Bereich Biomasse insbesondere bei der Biomethaneinspeisung eingegangen. In anderen EE-Sektoren findet man Kooperationen regelmäßig nicht vor. Bei Biogas-Projekten kann man zwischen verschiedenen Modellen der Kooperation differenzieren. Im Rahmen eines **Lieferantenmodells** agieren die Landwirte ausschließlich als Substratlieferanten und Gärresteabnehmer. Im **Landwirtschaftsmodell** übernehmen Landwirte meist koordiniert durch einen Bauernverband, ein Beratungsunternehmen oder einen Maschinenring alle Prozessschritte von der Erzeugung der Biomasse über die Produktion des Rohbiogases bis zur Aufbereitung und Einspeisung. Bei einem **Joint-Venture Modell** wird ein Gemeinschaftsunternehmen aus Landwirten und Energieversorgern gegründet, in dessen Rahmen der Gesamtprozess abläuft. Die häufigste Ausprägung ist jedoch die **Aufteilung nach Kernkompetenzen** zwischen den Kooperationspartnern. Durch vertragliche Fixierung verpflichten sich die Landwirte das Rohbiogas zu erzeugen, ein Energieversorger übernimmt die Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans. Teilweise werden im Projektverlauf noch andere Akteure involviert [135, S. 177f].

#### Probleme & Risiken

Neben den Vorteilen, die eine Kooperation bietet (zum Beispiel Risikostreuung, breitere Kapitalbasis, ...) sind auch die damit verbundenen Probleme und Risiken zu beachten. Der Kooperationswille von Beteiligten ist ein von der Persönlichkeit des Akteurs abhängiger Faktor, häufig auch eine Generationsfrage. Gerade jüngere Generationen sind dabei kooperationswilliger [135, S. 155-159]. Wichtig ist bei Kooperationen die gleiche Augenhöhe zwischen den Beteiligten, sodass keine einseitigen Abhängigkeiten entstehen.<sup>7</sup> Gerade wegen der Langfristigkeit (>20 Jahre) und des hohen Kapitalbedarfs von EE-Projekten, haben Auseinandersetzungen oftmals

---

<sup>7</sup>Hier gilt es wieder Phänomene die durch asymmetrische Informationsverteilung entstehen zu verhindern. Ansatzpunkt kann die bereits angesprochene *Principal-Agent Theorie* sein die Probleme wie *Hold Up* (=nachvertragliches erpresserisches Verhalten) und *Adverse Selection* (=im Regelfall werden nur überschätzte Projekte am Markt angeboten) beleuchtet.

tiefgreifende finanzielle Wirkung. Ohne klare vertragliche Festlegungen führen sie im Regelfall zum Scheitern des Projekts. Demnach sind dafür zwingend Regelungen zu fassen um Konfliktpotentiale von vornherein zu minimieren und den Weiterbestand des Projektes abzusichern.

### 5.3 Förderung

Für Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien und Energieeinsparung existieren eine Reihe finanzieller Unterstützungen. Mit Fördergeldern von EU, Bund, Ländern und Kommunen soll die Markteinführung umweltfreundlicher Energietechniken vorangetrieben und Wettbewerbsfähigkeit mit konventionellen Technologien geschaffen werden. Die Förderung beinhaltet dabei mehrere Säulen. Das **Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien** (EEG) fokussiert sich auf die Förderung von Strom aus regenerativen Technologien. Es sichert die vorrangige Abnahme, Übertragung und Vergütung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Regelfall für einen Zeitraum von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres [142, S. 1]. Mit einem Mindestpreissystem und dem Einspeisungsvorrang wird einerseits Planungssicherheit geschaffen und Wettbewerbsfähigkeit sichergestellt [134, S. 97]. Andererseits werden die erhöhten Kosten für regenerativen Strom über die EEG-Umlage letztendlich vom Endverbraucher getragen. Diese wird für das Jahr 2012 auf zwischen 3,4 ct/kWh und 4,4 ct/kWh geschätzt [143]. Für das Jahr 2011 beträgt die Umlage 3,530 ct/kWh [144]. Im Vergleich zu gemitteltem Strompreis von knappen 25 ct/kWh entspricht das einem Anteil von 14,2% am Strompreis [145, S. 4]. Dieser Anteil wird voraussichtlich in der Zukunft weiter steigen. Die Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten soll in etwa konstant gehalten werden. Da Stromgestehungskosten in Zukunft weiter sinken ist vom EEG eine technologiespezifische Degression der Vergütungssätze festgesetzt. Skalen- und Lernkurveneffekte bei Wirkungsgraden, Herstellungskosten, etc. werden durch die Degressionsfaktoren in die Vergütungsberechnung miteinbezogen. Somit bestimmt sich der für ein Projekt gültige Vergütungssatz nach Technologie, Leistungsklasse und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. (Ist ein Vergütungssatz für ein Projekt festgesetzt, findet keine Degression statt.) Darüberhinaus existieren insbesondere bei Biomasseprojekten eine Reihe von Boni, die an das Vorliegen bestimmter Tatbestände geknüpft sind.<sup>8</sup> Auch diese werden ebenfalls von der Degression erfasst. Für Januar 2012 ist derzeit eine Novelle des EEGs geplant. Mitte dieses Jahres sollen anhand eines Erfahrungsberichts geltende Regelungen vor allem in Biogas- und PV-Sektor überprüft werden. Es ist von einer Anpassung der Fördersätze und Modalitäten auszugehen [146]. Als zweite Säule dient das **Marktanreizprogramm** (MAP) als Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG). Es fördert die nachhaltige Wärmeerzeugung. In Form von Investitionszuschüssen durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) oder langfristigen zinsgünstigen Darlehen mit Tilgungszuschuss durch die KfW-Bankengruppe (eventuell über andere Kreditinstitute vermittelt) sollen Investitionen angestoßen werden. Daneben existieren weitere Förderprogramme zum Beispiel für Investitionsmaßnahmen an selbst genutzten oder vermieteten Wohngebäuden. Fördermöglichkeiten zur

---

<sup>8</sup>Unter anderem für die Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo-Bonus), Gülle-Bonus, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Bonus) oder bei Einhaltung bestimmter Emissionsgrenzen (zum Beispiel Formaldehyd-Bonus). Diese Boni sind mitunter von substanzieller Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Projekten. Hier ist anzumerken dass in Teilbereichen Fehlentwicklungen stattfinden. Scheinkonzepte werden umgesetzt (zum Beispiel KWK-Bonus), die nicht dem eigentlichen Sinn der Legislative entsprechen, sondern lediglich den Bonus abgreifen. Eine Reaktion des Gesetzgebers bleibt abzuwarten.

Energieeinsparung bei Gebäuden werden dabei in Kapitel 4.7 erläutert. Da die Förderlandschaft sich mitunter schnell verändert sei an dieser Stelle auf Suchmöglichkeiten im Internet hingewiesen. Entsprechende Datenbanken finden sich beispielsweise unter [www.foerderdatenbank.de](http://www.foerderdatenbank.de) oder [www.energiefoerderung.info](http://www.energiefoerderung.info).

## 5.4 Wirtschaftlichkeit & Bewertung

Eine zentrale Frage, die sich Ausbau regenerativer Energien stellt behandelt die ökonomische Seite der Erneuerbare Energien Projekte. Sind derartige Projekte auf der Mikro- und Makroebene wirtschaftlich zu vertreten? Schaffen sie einen Mehrwert für ein einzelne Personen und Unternehmen oder auch für die gesamte Gesellschaft?

### 5.4.1 Betriebswirtschaftliche Berechnung

Die betriebswirtschaftliche Betrachtung als reine Wirtschaftlichkeitsberechnung, bezieht auf der Mikroebene nur Einflussfaktoren ein, die das Unternehmen oder Projekt direkt beeinflussen. Im Folgenden Teil wird eine Abhandlung der in der Praxis angewandten Investitionsrechnungsverfahren gegeben. Aussagen über die generelle Wirtschaftlichkeit können nicht gegeben werden, da die zu erzielenden Renditen projektspezifisch sind. Die Förderung durch EEG und EEWärmeG hilft jedoch allen Erneuerbaren Energie Technologien um im Regelfall akzeptable Kapitalrenditen erwirtschaften zu können. Die Wirtschaftlichkeit muss jedoch im Einzelfall berechnet werden.<sup>9</sup>

#### Kapitalwertmethode

In der Praxis werden Projekte nach der Kapitalwertmethode, auch Discounted-Cash-Flow Methode (DCF-Methode) evaluiert. Dabei werden sämtliche vom Projekt hervorgerufene Zahlungsströme (Cashflows) über die gesamte Projektlaufzeit hinweg isoliert und bewertet. Durch Diskontieren der Cashflows werden sie auf einen gemeinsamen Bezugspunkt für die Bewertung gebracht. Die ermittelten Barwerte der einzelnen Cashflows können zur Bewertung an einem Stichtag aggregiert werden. Als Diskontsatz werden dabei die Kapitalkosten verwendet. Diese entsprechen den von Investoren erwarteten Renditen in der entsprechenden Risikoklasse des durchgeführten Projekts [147, S. 70-93]. Formel 5.4 wird zur Berechnung des Kapitalwertes (Net Present Value, NPV) verwendet.  $T$  entspricht der Projektlaufzeit,  $r_k$  gibt die Kapitalkosten an und  $Z_t$  gibt den Cashflow zum Zeitpunkt  $t$  an.

$$\text{Kapitalwert} = \sum_{t=0}^T \frac{Z_t}{(1 + r_k)^t} \quad (5.4)$$

#### Alternative Investitionsrechnungsverfahren

Neben der Kapitalwertmethode aus vorangegangenem Kapitel existieren eine Reihe anderer Investitionsrechnungsverfahren. Der **Interne Zinsfuß** (Internal Rate of Return, IRR), der Modifizierte Interne Zinsfuß (Modified Internal Rate of Return, MIRR), die Initialverzinsung, etc.

<sup>9</sup>Im Anhang befindet sich eine Excel-Datei, der man die betriebswirtschaftliche Berechnungssystematik entnehmen kann.

## 5 Finanzierungsmodelle

Diese haben jedoch konzeptimmanente Nachteile gegenüber der Kapitalwertmethode. Vor allem in puncto uneingeschränkter Einsetzbarkeit weisen sie mitunter erhebliche Nachteile auf [147, S. 93-103]. Da jedoch der IRR gerade in angelsächsisch geprägten Ländern und Wirtschaftssektoren sehr verbreitet ist und gelegentlich in EE-Wirtschaftlichkeitsrechnungen auftaucht, nachfolgend eine kurze Erläuterung. Der Interne Zinsfuß entspricht jenen Kapitalkosten bei denen das Projekt (dessen Cashflows) einen Wert von null annimmt. Ist dieser Zinsfuß größer als die vorliegenden Kapitalkosten, ist das Projekt wirtschaftlich. Weitere allgemein bekannte Wirtschaftlichkeitskennzahlen wie die **Amortisationsdauer** (=Zeit nach der ein Projekt seine Investition wieder „eingespielt“ hat) leiden auch teilweise unter der eingeschränkten Einsetzbarkeit. Sinnvoll ist die Amortisationsdauer mit hinterlegtem Opportunitätskosten-Kalkül (d.h. Abzinsung der Geldflüsse) nur anwendbar, wenn es sich um eine sogenannte Normalinvestition handelt. Das ist der Fall, wenn das Vorzeichen der Cashflows über die Zeit nur ein einziges Mal wechselt. Im Regelfall umfasst ein Projekt am Anfang eine größere Investition (negative Cashflows), der sukzessive positive Cashflows folgen (zum Beispiel durch Erträge, die größer als anfallende Aufwendungen sind). Fallen am Projektende große Auszahlungen zum Beispiel für Rückbaumaßnahmen an, so sind die Voraussetzungen einer Normalinvestition nicht erfüllt. Die Amortisationsdauer besitzt keine Aussagekraft über die Wirtschaftlichkeit eines Projektes. Es mag seine anfänglichen Investitionen nach einer Zeit mehr als „verdient“ haben, jedoch können die abschließenden negativen Cashflows die Gesamtbilanz wieder ins Soll ziehen. Die Amortisationsdauer kann bei EE Projekten gerade aus Liquiditätsgesichtspunkten und in puncto Risikomessung mitunter aussagekräftig sein. Große Cash-Outflows am Projektende in Form von Rückbaukosten fallen regelmäßig nicht an. Somit ist gerade bei einfach strukturierten Projekten (zum Beispiel PV-Anlagen) diese Kennzahl sinnvoll verwendbar. Die Amortisationsdauer sollte jedoch mit einer Kapitalwertbestimmung hinterlegt werden [147, S. 103-108].

### 5.4.2 Volkswirtschaftliche Berechnung

Im Gegensatz zu dem engen Fokus, den die Betriebswirtschaft durch die Betrachtung der Mikroebene anlegt, müssen aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Vielzahl weiterer Faktoren betrachtet werden. Eine bloße Aggregation der einzelnen Unternehmensgewinne oder Verluste ist hier nicht ausreichend. Sämtliche in der Regel schwer fassbare Volkswirtschaftliche Effekte sollten abgebildet werden, um aus gesellschaftlicher Sicht Handlungsempfehlungen aussprechen zu können. Die positive Entwicklung des Erneuerbare Energien Sektors ist hauptsächlich durch die politischen Regelungen des EEGs und EEWärmeG ausgelöst worden. „Ohne die finanzielle Förderung nach dem EEG sind die Erneuerbaren Energien gegenüber der konventionellen Stromerzeugung im Regelfall noch nicht konkurrenzfähig. Dies gilt für unterschiedliche Sparten in unterschiedlichem Maße“ [134, S. 17]. Diesen Rahmenbedingungen lässt sich schließen, dass der Gesetzgeber die Erneuerbaren Energien für gesamtwirtschaftlich sinnvoll erachtet. Insbesondere bieten die regenerativen Energien eine in ökologischer, wirtschaftlicher und sozialer Hinsicht zukunftsfähige und somit nachhaltige Energieversorgung für Deutschland. Die Wettbewerbsfähigkeit der regenerativen Technologien lässt sich insbesondere an den Stromgestehungskosten (Average Lifetime Levelized Generation Costs, ALLGC) ablesen. Dabei handelt es sich um auf Erzeugungsmenge bezogene mittlere spezifische Kosten einer Technologie. Sie geben Auskunft über die gesamten abdiskontierten Lebenszykluskosten einer Kilowattstunde Strom. Zur Kalkulation werden spezifische Anschaffungsinvestitionen, Betriebskosten, Lebensdauer, Standortbedingungen und Ka-

## 5 Finanzierungsmodelle

pitalkosten entsprechend der Finanzierungsbedingungen miteinbezogen. Die Vielzahl der Einflussgrößen deutet dabei an, dass es sich um einen approximativen Vergleich der Technologien unter „Standardbedingungen“ handelt. Stromgestehungskosten können helfen einen groben Eindruck über die Rangfolge der Erzeugungskosten zu bekommen, ersetzen eine Kalkulation im Einzelfall jedoch keinesfalls.<sup>10</sup> Tabelle 5.1 vergleicht die Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien mit konventionellen Kraftwerken. Insbesondere ist ersichtlich, dass PV-Anlagen unter Bedingungen, wie sie in (Süd-)Deutschland vorzufinden sind, die höchsten Stromgestehungskosten aufweisen. On-Shore Windprojekte können an guten Standorten am ehesten das Niveau von konventionellen Kraftwerken (Gas, Kohle, Atom) erreichen. Stromerzeugung aus Biomasse ist in obenstehender Tabelle lediglich in Form von Holzschnitzel-Heizkraftwerken dargestellt. Andere Technologien der Biomasse-Stromerzeugung können insbesondere durch variierende Preise der Primärenergieträger erheblichen Schwankungen ausgesetzt sein. Daneben ist durch die Vielzahl der Technologien ein Kostenspektrum nur schwer allgemein abschätzbar. Auf Grund des stochastischen Angebots der Ressourcen bei Wind- und PV-Projekten werden in obiger Tabelle Back-Up Kosten integriert. Die Kosten fallen auf Grund der Vorhaltung von Reserveleistung durch konventionelle Kraftwerke an [149, S. 13f]. Eine Prognose für die Stromgestehungskosten für Photovoltaik, Solarthermie und Windkraft wird in [148] versucht. Mit extrapolierten Trends der Vergangenheit in Form von sogenannten Progress Ratios werden Entwicklungspfade gezeichnet. Da erneuerbaren Energiequellen vergleichsweise kapitalintensiv sind, liegen die Entwicklungspotentiale vor allem in der Senkung von Investitionskosten. Daneben bestehen Potentiale in der Verbesserung der Wirkungsgrade [149, S. 5]. Insbesondere Photovoltaik wird durch beide genannte Effekte an Marktfähigkeit gewinnen [148, S. 15-17].

Neben den weitestgehend klar quantifizierbaren betriebswirtschaftlichen Stromgestehungskosten müssen in einer volkswirtschaftlichen Betrachtung auch **externe Effekte** einbezogen werden. Darunter versteht man Kosten, die nicht beim Verursacher anfallen. Sie sind häufig schwierig zurechenbar und fallen teilweise auch erst zeitlich versetzt an. Beispiele für externe Kosten sind Renovierungsmaßnahmen, die durch sauren Regen durch Kohlenstoffdioxid und Schwefeldioxid-Emission erzeugt werden, oder Schäden in Folge des Klimawandels durch Treibhausgase. Es besteht ein Bestreben diese Kosten zu internalisieren. Durch die 2005 eingeführten CO<sub>2</sub>-Zertifikate soll beispielsweise ein zunehmendes Bewusstsein geschaffen werden um, Emissionen zu minimieren. Eine objektive, abschließende Quantifizierung der externen Effekte ist regelmäßig nicht exakt möglich. Dennoch versucht eine von der EU-Kommission in Auftrag gegebene Studie (ExterneE Report) die monetäre Quantifizierung der externen Kosten der Energieproduktion nach verschiedenen Technologien. Die letzte Spalte in Tabelle 5.1 enthält die Ergebnisse der Studie. Darüberhinaus bieten die erneuerbaren Energien, zugegebenermaßen schwer abschätzbare, Wertschöpfungspotentiale für die heimische Industrie. Neben der Schaffung beziehungsweise dem Erhalt von Arbeitsplätzen in Deutschland ist eine Förderung der Forschung und Entwicklung im EE-Sektor wichtig, um Deutschland als Weltmarktführer für innovative Technologie weiterhin zu etablieren. Daneben hat die Vergangenheit gezeigt, dass in

---

<sup>10</sup>Der Vergleich verschiedener Studien wie zum Beispiel [148] und [149] verdeutlicht, dass Stromgestehungskosten nicht zu 100% objektiv bestimmbar sind. Je nach angewandter Methodik und getroffenen Annahmen (insbesondere zu integrierten Kostenbestandteilen) variieren die Stromgestehungskosten deutlich. Die Rangfolge zwischen den Technologien bleibt jedoch zumeist bestehen. Angegebene Werte stellen eine grobe Indikation dar. Insbesondere die Werte für PV-Anlagen sinken auf Grund der fallenden Modulkosten. Darum ist auf aktuelle Werte zu achten.

## 5 Finanzierungsmodelle

Konventionelle KWs	Leistung	Nettowirkungsgrad	Nutzungsdauer	Spez. Investitionskosten	Stromgestehungskosten	Externe Kosten
excl. CO <sub>2</sub> -Zertifikate	[MW, netto]	[%]	[a]	[EUR/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]
Braunkohle D-KW	1.000	44	35	1.150	2,9	3 - 6
Steinkohle D-KW	1.020	46	35	1.000	3,3	3 - 6
Erdgas GuD-KW	1.000	60	30	480	4,2	1 - 2
Druckwasser AKW	1.600	36	60	1.850	3,5	0,2
Erneuerbare Energien		Volllast				
	[kW, netto]	[h/a]	[a]	[EUR/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]
Laufwasser <sup>a</sup> KW	3.100	5.000	60	4.982	10	0
Onshore WEA <sup>b</sup>	2.000	1.300 - 2.200	20	1.050	5,9 - 8,0	0,05
PV <sup>c</sup> Aufdachanlage	2	900	25	5.200	62	0,6
PV <sup>c</sup> Freiflächenanlage	500	950	25	4.275	52	0,6
Biomasse <sup>d</sup> HKW	20.000	/	20	2.100	9,6	3
Biogasanlage	150	6.500	16	2.628	19,1	/
Biogasanlage	350	7.200	16	2.273	15,1	/

<sup>a</sup>Auslastung 57%

<sup>b</sup>Windgeschwindigkeit bei 50m 5,5-6,5m/s

<sup>c</sup>Polykristallines Silicium

<sup>d</sup>Holzhackschnittel in Wirbelschicht

Tabelle 5.1: Stromgestehungskosten und Externe Kosten im Vergleich, in Anlehnung an [149, S. 3-5]; Abschätzungen der externen Kosten sind [150] entnommen.

anderen Branchen sozusagen eine Starthilfe nötig war bis endgültig eine wirtschaftliche Implementierung ohne Subventionen und Förderung möglich ist. Ausgehend von langfristig steigenden Primärenergiepreisen der fossilen Energieträger und knapper werdenden Ressourcen, ist die Implementierung regenerativer Energiesysteme gesamtökonomisch sinnvoll.

## 5 Finanzierungsmodelle

Photovoltaik Freiflächenanlagen (§ 32 EEG)		
[ct/kWh]	Anlagen auf versiegelten Flächen und Konversionsflächen	Sonstige Freiflächen
2011	22,07	21,11

Tabelle 5.2: Photovoltaik – Freiflächenanlagen [142, S. 12-14].

Photovoltaik – Anlagen an oder auf Gebäuden (§ 33 EEG)	
[ct/kWh]	2011
bis 30 kW	28,74
30-100 kW	27,33
100-1.000 kW	25,86
ab 1.000 kW	21,56
Eigenverbrauch	
bis 30 kW	12,36
ab 30% Eigennutzung	16,74
30-100 kW	10,95
ab 30% Eigennutzung	15,33
100-500 kW	9,48
ab 30% Eigennutzung	13,86

Tabelle 5.3: Photovoltaik – Gebäudeanlagen [142, S. 12-14].

Biomasse – Vergütung für Stromerzeugung (§ 27 EEG)				
[ct/kWh]	bis 150 kWel	150-500 kWel	500 kWel-500 MWel	5 MWel-20 MWel
2009	11,67	9,18	8,25	7,79
Degression: 1,0%	Laufzeit: 20 Jahre			

Tabelle 5.4: Biomasse – Vergütung für Stromerzeugung [142, S. 6-7].

## 5 Finanzierungsmodelle

Biomasse – Boni	
NaWaRo Bonus	[ct/kWh]
Leistungsanteil bis 150 kWel	
Biomasse excl. Biogas	6,00
Biogas	7,00
überw. Einsatz von Landschaftspflegematerial	+ 2,00
Leistungsanteil bis 500 kWel	
Biomasse excl. Biogas	
– flüssige Biomasse	0,00
– gasförmige Biomasse (außer Biogas)	6,00
Biogas	7,00
überw. Einsatz von Landschaftspflegematerial	+ 2,00
Leistungsanteil bis 5 MWel	
Biomasse excl. Biogas	
– feste Biomasse	4,00
– flüssige Biomasse	0,00
– gasförmige Biomasse (außer Biogas)	4,00
– bei Holzverbrennung	2,50
– Holzverbrennung aus Kurzumtriebsplantagen	4,00
& Landschaftspflegematerial	
Technologiebonus	[ct/kWh]
für Anlagen bis 5MWel	
Innovative Anlagentechnik	2,00
Für Gasaufbereitung:	
– max. Kapazität bis 350 NM3/Std	2,00
– max. Kapazität bis 700 NM3/Std	1,00
KWK-Bonus	[ct/kWh]
bis zu einer Leistung von 20 MWel nur für den eingespeisen KWK-Strom	3,00
Degression: 1,0%	

Tabelle 5.5: Biomasse – Boni [142, S. 7-8].

Wasserkraft Neuanlagen bis 5 MW			
ct/kWh	bis 500 kW	500 kW bis 2 MW	2 MW bis 5 MW
2009	12,67	8,65	7,65
Degression: 0%	Laufzeit: 20 Jahre		

Tabelle 5.6: Wasserkraft – Neuanlagen bis 5 MW [142, S. 2-3].

## 5 Finanzierungsmodelle

Wasserkraft Modernisierte/revitalisierte Anlagen bis 5 MW		
ct/kWh	bis 500 kW	500 kW bis 5 MW
2009	11,67	8,65
Degression: 0%		Laufzeit: 20 Jahre

Tabelle 5.7: Wasserkraft – modernisierte und revitalisierte Anlagen [142, S. 2-3].

Wasserkraft neue und erneuerte Anlagen über 5 MW (§§ 21,23 II EEG)					
ct/kWh	bis 500 kW	bis 10 MW	bis 20 MW	bis 50 MW	ab 50 MW
2009	7,29	6,32	5,80	4,34	3,50
Degression: 1,0%		Laufzeit: 15 Jahre			

Tabelle 5.8: Wasserkraft – neue und erneuerte Anlagen über 5 MW [142, S. 2-3].

Windenergie – Vergütung				
ct/kWh	Anfangs- vergütung <sup>a</sup>	Basis- vergütung	Systemdienst- leistungsbonus <sup>b</sup>	Repowering Bonus <sup>c</sup>
2009	9,20	5,02	0,50	0,50
Degression: 1,0%		Laufzeit: 20 Jahre		
für die Dauer von 5 Jahren.				

<sup>a</sup>Anfangsvergütung für 5 Jahre gewährt. Verlängert sich um je zwei Monate je 0,75% des Referenzertrags, um den die Anlage 150% des Referenzertrags unterschreitet.

<sup>b</sup>SDL-Bonus für Neuanlagen wird für den Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung gezahlt. Bestandsanlagen die zwischen 31.12.2001 und 1.1.2009 in Betrieb gegangen sind erhalten 0,7 Ct/kWh

<sup>c</sup>Der Repowering Bonus (§ 30 EEG) für den Ersatz vorhandener Windenergieanlagen am selben oder benachbarten Standorten wird für den Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung gewährt.

Tabelle 5.9: Windenergie – Vergütungssätze [142, S. 10-11].

## 6 Auswertung: Differenz zwischen Energieverbrauch und regenerativ erzeugter Energie

Bereits heute wird im Landkreis Freising Strom und Wärme regenerativ mittels Wasserkraft, Photovoltaik, Solarthermie und Biomasse erzeugt. Der Strom- und Wärmeverbrauch des Landkreises liegt jedoch deutlich über der zum heutigen Zeitpunkt regenerativ erzeugten Energie. Bis 2035 soll Strom und Wärme im Landkreis Freising vollständig regenerativ erzeugt werden. In Abschnitt 6.1 wird die Differenz zwischen der zum heutigen Zeitpunkt bereits regenerativ erzeugten Energie und der heute beziehungsweise im Jahr 2035 benötigten Energie bestimmt. Dies wird für Wärme und Strom getrennt durchgeführt. Zur Stromversorgung genügt es nicht, über das Jahr aufsummiert genügend Energie zu erzeugen. Vielmehr muss zu jedem Zeitpunkt genügend Leistung bereitgestellt werden, um das Stromnetz aufrecht zu erhalten. Daher wird in Abschnitt 6.2 analysiert, welche Leistung benötigt wird und wie viel regenerative Erzeugungsleistung bereits im Landkreis installiert ist. Maßnahmen, wie eine regenerative Vollversorgung erreicht werden kann, werden im Anschluss in Kapitel 7 vorgeschlagen und diskutiert.

### 6.1 Differenz in der jährlichen Energieerzeugung im Landkreis Freising

#### 6.1.1 Jährlicher Energieverbrauch

In diesem Abschnitt werden die Verbrauchswerte, die im Kapitel 3 ermittelt und diskutiert wurden, zusammengefasst. Wie in Kapitel 3 beschrieben liegen Stromverbrauchswerte für 2007 und 2008 vor. In guter Näherung gilt dieser Wert auch für das Jahr 2009 und wird daher im Folgenden für eine direkte Vergleichbarkeit mit Daten zur Stromerzeugung aus dem Jahr 2009 verwendet. Die Verbrauchswerte für die jährlich benötigte Strom- und Wärmemenge sind in 6.1.1 zusammengefasst.

	2009 [ <i>GWh/a</i> ]	2035 [ <i>GWh/a</i> ]
Strom	870	1.050
Wärme	1.730	1.900

Tabelle 6.1: Jährlicher Energieverbrauch im Landkreis Freising.

### 6.1.2 Jährliche regenerative Energieerzeugung

#### Strom

Nachdem der Verbrauch für den Landkreis Freising ausgehend vom Jahr 2009 bis 2035 bestimmt wurde, kann nun die bestehende Energieproduktion analysiert und aggregiert werden. Als Grundlage dafür werden die Daten der Solarfreunde Freising verwendet. In diesem Datensatz befinden sich, aufgelistet anhand der 24 Gemeinden des Landkreises Freising, die Produktionsdaten für alle regenerativen Energieformen: Biomasse, Deponie-Klärgas, Photovoltaik und Wasserkraft. Tabelle 6.1.2 listet alle verfügbaren Energiedaten in GWh auf (eine GWh entsprechen 1.000.000 kWh).

*Erläuterung der physikalischen Einheiten und deren Berechnung: Da Kraftwerksleistungen typischerweise in der Einheit MW beziehungsweise kW angegeben werden, kann deren (Spitzen-)leistung zur jährlichen Energieproduktion umgerechnet werden. Die Energieproduktion stellt einen zeitlich abhängigen Wert dar, daher ist es erforderlich die angegebenen Spitzenleistung auf eine jährliche Basis zu aggregieren. Dies geschieht durch folgende Rechnung:*

$$\text{EnergieproJahr}[MWh/a] = \text{Spitzenleistung}[MW] * 24[h](\text{Stunden}) * 365(\text{Tage}) \quad (6.1)$$

*Da ein Kraftwerk im Regelfall keine durchgehende Spitzenleistung erbringen kann, wird anstatt der theoretischen jährlichen Stundenzahl die mittlere Vollast verwendet, die beispielsweise für das Biomassekraftwerk in Zolling 4227 Stunden beträgt. Mit einer Spitzenleistung zur Stromerzeugung von 30 MW ergibt sich somit eine Energie von  $30 \text{ MW} * 4.227 = 126.810 \text{ MWh}$  beziehungsweise 128,81 GWh.*

Betrachtet man die Stromproduktionsdaten von 2009 ist auffällig, dass die Produktion der Wasserkraftwerke in diesem Jahr deutlich höher lag (243 GWh). Dies ist auf eine größere Revision in den Wasserkraftwerken von Moosburg und Haag zurückzuführen. Diese produzierten im Jahr 2008 109 GWh (Moosburg) und 20 GWh (Haag). Da die Revision eines Wasserkraftwerks keinen Regelfall darstellt, kann für die weitere Analyse mit den Werten aus dem Jahr 2008 gerechnet werden. Bei der Diskussion der Versorgungsproblematik müssen jedoch derartige Ausfälle/Revisionen von Kraftwerken berücksichtigt werden. In einem zweiten Schritt werden die Biomassekraftwerke Neufahrn (93 GWh) und Zolling (29 GWh) aus der Berechnung zur Stromproduktion entfernt. Wie zuvor bei der Berechnung des Potentials der gesamten Biomasse im Landkreis Freising aufgezeigt 4.4.3, überschreiten diese beiden Kraftwerke bereits die im Landkreis nachhaltig vorhandene Kapazität an Holz. Dies bedeutet, dass das Altholz teilweise von außerhalb des Landkreises bezogen werden muss und deshalb dem Ziel der Autarkie widerspricht. Aus diesem Grund werden zur Vereinfachung beide zunächst weggelassen. Für die übrigen Anlagen ergeben sich für das Jahr 2009 zunächst ca. 32 GWh. Darin ist die erzeugte Strommenge der Biogasanlagen sowie der Holzverbrennungsanlagen (ohne Zolling und Neufahrn) enthalten. In Tabelle 6.3 sind alle angepassten und aggregierten Werte sortiert nach regenerativen Energieträgern angegeben.

6 Auswertung: Differenz zwischen Energieverbrauch und regenerativ erzeugter Energie

Produzierte Energie in MWh	Bio- masse	Deponie- Klärgas	Photo- voltaik	Wasser- kraft	Summe
Allershausen	0	0	1.091	157	1.247
Attenkirchen	0	0	725	0	725
Au	0	0	1.837	0	1.837
Eching	0	933	1.144	0	2.077
Fahrenzhausen	0	0	2.557	9.314	11.871
Freising	1.000	0	2.806	119	2.926
Gammelsdorf	16	0	488	0	504
Haag	0	0	714	20.400	21.114
Hallbergmoos	0	0	2.463	0	2.463
Hohenkammer	3.189	0	1.748	789	5.726
Hörgertshausen	2.536	0	482	0	3.017
Kirchdorf	6.051	0	982	0	7033
Kranzberg	3.325	0	1.274	15.949	20.548
Langenbach	1.050	0	772	0	1.822
Marzling	1.098	0	1.157	151	2.406
Mauern	18	0	617	0	634
Moosburg	1.893	314	2.123	109.000	113.329
Nandlstadt	10	0	1.256	0	1.266
Neufahrn	28.798	0	1.242	0	30.040
Paunzhausen	0	0	220	0	220
Rudelzhausen	1.590	0	1.631	0	3.220
Wang	42	0	799	87.000	87.841
Wolfersdorf	1.270	0	1.019	0	2289
Zolling	92.940	0	1.028	0	93.967
<b>Landkreis Freising</b>	<b>143.825</b>	<b>1.247</b>	<b>30.173</b>	<b>242.879</b>	<b>418.125</b>

Tabelle 6.2: Regenerativ erzeugte Energie im Jahr 2009 nach Kommunen.

Erzeugungsart	Produzierte Energie [MWh]
Biomasse	32.000
Deponie-Klärgas	1.247
Photovoltaik	30.173
Wasserkraft	242.879

Tabelle 6.3: Angepasste und aggregierte regenerativ erzeugte Energie.

## Wärme

Nach der Analyse des Stromverbrauchs wird nun die vorhandene Wärmeenergieproduktion im Landkreis aggregiert. Bei Betrachtung der Biomasse wird wiederum nur die Erzeugung von Wärme durch die bestehenden Biogasanlagen berücksichtigt. Im Jahr 2009 betrug die Wärmeproduktion durch Biogasanlagen ca. 50 GWh [9]. Die Datenlage für die bereits installierten Solaranlagen ist wie bereits beschrieben nur für Moosburg detailliert vorhanden, siehe Abschnitt 4.5.2. Dort wurden im Jahr 2009 ca. 2.8 GWh Wärme erzeugt. Ein entsprechender Wert liegt auch für die solare Nahwärmeversorgung in Attenkirchen vor. Dort werden zwar 1 GWh jährlich an Wärme durch die Kollektoren gewonnen, aufgrund der Nutzungsgewohnheiten und Speichersituation können effektiv nur 0,4 GWh Energie im Jahr genutzt werden. Die bereits installierten Anlagen im restlichen Landkreis kann folgendermaßen abgeschätzt werden: In Moosburg waren im Jahr 2009 rund 5500 m<sup>2</sup> an Solarthermieflächen installiert. Bei rund 4200 Wohnhäusern entspricht dies im Mittel ca. 1.3 m<sup>2</sup> pro Wohnhaus. Im restlichen Landkreis stehen rund 32.000 Wohnhäusern. Geht man von einer gleichen Quote wie in Moosburg aus, so werden im restlichen Landkreis ca. 21.8 GWh/a durch Solarthermie erzeugt. Insgesamt ergibt sich somit eine Wärmeerzeugung durch Solarthermie im Jahr 2009 von 25 GWh/a.

### 6.1.3 Energiedifferenz

Nachdem die Produktion sowie der Verbrauch für den Landkreis Freising ermittelt wurden, kann nun die bestehende Differenz zwischen nicht regenerativ erzeugter Energie gegenüber dem Verbrauch berechnet werden (im Folgenden auch als Delta bezeichnet). Da alle Werte vorbereitet und angepasst wurden kann die Differenz direkt berechnet werden. Das Ergebnis kann aus Tabelle 6.1.3 für den Strom und aus Tabelle 6.1.3 für die Wärme entnommen werden.

Annahme: Ohne Zolling und Neufahrn		
	2009	2035
regenerative Erzeugung	306.299 MWh	
Verbrauch	870.000 MWh	1050.000 MWh
<b>Differenz</b>	<b>563.701 MWh</b>	<b>743.701 MWh</b>
Annahme: Mit Zolling und Neufahrn		
	2009	2035
regenerative Erzeugung	428.037 MWh	
Verbrauch	870.000 MWh	1050.000 MWh
<b>Differenz</b>	<b>441.963 MWh</b>	<b>621.963 MWh</b>

Tabelle 6.4: Lücke zwischen regenerativ erzeugter und benötigter elektrischer Energie.

## 6 Auswertung: Differenz zwischen Energieverbrauch und regenerativ erzeugter Energie

Annahme: Ohne Zolling und Neufahrn		
	2009	2035
regenerative Erzeugung	75 GWh	
Verbrauch	1.730 GWh	1.900 GWh
<b>Differenz</b>	<b>1.655 GWh</b>	<b>1.825 GWh</b>
Annahme: Mit Zolling und Neufahrn		
	2009	2035
regenerative Erzeugung	122 GWh	
Verbrauch	1.730 GWh	1.900 GWh
<b>Differenz</b>	<b>1.608 GWh</b>	<b>1.778 GWh</b>

Tabelle 6.5: Lücke zwischen regenerativ erzeugter und benötigter Wärmeenergie.

## 6.2 Leistungsbetrachtung im Landkreis Freising

Häufig wird bei Projekten, die auf die Deckung des Energiebedarfs aus Erneuerbaren Energien gerichtet sind, lediglich auf den jährlichen Energieverbrauch (Wärme und elektrische Energie) eingegangen. Dabei ist es jedoch erforderlich nicht nur in einer Durchschnittsbetrachtung genügend Energie zu erzeugen, sondern die Energie — insbesondere im Rahmen der Stromversorgung — zeitgerecht bereitstellen zu können. Ein Nachteil der meisten Erneuerbaren Energien ist die Abhängigkeit von schwankenden Primärenergiequellen. Nur Biomasse und Wasserkraft sind grundlastfähig und können somit ohne konventionelle Backup-Kraftwerke eingesetzt werden. Alternativ können Speichertechnologien eingesetzt werden um die Produktion an den Verbrauch anzugleichen und Spitzen abzufedern. Dieses Kapitel zeigt ausgehend vom aktuellen und prognostiziertem Leistungsbedarf und der bisher installierten Leistung die zu deckende Leistungslücke auf.

### 6.2.1 Leistungsbedarf

Die benötigte Leistung aufgeschlüsselt nach Sommer und Winter sowie Spitzenlast (Mittags- und Abendpeak) und Grundlast (Nachts) wurde bereits in Kapitel 3 ermittelt und diskutiert und wird der Vollständigkeit wegen in Tabelle 6.2.1 nochmals zusammengefasst.

### 6.2.2 Installierte Leistung

Bisher ist im Landkreis Freising eine Leistung von 39,0 MW Wasserkraft installiert (basierend auf dem mittleren Durchfluss). Mit Biomasse werden 4,0 MW elektrische Leistung erzeugt. Weitere 5,0 MW werden durch Deponie- und Klärgasverbrennung bereitgestellt. In Summe er-

## 6 Auswertung: Differenz zwischen Energieverbrauch und regenerativ erzeugter Energie

2009	Grundlast [MW]	Spitzenlast [MW]
Winter	84	117
Sommer	78	110
2035	Grundlast [MW]	Spitzenlast [MW]
Winter	102	141
Sommer	94	133

Tabelle 6.6: Benötigte Leistung zur Stromversorgung des Landkreis Freising.

gibt sich eine Grundlast aus Erneuerbaren Energien von 48,0 MW. Installiert sind maximal 90,1 MW<sub>peak</sub>. Jedoch geht diese Zahl von einer vollen Auslastung der PV-Anlagen und der Wasserkraft aus und ist somit nicht repräsentativ. Analog zu Abschnitt 6.1.2 finden in dieser Berechnung die Leistung der Kraftwerke Zolling (20,0 MW) und Neufahrn (6,1 MW) keinen Eingang. Photovoltaik trägt je nach Tagesverlauf und Jahreszeit zu der bereitgestellten Leistung bei. Bei einer vollen Auslastung der installierten PV-Anlage ergibt sich ein zusätzlicher Beitrag von 23,6 MW. Bei einer Auslastung von 30%, die bei bewölktem Himmel als realistisch anzusehen ist, entspricht der Beitrag noch 7,1 MW. Tabelle 6.7 fasst die Werte der momentan installierten Leistung zusammen.

Leistung in[ MW]	Sonnenschein	Bewölkung	Nacht
exkl. Zolling/Neufahrn			
Mittlere Leistung	71,6	55,1	48,0
Peak-Leistung	90,1	73,5	66,4
inkl. Zolling/Neufahrn			
Mittlere Leistung	97,7	81,1	74,1
Peak-Leistung	116,1	99,6	92,5

Tabelle 6.7: Installierte Leistung im Landkreis Freising in Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung.

Tabelle 6.8 gliedert die installierten Leistungen auf die Kommunen des Landkreises auf. Die dargestellten Leistungen der Wasserkraftwerke sind in kW<sub>peak</sub>, d.h. als maximale installierte Leistungen angegeben und somit im Schnitt nicht repräsentativ.

### 6.2.3 Leistungsdifferenz

Wie der Vergleich der benötigten Grundlast im Winter von 84 MW mit der in jedem Fall bereitgestellten Grundlast durch Erneuerbare Energien von 48 MW zeigt, können die derzeit installierten regenerativen Energien keine Versorgungssicherheit gewährleisten. Die bisherige Differenz erhöht sich bis zum Jahr 2035 von 36 MW auf 54 MW. Ohne weitere Installation ist die Grundlast somit nicht zu decken. Betrachtet man die maximal mögliche Leistung, d.h.

6 Auswertung: Differenz zwischen Energieverbrauch und regenerativ erzeugter Energie

Installierte Leistung in kW	Bio-masse	Deponie-Klärgas	Photo-voltaik	Wasser-kraft	Summe
Allershausen	0	0	878	69	947
Attenkirchen	0	0	566	0	566
Au	0	0	1.391	0	1.391
Eching	0	4.800	1.129	0	5.929
Fahrenzhausen	0	0	800	1.420	2.220
Freising	732	0	2.654	40	3.425
Gammelsdorf	0	0	351	0	351
Haag	0	0	649	4.100	4.749
Hallbergmoos	0	0	2.172	0	2.172
Hohenkammer	256	0	1.708	160	2.124
Hörgertshausen	190	0	428	0	618
Kirchdorf	1.320	0	913	0	2.233
Kranzberg	620	0	1.080	2.250	3.950
Langenbach	171	0	528	0	699
Marzling	220	0	936	23	1.179
Mauern	0	0	470	0	470
Moosburg	0	250	1.233	23.000	24.483
Nandlstadt	8	0	1.040	0	1.048
Neufahrn	6.088	0	1.015	0	7.103
Paunzhausen	0	0	154	0	154
Rudelzhausen	198	0	1.361	0	1.559
Wang	0	0	377	26.400	26.777
Wolfersdorf	200	0	864	0	1.064
Zolling	20.000	0	930	0	20.930
<b>Landkreis Freising</b>	<b>30.003</b>	<b>5.050</b>	<b>23.627</b>	<b>57.462</b>	<b>116.141</b>

Tabelle 6.8: Installierte Leistung nach Kommunen.

bei voller Auslastung der PV-Anlagen und Wasserkraftwerke, werden mit 90 MW die derzeitige Grundlast getragen. Unter Einbeziehung der im Landkreis befindlichen, jedoch nicht mit lokalen Ressourcen betriebenen Kraftwerke in Zolling und Neufahrn, kann ein Wert von 116 MW erreicht werden. Damit kann die derzeitige Spitzenlast im Winter (117 MW) fast abgedeckt werden. Da Zeiten von maximaler Produktion und Spitzenlast selten zusammenfallen zeigt sich, dass zeitweise schon jetzt Überproduktionen möglich sind. Ein weiterer Ausbau von Erneuerbaren Energien ist auf Grundlage der nicht gedeckten Grundlast zwar nötig, jedoch müssen in Anbetracht von Überproduktionen Lösungen für die Verwendung des überschüssigen Stroms gefunden werden.

# 7 Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

## 7.1 Strom

### 7.1.1 Energiebetrachtung

In Kapitel 6.1 ist die bestehende Differenz zwischen aktuell jährlich regenerativ erzeugter elektrischer Energie und dem Stromverbrauch für den Landkreis Freising aufgezeigt. Ausgehend von den getroffenen Annahmen beträgt die im Jahr 2009 zu deckende Differenz ca. 564 GWh/a<sup>1</sup>. Im Jahr 2035 wird diese Differenz auf Grund der getroffenen Annahmen im Kapitel 3.1.2 und 6.1 bis zu 744 GWh/a<sup>2</sup> betragen. Mit den im Landkreis Freising vorhandenen Kapazitäten zur regenerativen Stromerzeugung ist bereits ein guter Anfang gemacht, jedoch muss der weitere Ausbau intensiv vorangetrieben werden, um eine regenerative Vollversorgung bis zum Jahr 2035 erreichen zu können. In den folgenden Abschnitten werden Maßnahmen aufgezeigt und erläutert, die zum Erreichen dieses Ziels nötig sind. Dazu wird zunächst darauf eingegangen, welche Kapazitäten notwendig wären, wenn jeweils nur auf eine Stromerzeugungsart zurückgegriffen werden würde. Im Anschluss daran folgt die Beschreibung einer Kombination von Maßnahmen, um die bestehende Lücke möglichst sinnvoll zu schließen.

#### Deckung des Energieverbrauchs durch einzelne Technologien

**Windkraft** Aus Tabelle 4.2.1 sind die Erträge verschiedener Windkraftanlagen abzulesen, wobei zur Berechnung der 100% Referenzertrag verwendet wird. Soll die ermittelte Lücke in der regenerativen Stromversorgung bezogen auf das Jahr 2009 alleine durch den Bau kleiner Windkraftanlagen vom Typ E 82 geschlossen werden, so müssen im Landkreis Freising 85 Anlagen dieser Bauart installiert werden. Bezogen auf das Jahr 2035 müssten 113 Anlagen errichtet werden. Werden hingegen alleine größere Anlagen des Typs E 101 installiert, sind dementsprechend 59 beziehungsweise 78 Anlagen erforderlich.

**Photovoltaik** Soll die Versorgungslücke rein mit Photovoltaik-Freiflächenanlagen gedeckt werden, so ist für das Jahr 2009 eine aufsummierte Anlagenfläche von 1.199 ha<sup>3</sup> erforderlich. Diese Berechnung basiert auf einem mittleren Ertrag im Landkreis Freising von 1.035 kWh/kW<sub>p</sub> und einer mittleren Flächenleistung von 22 m<sup>2</sup>/kW<sub>p</sub>, siehe Tabelle 4.2. Im Jahr 2035 wäre bereits eine Fläche von 1.581 ha<sup>4</sup> nötig. Für eine Deckung der Differenz ausschließlich mit

---

<sup>1</sup>ca. 442 GWh/a mit Zolling und Neufahrn

<sup>2</sup>ca. 622 GWh/a mit Zolling und Neufahrn

<sup>3</sup>940 ha mit Zolling und Neufahrn

<sup>4</sup>1.322 ha mit Zolling und Neufahrn

## 7 Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

Photovoltaik-Dachanlagen muss die im Landkreis Freising zur Verfügung stehende, für PV-Anlagen geeignete Dachfläche abgeschätzt werden. Im Landkreis Freising stehen rund 37.000 Wohnhäuser. Bis 2035 wird die Zahl leicht ansteigen und im Folgenden wird von ca. 40.000 Wohnhäusern ausgegangen. Die durchschnittliche gesamte Dachfläche beträgt 180 m<sup>2</sup>. Rund ein Drittel<sup>5</sup> der gesamten Dachfläche ist zur Nutzung für Photovoltaik-Anlagen geeignet. Dies entspricht einer nutzbaren Gesamtfläche von 240 ha. Rund 15% dieser Dachflächen werden bereits für PV-Anlagen genutzt, damit beträgt das Potential an weiterer Ausbaufäche 204 ha. Nimmt man an, dass zusätzlich 50 Großflächen-Dachanlagen mit 400 m<sup>2</sup> auf beispielsweise Scheunendächern oder Sporthallen möglich sind, ergeben sich weitere 2 ha. PV-Dachanlagen im Landkreis Freising liefern einen mittleren jährlichen Ertrag von 945 kWh/kW<sub>p</sub> und die Flächenleistung beträgt auf Grund höherwertiger Module im Vergleich zu Freiflächenanlagen rund 8 m<sup>2</sup>/kW<sub>p</sub>, siehe Kapitel 4.1.3. Basierend auf den getroffenen Annahmen liegt somit das Ausbaupotential für PV-Dachanlagen im Landkreis Freising bei 243 GWh/a. Dies entspricht 43%<sup>6</sup> der zu deckenden Differenz im Jahr 2009 beziehungsweise 33%<sup>7</sup> im Jahr 2035.

**Wasserkraft und Biomasse** Die aufgezeigten Potentiale in der Wasserkraft und Biomasse reichen zur vollständigen Deckung der Differenz nicht aus. Es wird jedoch empfohlen, beide Potentiale auszureizen, da beide Technologien regenerativ Grundlast bereitstellen können. Die Wasserkraft bietet ein Ausbaupotential von 33 GWh/a, siehe Kapitel 4.3.3. Hierbei wird die Modernisierung bestehender Anlagen nicht berücksichtigt, da die Wirtschaftlichkeit hier oft nicht gegeben und somit für den Kraftwerksbetreiber unattraktiv ist. Denkbar wären jedoch Anreizsysteme seitens des Landkreises, die eine Modernisierung der Anlagen fördern. In das bezifferte Potential einbezogen ist hingegen der Bau von zehn Kleinwasserkraftwerken, beschrieben in Kapitel 4.3.2, mit einer Leistung von jeweils 30 kW. Mit Biomasse ist es möglich, weitere 38 GWh/a zur Deckung beizutragen. Diese stammen aus der nachhaltigen Nutzung von Holz aus den Wäldern des Landkreises. Zur Stromerzeugung verbrennt werden kann dieses Holz in den Holzverbrennungsanlagen in Zolling oder Neufahrn. Um das Prinzip der Nachhaltigkeit nicht zu verletzen, dürfen jedoch nur maximal 38 GWh/a in die Bilanz aufgenommen werden, vergleiche Kapitel 4.4.3. Das Potential zur Stromerzeugung in Biogasanlagen ist, wie in Kapitel 4.4 beschrieben, bereits weitgehend ausgeschöpft, sofern nicht auf Ackerflächen zurückgegriffen wird, die aktuell für die Nahrungsmittelproduktion genutzt werden.

### Vorgeschlagene Maßnahmen

Es ist nun erforderlich, eine Kombination aus den verschiedenen Stromerzeugungsarten zu finden, die sich unter den aufgezeigten Nebenbedingungen optimal gestaltet. Dabei bieten die Stromgestehungskosten, aufgelistet in Tabelle 5.1, eine gute Vergleichbarkeit für die einzelnen Technologien<sup>8</sup>. Daraus wird ersichtlich, dass der Ausbau vor allem durch Windkraft erfolgen sollte. Dies ist zum einen daraus abzuleiten, dass dem Landkreis zur regenerativen Erzeugung von Strom nur die Potentiale Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik und Windkraft zur Verfü-

<sup>5</sup>Dieser Wert wurde für Energiekonzepte in Starnberg und Ebersberg ermittelt.

<sup>6</sup>55% mit Zolling und Neufahrn

<sup>7</sup>39% mit Zolling und Neufahrn

<sup>8</sup>Die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten wurde bereits im Kapitel 5.4.2 erläutert. Diese beinhalten alle Kosten einer Technologie über ihren kompletten Lebenszyklus gesehen.

## 7 Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

gung stehen. Zum anderen überzeugt die Windkraft durch die wesentlich geringeren Stromgestehungskosten, den geringeren Flächenverbrauch gegenüber PV-Anlagen und die kurzen energetischen Amortisationszeiten 4.2.1. Daher werden Windkraftanlagen im Landkreis Freising eine zentrale Rolle zur Erreichung einer regenerativen Stromversorgung bis 2035 einnehmen müssen.

In jedem Fall sollten jedoch die Potentiale von Biomasse und Wasserkraft ausgeschöpft werden. Wie gezeigt sind hier weitere 38 GWh/a beziehungsweise 33 GWh/a erreichbar. Weitere Ausführungsmöglichkeiten werden durch nachfolgendes Beispielszenario dargestellt. Durch die Einstellung der Förderung von PV-Freiflächenanlagen ist davon auszugehen, dass deren Ausbau in den nächsten Jahren nicht mehr voran getrieben wird. Ein wirtschaftlicher Betrieb einer Freiflächenanlage wäre erst dann wieder möglich, wenn die Preise für die Module weiter sinken und der Strompreis deutlich steigt. Für den Einsatz der Photovoltaik werden demnach nur die möglichen Dachflächen veranschlagt. Von den in Abschnitt 7.1.1 berechneten 204 ha zur Verfügung stehender, geeigneter Dachflächen auf Wohnhäusern werden sinnvoller Weise 20% für Solarthermie genutzt, siehe Kapitel 7.2.2. Damit stehen für den Ausbau von PV-Dachanlagen weitere 163 ha auf Wohnhäusern plus weitere 2 ha an Großflächen-Dachanlagen auf beispielsweise Scheunen und Hallendächer zur Verfügung. Diese 165 ha tragen bei voller Ausnutzung 195 GWh/a zur Stromversorgung bei. Um diesen Ausbau zu realisieren, muss jedoch viel Überzeugungsarbeit bei den Hausbesitzern geleistet werden, unter Umständen kombiniert mit regionalen Förderungen. Des Weiteren kann von einer Installation von 20 Kleinwindkraftanlagen mit insgesamt 3 GWh/a ausgegangen werden, da eine zukünftige Förderung von Bund und Ländern zu erwarten ist 4.2.1.

In Abschnitt 6.1.3 ist die Lücke in der Stromversorgung mit 564 GWh/a im Jahr 2009 und mit 744 GWh/a im Jahr 2035 beziffert. Werden die gerade beschriebenen Maßnahmen umgesetzt, besteht weiterhin eine Differenz von 295 GWh/a<sup>9</sup> im Jahr 2009 und 475 GWh/a<sup>10</sup> im Jahr 2035. Diese verbleibende Differenz kann regenerativ und nachhaltig nur durch den Bau von Windkraftanlagen gedeckt werden. Daher ist die Anzahl benötigter Windkraftanlagen anhand der Leistungswerte aus Tabelle 4.2.1 zu berechnen. Es ergeben sich somit 31 Anlagen vom Typ E101 oder alternativ 45 Anlagen vom Typ E82 für das Jahr 2009. Berücksichtigt man zusätzlich die elektrische Energieerzeugung durch Holzverbrennung in Zolling und Neufahrn, obwohl dieses Potential nicht nachhaltig aus dem Landkreis Freising gewonnenen wird, so reduziert sich die benötigte Zahl an Windkraftanlagen für das Jahr 2009 auf 26 vom Typ E101 beziehungsweise auf 37 vom Typ E82. Bis zum Jahr 2035 müssen somit 50 Windkraftanlagen des Typs E101 beziehungsweise alternativ 72 Anlagen des Typs E82 gebaut werden. Berücksichtigt man wie zuvor auch hier die Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn, so reduziert sich die Anzahl auf 41 Anlagen des Typs E101 beziehungsweise 59 Anlagen des Typs E82. An den benötigten Anlagen je Anlagentyp ist sehr gut ersichtlich, dass die größeren Anlage wesentlich vorteilhafter sind als die kleinen, da sie bei gleicher Leistung wesentlich mehr Ertrag bieten. Darüber hinaus kann in Betracht gezogen werden, Windkraftanlagen mit noch höherer Nabenhöhe im Vergleich zu der beispielhaft aufgeführten Anlage E101 der Firma Enercon zu installieren. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse erfolgt in Tabelle 7.1.1.

---

<sup>9</sup>173 GWh/a mit Zolling und Neufahrn

<sup>10</sup>353 GWh/a mit Zolling und Neufahrn

## 7 Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

	2009		2035	
<b>Differenz</b>	<b>564</b>	<b>GWh</b>	<b>744</b>	<b>GWh</b>
Wasserkraft	33	GWh	33	GWh
Biomasse	38	GWh	38	GWh
Photovoltaik	195	GWh	195	GWh
Kleinwindkraft	3	GWh	3	GWh
<b>Weiterhin Bestehende Differenz</b>	<b>295</b>	<b>GWh</b>	<b>475</b>	<b>GWh</b>
Deckung durch Windkraftwerke				
Enercon E82	45	Anlagen	72	Anlagen
Enercon E101	31	Anlagen	50	Anlagen

Tabelle 7.1: Zusammenfassung der getroffenen Maßnahmen zur Deckung des Stromverbrauchs (ohne Berücksichtigung der Kraftwerke Zolling und Neufahrn).

### 7.1.2 Leistungsbetrachtung

Neben der Energiebetrachtung stellt die Leistungsbetrachtung eine ebenso wichtige Problemstellung in einem Stromnetz dar. Hier gilt es zu klären, inwiefern die regenerative Erzeugungsfähigkeit ist, sowohl die benötigte Grundlast als auch die Spitzenlasten abzudecken. Da generell nur Biomasse und Wasserkraftwerke zur Deckung der Grundlast in Frage kommen, muss eine genaue Analyse der im Energiebereich getroffenen Maßnahmen erfolgen. Wie in der Auswertung in Kapitel 6.2.2 gezeigt, ist es bereits mit der Situation aus 2009 nicht möglich, die Grundlast mittels regenerativer Erzeugungsmethoden vollständig zu decken (exklusive Zolling und Neufahrn). Daher wird nun analysiert, welche Implikationen die getroffenen Maßnahmen durch den Ausbau von Photovoltaik, Wasser-, Wind- und Biomassekraftwerken auf die Grundlast haben. Wie zuvor erwähnt, sind nur Wasser und Biomasse grundlastfähig. Windkraftanlagen sind auf Grund ihrer hohen Fluktuation im Leistungsbereich und der hohen Gradienten 4.2.2 nicht grundlastfähig und stellen eine enorme stochastische Größe in der Netzplanung dar. Photovoltaik-Anlagen erzeugen bei Sonnenschein rund drei Mal so viel Strom wie bei Bewölkung. Im Folgenden 7.2 befindet sich eine Auflistung des Leistungspotentials nach Durchführung der vorgeschlagenen Maßnahmen. Dabei wird in einem ersten Schritt untersucht, welche Auswirkungen der Ausbau des in Abschnitt 7.1.1 beschriebenen Potentials von Wasserkraft, Biomasse und PV-Dachanlagen auf die Leistungsbilanz hat.

Zu sehen ist, dass selbst nach dem Ausbau des Potentials von Wasserkraft und Biomasse die nachts benötigte Grundlast für das Jahr 2009 (und somit auch für das Jahr 2035) nicht gedeckt werden kann. Tagsüber wird hingegen bereits bei Bewölkung die Spitzenlast abgedeckt. Scheint darüber hinaus die Sonne, produzieren die Photovoltaik-Anlagen deutlich mehr Strom, als gebraucht wird. Diese Zahlen beinhalten noch nicht die Windkraft, die zusätzlich nötig ist, um im Jahresverlauf genügend Energie zu erzeugen. Aus dieser Leistungsbetrachtung wird

## 7 Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

	Szenario 1 (ohne Zolling/Neufahrn)			Szenario 2 (mit Zolling/Neufahrn)		
<b>Aktuell</b>	in MW			in MW		
	Wasserkraft		39	Wasserkraft		39
	Biomasse		4	Biomasse		30
<b>Ausbau</b>						
	Wasserkraft		3,6	Wasserkraft		3,6
	Biomasse		4,8	Biomasse		4,8
<b>Abgedeckte Grundlast</b>	<b>51,4</b>			<b>77,4</b>		
<b>PV Anlagen</b>						
	Sonne	Bewölkt	Nacht	Sonne	Bewölkt	Nacht
- Bestehend	23,6	7,1	0	23,6	7,1	0
- Ausbau	243,8	81,3	0	243,8	81,3	0
<b>Abgedeckte Grundlast</b>	<b>318,8</b>	<b>139,8</b>	<b>51,4</b>	<b>344,8</b>	<b>165,8</b>	<b>77,4</b>

Tabelle 7.2: Auswirkung der vorgeschlagenen Maßnahmen auf die Leistungsbetrachtung.

somit bereits die große Herausforderung für den Landkreis deutlich. Bevor mögliche Lösungen diskutiert werden, wird die Windkraft mit in die Leistungsbilanz aufgenommen. Basierend auf der in Abschnitt 7.1.1 berechneten Anzahl an benötigten Windkraftanlagen werden in Tabelle 7.1.2 die damit installierten Leistungen aufgelistet. Anhand dieser Zahlen wird deutlich, dass möglichst Windkraftanlagen mit hoher Nabenhöhe gebaut werden sollten, da diese bei gleicher installierter Leistung einen höheren Ertrag liefern und somit weniger Spitzenleistung installiert werden muss. Weniger installierte Spitzenleistung minimiert die Leistungsschwankungen. Durch den Bau von 72 E82 Anlagen bis zum Jahr 2035 wären Spitzenlasten von 216 MW alleine durch Windkraft möglich.

	2009		2035	
Windenergie	Anlagen	<b>Peak-Leistung</b>	Anlagen	<b>Peak-Leistung</b>
E101 (3 MW)	31	<b>93</b>	50	<b>150</b>
E82 (3 MW)	45	<b>135</b>	72	<b>216</b>

Tabelle 7.3: Leistungsbetrachtung unter Einbeziehung der vorgeschlagenen Windkraftanlagen.

Die Herausforderung für den Landkreis Freising auf dem Weg zur vollständig regenerativen Stromversorgung besteht somit darin, die benötigte Grundlast zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen, Spitzenlasten bereitzustellen wenn diese gebraucht werden und Überproduktionen abzufangen. Dazu stehen grundsätzlich vier Möglichkeiten zur Verfügung:

- Bereitstellung von fossilen Kraftwerken
- Einkauf/Verkauf von Strom an nationalen/internationalen Börsen

## 7 Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

- Anpassung des Stromverbrauchs an die Stromerzeugung (intelligentes Lastmanagement)
- Speicherung elektrischer Energie bei Überproduktion und Rückspeisung ins Netz bei Strombedarf

Die Bereitstellung von fossilen Kraftwerken ist keine Option auf dem Weg zur vollständig regenerativen Stromversorgung. Der Einkauf und Verkauf von Strom löst nicht das Problem großer Über- und Unterproduktion und der daraus resultierenden Anforderungen an das Netz. Darüber hinaus widerspricht dieser Ansatz dem Ziel der eigenständigen, nachhaltigen Stromversorgung. Ein intelligentes Lastmanagement hat das Ziel, den Verbrauch der Stromerzeugung anzupassen und sollte auf jeden Fall verfolgt werden, wird aber die zeitliche Differenz zwischen Stromerzeugung und Strombedarf lediglich glätten, nicht aber schließen können. Somit muss im Landkreis eine Speicherinfrastruktur aufgebaut werden, die überschüssige Energie aus Photovoltaik und Windkraftanlagen aufnehmen und bei Bedarf wieder abgeben kann.

### Umgang mit Leistungsschwankungen ohne Speichertechnologien

Wie bereits gezeigt, kommt es im Landkreis Freising bei einer vollständigen Stromversorgung aus regenerativen Energien zu enormen Leistungsschwankungen. In einem ersten Schritt müssen daher die maximal möglichen Leistungsschwankungen minimiert werden. Dies gelingt, indem Windräder mit möglichst hoher Nabenhöhe und somit hohem Ertrag pro installiertem Megawatt Leistung installiert werden. Eine Enercon E101 liefert im Landkreis Freising rund 3.150 kWh/kW<sub>p</sub>, eine Enercon E82 dagegen rund 2.200 kWh/kW<sub>p</sub>. Vergleicht man diese Werte mit Photovoltaik-Anlagen, die rund 1.000 kWh/kW<sub>p</sub> liefern, ist der massive Ausbau von Photovoltaik unter Berücksichtigung der Leistungsbetrachtung weniger geeignet wie der verstärkte Ausbau von Windkraftanlagen, da deutlich mehr Spitzenleistung installiert werden muss, um den gleichen jährlichen Ertrag zu erzeugen. Im nächsten Schritt muss der Umgang mit der verbleibenden Stromüberproduktion beziehungsweise -unterproduktion geklärt werden. Eine Möglichkeit stellt der Verkauf von Strom bei Überproduktion dar. Dies würde jedoch dazu führen, dass das Netz einer starken Überbelastung standhalten muss. Da regenerative Energie deutschlandweit ausgebaut werden, muss in die Netzinfrastruktur investiert werden, damit diese Überbelastungen standhält. Darüber hinaus gibt es bereits heute Zeitfenster, in denen massive Überproduktion zu negativen Strompreisen und somit nicht nur zu unnötig produziertem Strom, sondern darüber hinaus zu zusätzlichen Kosten führt. Auf der anderen Seite muss bei nicht gedecktem Bedarf Strom eingekauft werden.

Sehr sinnvoll ist es, die Leistungsschwankungen durch intelligentes Lastmanagement zu minimieren. Dies gelingt, indem man den Stromverbrauch an die Stromerzeugung zeitlich anpasst. So können beispielsweise mit großen Energieverbrauchern, die ihren Strombedarf in einem gewissen Rahmen zeitlich flexibel steuern können, Verträge mit dem Ziel abgeschlossen werden, dass sie vorzugsweise Strom bei Überproduktion beziehen. Dies wäre beispielsweise mit Betreibern von großen Kühlhäusern möglich. Kühlhäuser können bei günstigem Strom (Überproduktion) heruntergekühlt werden. Auf Grund der guten Dämmung kann die Temperatur daraufhin für längere Zeit in einem erlaubten Intervall gehalten werden, bevor wieder gekühlt werden muss. Darüber hinaus kann der Aufbau eines *Smart-Grids*, wie in Kapitel 4.6.1 beschrieben, dazu beitragen, dass Geräte in Privathaushalten bei Stromüberproduktion arbeiten. Es ist zu erwarten, dass sich bis 2035 verschiedenste Technologien in diesem Bereich etabliert haben. Der Umfang

kann jedoch an dieser Stelle nicht genauer abgeschätzt werden. In Bezug auf Windenergie wird außerdem intensiv daran gearbeitet, dass durch die Vernetzung von einzelnen Windkraftanlagen und somit dem Zusammenschluss zu einem Cluster Windkraft grundlastfähig wird. Dieser Ansatz birgt großes Potential für die Zukunft und ist ausführlich in Kapitel 4.2.2 beschrieben.

### **Ausgleich von Leistungsschwankungen durch Speichertechnologien**

Ein Vergleich der benötigten installierten Leistung für eine vollständig regenerative Energieversorgung, Tabellen 7.2 und 7.1.2, und den im Landkreis benötigten Grund- und Spitzenlasten, Tabelle 6.2.1, zeigt, dass je nach Sonneneinstrahlung und Windverhältnissen eine zu geringe Leistung bereitgestellt wird oder massive Überproduktion stattfindet. So fehlen, basierend auf den vorgeschlagenen Maßnahmen, im Jahr 2035 in einer windstillen Nacht ohne Zolling und Neufahrn rund 50 MW und mit Zolling und Neufahrn rund 24 MW. Dagegen übersteigt die bereitgestellte Leistung die benötigte Leistung (ohne Zolling und Neufahrn) an einem sonnigen, windstillen Tag um rund 180 MW, an einem sonnigen und windigen Tag sogar um rund 330 MW (im optimalen Fall, dass nur große E101 Windkraftanlagen installiert sind). Diese Zahlen zeigen die Größenordnung des maximal möglichen Leistungsdefizits beziehungsweise -überschusses und machen deutlich, welche Speicherkapazitäten benötigt werden. Da volle Sonneneinstrahlung und Windauslastung nur selten zusammen fallen und der Landkreis Freising immer an das deutsche Stromnetz angeschlossen sein wird, wird eine Speicherinfrastruktur nicht diese vollen Leistungsschwankungen ausgleichen müssen. Auf der anderen Seite muss bedacht werden, dass jede Megawattstunde Überproduktion zu einem anderen Zeitpunkt fehlt. Die Speicherung ist immer mit Verlusten verbunden (70-80% Wirkungsgrad bei Pumpspeichern, Druckluftspeichern oder Batterien und 30% bei der Renewable-Power-Methane Technologie, siehe Kapitel 4.6), somit muss für jede zu speichernde Megawattstunde zusätzliche Erzeugungsleistung, also zusätzliche Windkraftanlagen, im Landkreis installiert werden. Der Ansatz des Landkreises sollte sein, eine Speicherinfrastruktur zu errichten, die zumindest den Großteil des im Jahresverlauf vorgefundenen Leistungsdefizits abdecken kann. Ein sehr optimistisches Ziel ist es, durch Maßnahmen wie Lastmanagement im Jahresverlauf größtenteils nur 50 MW über rund einen halben Tag speichern zu müssen. Dies entspricht einer Speicherkapazität von 600 MWh und somit einem mittelgroßen Pumpspeicherkraftwerk. Ein Pumpspeicherkraftwerk in dieser Größenordnung ist jedoch im Landkreis Freising nicht möglich. Wie in Kapitel 4.6.1 beschrieben, kommen aktuell Redox-Flow Batterien in Frage. In Zukunft werden voraussichtlich außerdem die adiabate Druckluftspeicherung und die Renewable-Power-Methane Technologie zur Verfügung stehen. 100 Redox-Flow Batteriemodule mit je 500 kW Leistung und 2,8 MWh Kapazität (Kosten: rund 100 Mio. EUR) könnten diese Leistung und im optimistischen Fall knapp die Hälfte der sinnvollen Speicherkapazität abdecken. Die adiabate Druckluftspeicherung ist im Landkreis Freising voraussichtlich nur im kleinem Maßstab möglich, da keine großen unterirdischen Kavernen bekannt sind und somit auf Tanks und Rohre zur Druckluftspeicherung zurückgegriffen werden müsste, siehe Kapitel 4.6.1. Sehr attraktiv ist die noch in der Entwicklungsphase befindliche Renewable-Power-Methane Technologie, siehe Kapitel 4.6.1. Dies ist die einzige Technologie, die das Potential hat, Kapazitäten im Gigawattstundenbereich über mehrere Wochen zu speichern und somit die volle benötigte Speicherkapazität im Landkreis Freising abzudecken. Der maßgebliche Nachteil dieser Technologie ist jedoch der maximal mögliche Wirkungsgrad in der Größenordnung von 30%. Somit müssen für jede Megawattstunde, die mit

dieser Technologie gespeichert wird, etwas mehr als 3 Megawattstunden erzeugt werden. Damit stößt man im Landkreis an die Grenze der nachhaltig und erneuerbar erzeugbaren Energiemenge. Die Ausarbeitung eines Konzepts zum Aufbau einer Speichertechnologie im Landkreis Freising kann sinnvoll erst gegen Ende dieses Jahrzehnts durchgeführt werden. Erst dann wird das wirkliche Potential und die damit verbundenen Kosten von adiabaten Druckluftspeichern und der Renewable-Power-Methane Technologie bekannt sein. Außerdem wird bis dahin die Weiterentwicklung von Redox-Flow-Batterien entscheidend vorangetrieben worden sein.

## 7.2 Wärme

Zuletzt soll untersucht werden, wie die im Jahr 2009 bestehende Differenz von 1.655 GWh/a und für 2035 prognostizierte Differenz von 1.825 GWh/a zwischen Wärmeproduktion und dem Verbrauch zu decken ist (Zahlen jeweils ohne Zolling und Neufahrn). Die Wärmeenergie durch regenerative Energieträger zu decken, gestaltet sich im Landkreis Freising wesentlich schwieriger als den benötigten Strom zu erzeugen. Der Wärmeverbrauch wird wesentlich durch die Haushalte beeinflusst.

### 7.2.1 Einsparung im Bereich der Privathaushalte

#### Modernisierung ohne Förderung der Haushalte

In Kapitel 4.7.2 werden Maßnahmen und Szenarien vorgestellt, die den allgemeinen Wärmeverbrauch von Häusern senken. Dabei wurde erläutert, dass vor allem die Häuser mit Baujahr vor 1978 modernisiert werden sollten, da diese in der Regel über keine nennenswerte Dämmung und veraltete Heizanlagen verfügen. Eine realistische Annahme stellt dabei eine Modernisierungsrate von 2% pro Jahr dar, falls keine weiteren Anstrengungen durch den Landkreis unternommen werden, die diese Quote beispielsweise durch Fördermaßnahmen erhöhen. Dies würde eine Reduktion des Wärmeenergieverbrauchs von 21,6 GWh/a bedeuten. Da pro Jahr von einem Zuwachs des Energieverbrauchs von 7,0 GWh/a auszugehen ist, würde dies eine jährliche Nettoeinsparung von 14,6 GWh bedeuten, was bis zum Jahr 2035 einer jährlichen Gesamteinsparung gegenüber heute von 350,4 GWh/a entspricht. Die verbleibende Differenz im Jahr 2035 zwischen regenerativer Wärmeerzeugung und Verbrauch belief sich in diesem Szenario somit auf 1.474,6 GWh/a .

#### Modernisierung mit Förderung der Haushalte

Geht man davon aus, dass der Landkreis oder andere Einrichtungen die Sanierung von Häusern entsprechend mit finanziellen Mitteln unterstützen, kann die natürliche Modernisierungsrate positiv beeinflusst und angehoben werden. Mit einer jährlichen Modernisierungsrate von 4,17% des Bestands von vor 1978 ist dieser Bestand bis zum Jahr 2035 komplett saniert. Eine Rate von 4,17% bedeutet auf der Grundlage des berechneten Potentials in Kapitel 4.7.2 eine jährliche Einsparung von 45,0 GWh/a. Abzüglich des zusätzlichen Wärmebedarfs von 7,0 GWh/a durch Neubauten ergibt sich somit eine jährliche Nettoeinsparung von 38,0 GWh/a und somit bis 2035 ein Einsparungspotential von 912,0 GWh/a. Dieses Szenario 2 mit einer gesteigerten Rate reduziert somit die Differenz zwischen Wärmeerzeugung und Verbrauch auf 913,0 GWh/a.

Dieser verbleibende Wärmebedarf muss regenerativ mittels Solarthermie, solarer Nahwärme, Kräfte-Wärme-Kopplung in Biogasanlagen oder Holzverbrennung, beispielsweise in Hackschnitzelheizanlagen, gedeckt werden.

### 7.2.2 Erhöhung der Produktion von Wärmeenergie

Im Landkreis ist ein Potential von etwa 173,5 GWh/a durch Holzverbrennung möglich, siehe Kapitel 4.4.3. Die Erzeugung von Wärme sollte jedoch nicht höher als das genannte Potential sein, da der Landkreis sonst Holz von außen beziehen müsste. Dies stellt, wie bereits erwähnt, keine Grundlage für einen autarken Landkreis dar. Es ist davon auszugehen, dass das Potential vollständig ausgenutzt wird, da es zum Beispiel durch die Kraftwerke Zolling und Neufahrn bereits überschritten wird. Generell ist bei der Erzeugung aus Holz eine dezentrale Lösung beispielsweise durch Hackschnitzelheizanlagen zu präferieren, da die Wärme dezentral besser und deutlich effektiver verteilt werden kann.

Als weiteres Potential ist die Solarthermie zu nennen. Mit den bereits installierten Anlagen wird im Landkreis Freising eine Wärmemenge von rund 25,0 GWh/a produziert. Diese Erzeugungsmenge muss stark ausgebaut werden, da die Möglichkeiten zur regenerativen Stromerzeugung im Landkreis Freising sehr begrenzt sind und die Solarthermie für die Wärmeengewinnung eine sehr effiziente Methode darstellt. In Kapitel 7.1.1 werden 80% der geeigneten Dachflächen im Landkreis für PV-Anlagen veranschlagt. 20% dieser Dachflächen werden für Solarthermie vorgesehen. Dieser Wert resultiert aus der Überlegung, dass ein durchschnittliches Wohnhaus eine Dachfläche von 180 m<sup>2</sup> hat und im gesamten Landkreis ein Drittel der aufsummierten gesamten Dachflächen für Solarthermie beziehungsweise Photovoltaik geeignet sind. Somit sind im Mittel 60 m<sup>2</sup> pro Dach geeignet. 12 m<sup>2</sup> und somit 20% davon sind eine optimale Größe zur Warmwasserversorgung und Heizungsunterstützung eines durchschnittlichen 4-Personen-Haushalts, siehe Kapitel 4.5.1. Die vorgesehenen 20% der gesamten geeigneten, noch freien Dachflächen im Landkreis entsprechen 40,8 ha. Mit einem durchschnittlichen Ertrag von 525 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr, siehe Kapitel 4.5.2, ergibt sich somit ein Ausbaupotential von 214,2 GWh/a. Um die im Sommer überschüssig gewonnene Wärmeenergie im Winter nutzen zu können, muss der Aufbau von solaren Nahwärmenetzen in Kombination mit saisonalen Wärmespeichern gefördert werden. Ein solches Netz wird mittlerweile erfolgreich in Attenkirchen betrieben (siehe 4.5.4). Relativ einfach lässt sich ein solches Nahwärmenetz in einem Neubaugebiet aufbauen, indem die zukünftigen Hausbesitzer dazu verpflichtet werden, die Nahwärme abzunehmen. Ein in Moosburg erfolgreich umgesetzter Ansatz, um ein Nahwärmenetz in einer bestehenden Siedlung aufzubauen, ist die Gewinnung eines Großabnehmers, der eine gewisse Grundwärmemenge abnimmt, mit der das Nahwärmenetz bereits rentabel ist. Dies kann beispielsweise ein kommunales Gebäude wie eine Schule oder alternativ auch ein Unternehmen sein. Ist der wirtschaftliche Betrieb des Nahwärmenetzes einmal gesichert, können Schritt für Schritt Privathäuser angeschlossen werden. Tiefengeothermie wird in dieser Arbeit nicht weiter behandelt, da im Landkreis Freising keine geeigneten Stellen bekannt sind. Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie zur Warmwasserbereitstellung und Heizungsunterstützung muss hingegen gefördert und weiter ausgebaut werden. An dieser Stelle ebenfalls zu berücksichtigen ist die in Kapitel 4.6.1 beschriebene Technologie zur Gewinnung von Methangas aus überschüssigem Strom mittels Elektrolyse von Wasser und anschließender Methanisierung (Renewable-Power-Methane Technologie). Das somit regenerativ gewonnene Methangas kann dem bestehenden Erdgasnetz zugeführt werden und

in bereits installierten Gasheizungen zur Gebäudeheizung und Warmwasserversorgung genutzt werden. Diese Technologie wird jedoch erst in einigen Jahren kommerziell verfügbar sein.

### 7.2.3 Zusammenfassung der Wärmebetrachtung

Nutzt man das Potential der aktuell verfügbaren Technologien aus, liegt die Differenz zwischen Wärmeerzeugung aus regenerativen Energieträgern und Wärmeverbrauch im Jahr 2035 weiterhin bei etwa 1086,9 GWh/a (2% Modernisierungsrate) beziehungsweise 525,3 GWh/a (4,17% Modernisierungsrate). Anhand dieser Zahlen wird deutlich, dass die Wärmeinsparung durch Modernisierungsmaßnahmen im Gebäudebestand die größte Stellschraube zur Schließung der Differenz ist. Wie bereits gezeigt, entfällt der Großteil des Wärmeverbrauchs im Landkreis auf die Privathaushalte. Durch die Steigerung der Modernisierungsrate kann die Differenz um einen erheblichen Anteil gesenkt werden. Diese Modernisierungsmaßnahmen müssen durch den Landkreis mittels geeigneter Förderprogramme intensiv vorangetrieben werden. Die restliche Differenz muss zukünftig durch das aus überschüssigem Strom gewonnene Methangas geschlossen werden.

## 7.3 Zusammenfassung: Maßnahmen zur vollständigen regenerativen Energieversorgung

Bei der Erstellung eines Konzepts zur Versorgung des Landkreises Freising ausschließlich mit erneuerbarer Energie muss eine kombinierte Betrachtung von elektrischer Energie, elektrischer Leistung und Wärmeenergie erfolgen. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Analyse hat gezeigt, dass Wasserkraft im Landkreis ein nur noch geringes Ausbaupotential besitzt. Gleiches gilt für die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse aus der Landwirtschaft, vorausgesetzt die zum heutigen Tage für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion genutzten Ackerflächen werden in Zukunft nicht für den Anbau von Energiepflanzen genutzt. Betrachtet man die Biomasse aus Holz, zeigt sich, dass in den Holzheizkraftwerken in Zolling und Neufahrn bereits heute jährlich eine Altholzmenge verbrannt wird, die die Menge an nachwachsendem Holz in den Wäldern vom Landkreis Freising übersteigt. Das Altholz für diese zwei Kraftwerke stammt zum Großteil aus benachbarten Landkreisen. Das im Landkreis Freising nachhaltig aus den Wäldern gewonnene nutzbare Holz sollte in erster Linie für die dezentrale Wärmeerzeugung genutzt werden, da in der regenerativen Vollversorgung mit Wärmeenergie die noch größere Herausforderung im Gegensatz zur Stromversorgung liegt. Ebenfalls in Konkurrenz zueinander stehen die verfügbaren Dachflächen für Photovoltaik und Solarthermie. Das Ziel muss hier sein, zunächst ein sinnvolles Maß an Fläche für Solarthermie zu nutzen, sodass der Großteil der Haushalte die benötigte Energie zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung durch Solarthermie decken kann. Dieser Anteil liegt bei rund 20% der geeigneten Dachflächen. Grund dafür ist, dass Wärme möglichst nah am Verbraucher erzeugt werden muss, da sonst die Verluste durch Transport die Erzeugung unrentabel machen. Großflächige Solarthermieanlagen machen dann Sinn, wenn sie in Kombination mit einem wirtschaftlichen Nahwärmenetz und einem saisonalen Wärmespeicher gebaut werden. Die verbleibende geeignete Dachfläche kann für den Ausbau von Photovoltaikanlagen genutzt werden. Diesem Ausbau ist grundsätzlich der Bau von Windkrafträdern vorzuziehen, da mit Windkrafträdern die gleiche Strommenge

## 7 Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

mit geringeren Kosten erzeugt werden kann und weniger installierte Spitzenleistung für den gleichen jährlichen Ertrag (Energienmenge) benötigt wird, was die Leistungsbilanz entspannt. Dass das Potential an geeigneten Dachflächen im Landkreis dennoch für die Stromerzeugung genutzt werden sollte, begründet sich darin, dass eine hohe zweistellige Anzahl an Windrädern im Landkreis Freising primär auf Grund der Akzeptanz in der Bevölkerung nicht realistisch ist. Neue PV-Freiflächenanlagen wären auf Grund der entfallenen Förderung in absehbarer Zeit nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben. Daraus resultiert, dass eine mittlere zweistellige Anzahl an Windkraftanlagen nötig ist, um den jährlichen Stromverbrauch decken zu können. Ein Vergleich der bereitgestellten Leistung, um im Jahresverlauf die benötigte Gesamtenergie zu erzeugen, mit der tages- und jahreszeitabhängigen benötigten Leistung zeigt, dass es Zeitpunkte großer Über- und Unterproduktion geben wird und darin die wesentliche Herausforderung einer vollständigen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien liegt. Um diese Herausforderung zu stemmen, muss die installierte Spitzenleistung bei gleichbleibender jährlich produzierter Energiemenge reduziert werden, was durch die bevorzugte Nutzung von Windkraft gegenüber Photovoltaik und den Bau möglichst hoher Windkraftträder an ertragreichen Standorten erreicht wird. Darüber hinaus müssen Maßnahmen angestoßen werden, Geräte und Großabnehmer, die in ihrem Strombedarf zeitlich flexibel sind, an die zeitabhängige Stromerzeugung anzupassen. Das verbleibende Leistungsdefizit muss mit Speichern abgefangen werden. Eine Analyse hat gezeigt, dass eine Speicherinfrastruktur im Landkreis Freising in einer Größenordnung, die nötig wäre, um vollständige Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bis 2035 nicht realistisch ist. Die Renewable-Power-Methane Technologie zur Erzeugung von Gas aus überschüssigem Strom gilt als großer Hoffnungsträger. Ist diese Technologie mit den geplanten Eigenschaften bis Ende des Jahrzehnts im großen Maßstab verfügbar, muss bedacht werden, dass sie im Landkreis Freising sowohl zur vollständigen Deckung des Wärmeenergiebedarfs als auch als großer Stromspeicher benötigt wird. Auf Grund des geringen Wirkungsgrads muss dann gleichzeitig die erzeugte Strommenge nochmals deutlich erhöht werden. Nach der Ausnutzung des Potentials von Wasser, Biomasse und Photovoltaik auf Hausdächern bleibt dafür nur der Bau weiterer Windkraftwerke sowie PV-Freiflächenanlagen. Eine vollständig regenerative Wärmeversorgung mit den bereits angesprochenen Potentialen aus Biomasse und Solarthermie sowie aus überschüssigem Strom erzeugtem Methangas ist nur möglich, wenn umfangreiche Modernisierungsmaßnahmen im privaten Gebäudebestand umgesetzt werden.

## 8 Fazit

Diese Studie zeigt, dass die angestrebte Energiewende im Landkreis Freising bis zum Jahr 2035 eine große Herausforderung darstellt. Dennoch bringt jeder einzelne Schritt, der in den kommenden 24 Jahren gemacht wird, den Landkreis ein Stück näher an das Ziel einer vollständig regenerativen Energieversorgung. Schon heute ist der Landkreis Freising bereits verhältnismäßig gut aufgestellt. Die jährlich benötigte elektrische Energie wird bereits zu über 50 Prozent regenerativ erzeugt. Das erste Ziel muss jetzt sein, genügend Kapazität zur Erzeugung regenerativer Energie aufzubauen, um im jährlichen Mittel den Strom- und Wärmebedarf decken zu können. Eine vollständig regenerative Stromversorgung ist ohne eine mittlere zweistellige Anzahl an Windkraftanlagen im Landkreis Freising nicht möglich. Der Aufbau dieser Kapazität an Windenergie stellt eine große Herausforderung dar und hier gilt es ausdauernde Überzeugungsarbeit zu leisten, um die Bürger von den Vorteilen dieser Energieform zu überzeugen und ihnen die Bedenken davor zu nehmen. Im Vergleich zur elektrischen Energie weitaus größer ist die Lücke zwischen Verbrauch und regenerativer Erzeugung von Wärmeenergie. Die große Herausforderung hier liegt in erster Linie darin, den Wärmeverbrauch privater Haushalte drastisch zu senken. Dazu müssen Förderkonzepte und Anreizsysteme entwickelt werden, die dazu führen, dass speziell der überwiegende Teil des privaten Gebäudebestands von vor 1978 zügig wärmetechnisch modernisiert wird. Parallel zur Installation von Windkraftanlagen und zu Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebereich gilt es, das zusätzlich noch vorhandene, wenn auch geringe Potential der Wasserkraft und Biomasse auf Grund ihrer Grundlastfähigkeit vollständig auszuschöpfen und die Hausbesitzer speziell zur Installation von Solarthermieanlagen aber auch von zusätzlichen Photovoltaikanlagen auf ihren Dächern zu animieren.

Die größte Herausforderung stellt jedoch erst der zweite Schritt dar, die zeitgerechte Bereitstellung des regenerativ erzeugten Stroms und somit die Berücksichtigung der Leistung im Gegensatz zu einer im jährlichen Mittel benötigten Energiemenge. Diese Studie zeigt, dass für eine gesicherte, vollständige und komplett eigenständige Versorgung mit regenerativer elektrischer Energie eine enorme Speicherkapazität nötig wäre, die mit aktuellen Technologien im Landkreis Freising nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Im Bereich der Speichertechnologien werden intensiv Lösungen entwickelt, die bis zum Ende des Jahrzehnts kommerziell verfügbar sein sollen. Große Hoffnungen beruhen dabei auf der Elektrolyse von Wasser zu Wasserstoff und der anschließenden Methanisierung zu Gas. Diese Technologie scheint grundsätzlich das Potential zu haben, die Speicherproblematik lösen zu können. Somit sollte der Landkreis Freising zunächst den Ausbau der regenerativen Energieerzeugung stark vorantreiben und gegen Ende des Jahrzehnts, wenn Speichertechnologien (weiter-)entwickelt, erprobt und die Kosten quantifiziert sind, eine Strategie zur Lösung der Speicherproblematik ausarbeiten. Jedoch kann schon heute damit begonnen werden, Maßnahmen zu initiieren, die den Stromverbrauch an die Stromerzeugung anpassen. Damit kann die benötigte Speicherkapazität reduziert werden. Es gilt zu bedenken, dass jede gespeicherte Energiemenge nur mit Verlusten wieder zurück ins Netz gespeist werden kann und somit mehr Energie erzeugt werden muss, als von den Endverbrauchern

benötigt wird. Sind die Potentiale aus Wasserkraft, Biomasse und Photovoltaik-Dachanlagen, wie im Szenario für den Landkreis Freising beschrieben, bis 2035 ausgereizt, bleibt nur der Bau weiterer Windkraftanlagen oder auf Grund der gestrichen Förderung auf absehbare Zeit unwirtschaftlichen Photovoltaik-Freiflächenanlagen.

Am Ende muss ein intelligenter Energie-Mix gefunden werden, da sonst eine Selbstversorgung nicht realisierbar ist. Dabei ist es auch wichtig kleine Maßnahmen umzusetzen, wie zum Beispiel den Bau von solaren Nahwärmenetzen und Kleinwasserkraftwerken oder der Stromerzeugung mit aus Klärschlamm gewonnenem Gas. Solche Pionierarbeit zeigt immer wieder deutlich, dass derartige Technologien Zukunftspotential besitzen und bereits vor Ort im Landkreis umgesetzt werden. Es muss nur Mut gefasst und damit begonnen werden, so dass sich diese Technologien entwickeln und für die breite Masse zur Verfügung gestellt werden können. Es ist wichtig, dass es Bürger vor Ort gibt, die mitdenken, die ihre eigenen Ideen einbringen und ihr Geld damit verdienen, in dem sie zum Ausbau regenerativer Energieerzeugung beitragen. Entscheidend für die erfolgreiche Umsetzung sämtlicher Maßnahmen auf dem Weg zur Energiewende ist die Unterstützung durch die Bevölkerung. Nur wenn die große Mehrheit der Bürger im Landkreis Freising bei jedem Windrad, bei jeder Biogasanlage und bei jedem Speicher immer den Vorteilen und Vorzügen mehr Gewicht schenken als den teilweise damit verbundenen individuellen Nachteilen durch das Erscheinungsbild, den Geruch oder den Geräuschpegel, wird die Wende hin zu einer regenerativen Energieversorgung vor Ort möglich sein. Dazu müssen die Bürger einbezogen und vor allem überzeugt werden. Dazu gehört auch, dass jeder am wirtschaftlichen Erfolg einer Technologie vor Ort teilhaben kann, indem er finanziell davon profitiert. Möglichkeiten und erfolgreiche Beispiele aus anderen Teilen Deutschlands sind an mehreren Stellen in dieser Studie aufgeführt. Darüber hinaus ist es wichtig, dass die hohen Investitionssummen zum überwiegenden Teil in die lokale Wirtschaft fließen, dass die Unternehmen und Handwerker vor Ort mit dem Bau und der Wartung von Anlagen betraut werden, davon profitieren und so Arbeitsplätze gesichert und geschaffen werden. Dass sich der Landkreis Freising das Ziel der Energiewende bis zum Jahr 2035 gesetzt hat, ist ein wichtiges Signal an die Bürger, um sich am zukünftigen Weg orientieren zu können. Wie eingangs beschrieben zählt dabei jeder Schritt, um der großen Herausforderung der vollständig regenerativen Energieversorgung ein Stück näher zu kommen.

# Glossar

## **Amortisationsdauer**

Verfahren der Investitionsrechnung: gibt die Rückflussdauer einer Investition in ein Projekt an

## **Cashflow**

Wirtschaftliche Messgröße: Zahlungsstrom eines Projekts in einer Periode (Nettozufluss liquider Mittel).

## **Contracting**

Übertragung eigener Aufgaben auf ein Dienstleistungsunternehmen (hier Fokus auf Finanzierungs-Contracting).

## **Eigenkapitalsurrogat**

Eigenkapital-ersetzende Finanzierungsformen (Mezzanine, Sicherheiten, etc.).

## **Energie**

physikalische Größe: Synonym zu Arbeit (in vorliegender Arbeit als Summe von Wärme und Strom).

## **Full-/Limited-/Non-Recourse Finanzierung**

Ausprägungen der Haftungsbeschränkung von Sponsoren bei einer Projektfinanzierung.

## **Grundlast**

Minimale Belastung eines Versorgungsnetzes (i.d.R. Stromnetz) über den Tagesverlauf.

## **Joint-Venture**

Gemeinschaftsunternehmen: Tochtergesellschaft von mindestens zwei rechtlich und wirtschaftlich getrennten Unternehmen.

## **Kapitalwert**

Betriebswirtschaftliche Kennzahl der Investitionsrechnung: auf einen Referenzzeitpunkt bezogener Wert einer Unternehmung.

## **Kraft-Wärme-Kopplung**

Benutzung der bei der Stromerzeugung anfallender Abwärme .

## **Leasing**

Nutzungsüberlassungsvertrag: nicht zwingend zu bilanzierende Finanzierungsalternative.

## **Leistung (elektrische)**

Elektrische Energie pro Zeit.

**Mezzanine**

Sammelbegriff für Mischform-Finanzierungsarten zwischen Eigen- und Fremdkapital.

**Primärenergie**

Energie, die mit den natürlich vorkommenden Energieformen oder Energieträgern zur Verfügung steht und noch keiner Umwandlung unterzogen ist, zum Beispiel solare Einstrahlung oder Rohöl.

**Private-Public-Partnership**

Kooperation öffentlicher und privater Wirtschaftssubjekte zur Erfüllung staatlicher Aufgaben.

**Repowering**

Ersetzen alter Anlagen zu Stromerzeugung durch neue Anlagen, i.d.R. mit höherem Wirkungsgrad.

**Smart Grid**

Intelligentes Stromnetz: kommunikative Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern und Verbrauchern zur Optimierung der Elektrizitätsversorgung.

**Spitzenlast**

Kurzzeitig auftretende Leistungsnachfragespitzen in Versorgungsnetzen (i.d.R. Stromnetze).

**Stromgestehungskosten**

Barwertäquivalente Kosten der Erzeugung von Nutzenergie (i.d.R. in EUR/MWh, Ct/kWh angegeben).

**Wirkungsgrad**

Verhältnis von abgegebener zu zugeführter Leistung.

# Abkürzungsverzeichnis

A/V Verhältnis	Kennzahl aus der Bauphysik: Verhältnis eines Geometrischen Körpers von Oberfläche zu Volumen
ALLGC	Stromgestehungskosten (Average Lifetime Levelized Generation Costs)
ASEW	Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BRD	Bundesrepublik Deutschland
CAES	Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage)
CCS	CO <sub>2</sub> - Abscheidung und Speicherung (Carbon Dioxid Capture and Storage)
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DCF	Kapitalwertmethode (Discounted Cash-Flow Methode)
DSCR	Schuldendienstdeckungsgrad (Debt Service Cover Ratio)
e.V.	eingetragener Verein
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare Energien Wärmegesetz
eG	Eingetragene Genossenschaft
EnEV	Energieeinsparverordnung
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
ExterneE Report	Externe Effekte Report
FFH-Gebiet	Fauna-Flora-Habitat (Schutzgebiet)
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GmbH & Co. KG	Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Compagnie Kommanditgesellschaft
GuD-KW	Gas- und Dampfturbinen Kraftwerk
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
IRR	Interner Zinsfuß (Internal Rate of Return)
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
IWR-Index	Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien Windertrags Index

KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KG	Kommanditgesellschaft
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LLCR	Loan Life Cover Ratio
LRZ	Leibniz-Rechenzentrum Garching bei München
MAP	Marktanreizprogramm
Mio.	Million
MIRR	Modifizierter Interner Zinsfuß (Modified Internal Rate of Return)
Mrd.	Milliarde
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NPV	Kapitalwert (Net Present Value)
PEM	Proton Exchange Membrane
PLCR	Project Life Cover Ratio
PV	Photovoltaik
RPM	Renewable Power Methane
SMES	Supraleitende Magnetische Energiespeicher
SNG	Erdgassubstitut (Substitute Natural Gas)
TU München	Technische Universität München
WFCMS	Wind Farm Cluster Management System
WKA	Windkraftanlage
ZAE	Zentrum für Angewandte Energieforschung Bayern
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung

# Symbolverzeichnis

## Leistung

W	Watt
$W_p$	Watt peak (Spitzenleistung)

## Energie

kWh	Kilowatt-Stunden
MWh	Megawatt-Stunden
GWh	Gigawatt-Stunden
TWh	Terawatt-Stunden

## Andere Einheiten

ct	Euro Cent
DM	Deutsche Mark
EUR	Euro
Fm	Festmeter (ca. 1 m <sup>3</sup> Festholz)
ha	Hektar = 10.000 m <sup>2</sup>
Hz	Herz - Einheit für Frequenz [1/s]
kg	Kilogramm
$kg_{atro}$	Kilogramm absolute Trockenmasse
m	Meter
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
min	Minute
$Q_{Ph}$	Wohnflächenspezifischer Heizenergiebedarf
s	Sekunde
t	Tonne = 1 000 kg
U	Umdrehung

**Präfix - Maßeinheiten**

h	Hekto	100
k	Kilo	1.000
M	Mega	1.000.000
G	Giga	1.000.000.000
T	Tera	1.000.000.000.000
P	Peta	1.000.000.000.000.000

# Abbildungsverzeichnis

3.1	Stromverbrauch im Landkreis Freising 2008 in GWh . . . . .	6
3.2	Einwohner nach Kommunen . . . . .	6
3.3	Stromverbrauch Bundesrepublik 2008 in Mrd. kWh . . . . .	7
3.4	Lastverlauf am 15.01.2010 in GW . . . . .	7
3.5	Lastverlauf am 15.07.2010 in GW . . . . .	8
3.6	Prognose Bevölkerung im Landkreis Freising in 1 000. . . . .	9
3.7	Primärenergieverbrauch in Deutschland in PJ. . . . .	10
3.8	Städtebauliche Merkmale und spezifische Wärmebedarfswerte (Heizwärme und Brauchwasser) von Siedlungstypen [8]. . . . .	11
4.1	Schwankung der Stromerzeugung einer PV-Anlage nach Tageszeit . . . . .	18
4.2	Monatliche Netzeinspeisung des Solardaches München-Riem . . . . .	19
4.3	Zeitliche Variation der Stromerzeugung der PV-Anlage des LRZ München . . . . .	20
4.4	Vergleichsauswertung von PV-Anlagen in Freising von 2003 und 2006 . . . . .	20
4.5	Entwicklung der Herstellungskosten für PV-Module seit 2007 . . . . .	21
4.6	Entwicklung der Herstellungskosten für PV-Module 2010 . . . . .	22
4.7	Entwicklung der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energie . . . . .	23
4.8	Entwicklung der Windkraft in der Bundesrepublik Deutschland . . . . .	27
4.9	Aufbau eines Windrads nach aktuellen Standards . . . . .	28
4.10	Beispielhafte Leistungskurve einer Windkraftanlage . . . . .	30
4.11	Modell einer modernen Kleinwindanlage . . . . .	30
4.12	Vergleich erzeugter Energie mit anderen konventionellen regenerativen Energieformen . . . . .	32
4.13	Windertrag gemessen an Hand des IWR-Index (5Jahre) für die Jahre 2003-2010 . . . . .	35
4.14	Windertrag gemessen an Hand des IWR-Index (5Jahre) auf Jahresbasis . . . . .	36
4.15	Leistungsschwankung deutscher Windkraftanlagen: Windenergieeinspeisung für das Jahr 2009 [57]. . . . .	37
4.16	Wildpoldsried mit seinen aus der Bürgerinitiative heraus entstandenen Windkraftanlagen . . . . .	39
4.17	Relevanz des Versorgungsunternehmens. . . . .	41
4.18	Wichtige Faktoren, die Berücksichtigung finden sollten. . . . .	42
4.19	Laufwasserkraftwerk . . . . .	44
4.20	Speicherkraftwerk . . . . .	44
4.21	Pumpspeicherkraftwerk . . . . .	44
4.22	Pelton-Turbine . . . . .	46
4.23	Francis-Turbine . . . . .	46
4.24	Kaplan-Turbine . . . . .	46

## Abbildungsverzeichnis

4.25	Anordnung des Schachtkraftwerks . . . . .	50
4.26	Ansicht des Modellversuchstandes mit geöffnetem Schacht . . . . .	51
4.27	Ansicht des Modellversuches in Betrieb . . . . .	52
4.28	Kohlenstoffdioxidkreislauf von Biomasse . . . . .	54
4.29	Übersicht Biomassenutzung zur Energieversorgung . . . . .	56
4.30	Schema einer solarthermischen Anlage . . . . .	65
4.31	Gegenüberstellung von Wärmebedarf und Ertrag einer solarthermischen Anlage	68
4.32	Lageplan der solaren Nahwärmeversorgung Attenkirchen . . . . .	71
4.33	Künstlich angelegtes Oberbecken des Pumpspeicherkraftwerks Rönkhausen. 140 MW Leistung, 690 MWh Kapazität [106]. . . . .	75
4.34	ADELE: Adiabater Druckluftspeicher zur elektrischen Energiespeicherung im Netzmaßstab. Derzeit wird eine erste Testanlage entwickelt [108]. . . . .	78
4.35	Weltweit erste Schwungradanlage mit 20 MW Leistung. Zu sehen ist die Anlage kurz vor der Fertigstellung [112]. . . . .	80
4.36	10 kW, 100 kWh Vanadium Redox Flow Modul CellCube FB 10-100 der Firma Cellstrom GmbH aus Österreich [115]. . . . .	83
4.37	Schema zeigt das Konzept von Solarfuel zur Umwandlung von Wasser in Methangas.[120]. . . . . .	87
4.38	Wärmespeicher in Attenkirchen [103]. . . . .	92
4.39	Primärenergiebedarf nach Sektoren und Anwendungsarten . . . . .	96
4.40	Gebäudetypologie Deutschland . . . . .	99
4.41	Jährlicher Heizwärmebedarf nach Wärmeschutz-Standards . . . . .	100
4.42	Überblick Maßnahmenkombinationen . . . . .	104
4.43	Energiekosten . . . . .	105
4.44	Jährliche Renditen . . . . .	105
4.45	Absolute Renditen nach 15 Jahren . . . . .	106
4.46	Primärenergieverbrauch nach Standards . . . . .	107
4.47	Dämmstandards - Einfluss städtebaulicher Parameter . . . . .	109
4.48	Wohnflächenspezifischer Heizenergiebedarf . . . . .	109
4.49	Geschosszahl als energetischer Parameter . . . . .	110
4.50	Energieeinsparung durch Maßnahmen . . . . .	110
4.51	Investitionskosten zur Energieeinsparung . . . . .	111
5.1	Überblick Finanzierungsinstrumente . . . . .	114
5.2	Schema Unternehmens- versus Projektfinanzierung . . . . .	116
5.3	Phasen einer Projektfinanzierung . . . . .	117
5.4	Akteure einer Projektfinanzierung . . . . .	117
5.5	Risiken bei EE-Projekten . . . . .	119

# Tabellenverzeichnis

3.1	Mittlere Grund- und Spitzenlasten 2008. . . . .	10
3.2	Mittlere Grund- und Spitzenlasten 2035. . . . .	13
3.3	Wärmebedarfsabschätzung von Hohenkammer. . . . .	13
3.4	Wärmebedarfsabschätzung von Moosburg. . . . .	13
4.1	Modellabhängiger Vergleich der Stromgestehungskosten für Photovoltaik . . . . .	22
4.2	PV-Freiflächenanlagen im Landkreis Freising . . . . .	25
4.3	Entwicklung der Windkraftanlagen. . . . .	31
4.4	Gängige und häufig installierte Windkraftanlagen. . . . .	33
4.5	Vorgehensweise der Gemeinde Wildpoldsried. . . . .	40
4.6	Berechnung der Wirkungsgrade der Wasserkraftwerke im Landkreis Freising . . . . .	47
4.7	Ausbau-Mehrleistung der Wasserkraftwerke bei 90% Wirkungsgrad . . . . .	48
4.8	Mehrleistung der Wasserkraftwerke bei 90% Wirkungsgrad unter Benutzung des mittleren Durchfluss . . . . .	49
4.9	Potential ohne Modernisierungen. . . . .	53
4.10	Potential mit Modernisierungen. . . . .	53
4.11	Nutzung der landwirtschaftlichen Fläche im Landkreis Freising 2006 . . . . .	57
4.12	Potential der landwirtschaftlichen Flächen . . . . .	58
4.13	Gasertrag abzüglich Prozessenergie . . . . .	59
4.14	Landwirtschaftliche Potentiale zur Energieerzeugung . . . . .	59
4.15	Waldzusammensetzung . . . . .	59
4.16	Holzmassezuwachs . . . . .	60
4.17	Energieholzmenge . . . . .	60
4.18	Energieholzmenge aus Industrierestholz . . . . .	60
4.19	Energieholzmenge aus Altholz . . . . .	61
4.20	Gesamte Energieholzmenge . . . . .	61
4.21	Berechnung des energetischen Potentials in der Forstwirtschaft . . . . .	62
4.22	Potential Forstwirtschaft . . . . .	62
4.23	Übersicht Potential aus Landwirtschaft und Biomasse . . . . .	62
4.24	Gesamtes energetisches Potential . . . . .	63
4.25	Potential der Landwirtschaft bei Nutzung von 13 % der landwirtschaftlichen Fläche . . . . .	63
4.26	Wirtschaftlichkeit einer solarthermischen Anlage . . . . .	67
4.27	Anzahl der installierten solarthermischen Anlagen in der Gemeinde Moosburg . . . . .	69
4.28	Fläche der installierten solarthermischen Anlagen in der Gemeinde Moosburg. . . . .	70
4.29	Zukünftig relevante Speicher für den Tages- und Wochenlastausgleich . . . . .	90
4.30	Gebäudearten . . . . .	95
5.1	Stromgestehungskosten und Externe Kosten im Vergleich . . . . .	130

## Tabellenverzeichnis

5.2	Photovoltaik – Freiflächenanlagen. . . . .	131
5.3	Photovoltaik – Gebäudeanlagen. . . . .	131
5.4	Biomasse – Vergütung für Stromerzeugung. . . . .	131
5.5	Biomasse – Boni. . . . .	132
5.6	Wasserkraft – Neuanlagen bis 5 MW. . . . .	132
5.7	Wasserkraft – modernisierte und revitalisierte Anlagen. . . . .	133
5.8	Wasserkraft – neue und erneuerte Anlagen über 5 MW. . . . .	133
5.9	Windenergie – Vergütungssätze. . . . .	133
6.1	Jährlicher Energieverbrauch im Landkreis Freising. . . . .	134
6.2	Regenerativ erzeugte Energie im Jahr 2009 nach Kommunen. . . . .	136
6.3	Angepasste und aggregierte regenerativ erzeugte Energie. . . . .	136
6.4	Lücke zwischen regenerativ erzeugter und benötigter elektrischer Energie. . . . .	137
6.5	Lücke zwischen regenerativ erzeugter und benötigter Wärmeenergie. . . . .	138
6.6	Benötigte Leistung zur Stromversorgung des Landkreis Freising. . . . .	139
6.7	Installierte Leistung im Landkreis Freising in Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung. . . . .	139
6.8	Installierte Leistung nach Kommunen. . . . .	140
7.1	Zusammenfassung der getroffenen Maßnahmen zur Deckung des Stromverbrauchs (ohne Berücksichtigung der Kraftwerke Zolling und Neufahrn). . . . .	144
7.2	Auswirkung der vorgeschlagenen Maßnahmen auf die Leistungsbetrachtung. . . . .	145
7.3	Leistungsbetrachtung unter Einbeziehung der vorgeschlagenen Windkraftanlagen. . . . .	145

# Literaturverzeichnis

- [1] Andreas Henze. Stromverbrauchsdaten Landkreis Freising 2007-2008, 2010.
- [2] Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung. Bevölkerung Gemeinden: Stichtage (letzten 6). <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/>, 07.03.2011 Stand 18:35 Uhr.
- [3] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Energieverbrauch in Deutschland: Daten für das 1.-4. Quartal 2009. <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=118&archiv&preview=true>, Stand 25.01.2011.
- [4] TenneT TSO GmbH. Lastverlauf Höchstspannungsnetz. [http://www.tennetso.de/pages/tennetso\\_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Jahreshoechstlast\\_und\\_Lastverlauf/Lastverlauf\\_Hoechstspannungsnetz/index.htm](http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Jahreshoechstlast_und_Lastverlauf/Lastverlauf_Hoechstspannungsnetz/index.htm), Stand 07.03.2011, 19:01 Uhr bis 21:12 Uhr.
- [5] Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung. Bevölkerungsvorausberechnungen: Kreise, Bevölkerung, Stichtage. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/>, 07.03.2011 Stand 18:38 Uhr.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Struktur des Energieverbrauchs Deutschland, Energiedaten Tabelle 5, März 2011.
- [7] Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030: Energieprognose 2009, März 2010.
- [8] T. Hausladen, G. und Hamacher. *Leitfaden Energienutzungsplan*. Bayrisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit, Februar 2011.
- [9] J. Hofmann. Energieverbrauch im gesamten Landkreis 2008, 2009.
- [10] Weltrekord: 41,1% Wirkungsgrad für Mehrfachsolarzellen. <http://www.pro-physik.de/Phy/print.do?laid=11414>, 09.07.2011.
- [11] Basiswissen Photovoltaik - Solarserver. <http://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/photovoltaik.html>, 10.07.2011.
- [12] Q-cells: Aktuelle Generation Solarzellen. Ausstellung auf der Intersolar München, 2011.
- [13] <http://www.ise.fraunhofer.de/presse-und-medien/presseinformationen/presseinformationen-2008/fraunhofer-ise-stellt-neuen-rekord-fuer>, 09.07.2011.
- [14] Private Communication: Markus Spinnler, Lehrstuhl für Thermodynamik, TU München.

## Literaturverzeichnis

- [15] <http://www.heise.de/tr/artikel/Billige-Solarenergie-durch-Festplatten-Knowhow-1247443.html>, 09.07.2011.
- [16] media mind GmbH & Co. KG. Solartechnologie in Bayern, 2011.
- [17] Mario Pagliaro, Giovanni Palmisano, and Rosaria Ciriminna. *Flexible Solar Cells*. Wiley, Oktober 2008.
- [18] Die Eigenstromzulage. SMA Solar TechnologyAG. <http://www.sma.de/de/produkte/knowledgebase/die-eigenstromzulage.html>, 10.07.2011.
- [19] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie. Bayerischer Solaratlas, August 2010.
- [20] Solardach München-Riem GmbH. Solardach München-Riem, Januar 2011.
- [21] Sunny-LRZ-Geb5 Erträge. <http://www.sunnyportal.com/sunny-portal/Templates/PublicPageOverview.aspx?plant=48c83438-91e1-4f07-9fdc-9ccef5047e00&page=ec345c00-73c3-4610-8546-2413a168969e&splang=de-DE>, 09.07.2011.
- [22] Sonnenkraft Freising e.V. PV-Daten der in Freising erfassten Anlagen. [http://www.sonnenkraft-freising.de/images/PVDATA\\_06-Vergleich.pdf](http://www.sonnenkraft-freising.de/images/PVDATA_06-Vergleich.pdf), 31.07.2011.
- [23] Photovoltaik - Wikipedia. <http://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaik>, 03.07.2011.
- [24] Solarserver. Photovoltaik-Preisentwicklung 2010. <http://www.solarserver.de/service-tools/photovoltaik-preisindex/photovoltaik-preisentwicklung-2010.html>, 03.07.2011.
- [25] Solarserver. Photovoltaik-Preisindex. <http://www.solarserver.de/service-tools/photovoltaik-preisindex.html>, 03.07.2011.
- [26] Solarenergieförderverein Bayern e.V. Kraftwerk Sonne, März 2009.
- [27] <http://www.niedrigenergieforum.de/energielexikon/photovoltaik-rechner/>, 09.07.2011.
- [28] Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme. Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Dez 2010.
- [29] Oerlikon Solar. Zweifacher Weltrekord für Oerlikon Solar. [http://www.oerlikon.com/ecomaXL/get\\_blob.php?name=100907\\_PressRelease\\_ThinFab\\_DE.pdf](http://www.oerlikon.com/ecomaXL/get_blob.php?name=100907_PressRelease_ThinFab_DE.pdf), 09.07.2011.
- [30] Gebäudeintegrierte Photovoltaik auf dem Weg zum Massenprodukt. [http://www.detail.de/artikel\\_photovoltaik-kostenentwicklung-eu\\_25810\\_De.htm](http://www.detail.de/artikel_photovoltaik-kostenentwicklung-eu_25810_De.htm), 10.07.2011.
- [31] <http://www.solarworld.de/produkte/produkte/solarmodule/technische-details/>, 30.09.2011.
- [32] Private Communication: Hans Stanglmair, 1. Vorsitzender Solarfreunde Moosburg e.V.

## Literaturverzeichnis

- [33] Private Communication: Johannes Hofmann, Landratsamt Freising.
- [34] Private Communication: Andreas Henze, Sonnenkraft Freising e.V.
- [35] Moosburg an der Isar - Wikipedia. [http://de.wikipedia.org/wiki/Moosburg\\_an\\_der\\_Isar](http://de.wikipedia.org/wiki/Moosburg_an_der_Isar), 10.07.2011.
- [36] Landkreis Freising - Wikipedia. [http://de.wikipedia.org/wiki/Landkreis\\_Freising](http://de.wikipedia.org/wiki/Landkreis_Freising), 10.07.2011.
- [37] Fraunhofer-Institute for Wind Energy and Energy System Technology Kassel. [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/02-03-01\\_Abschluss\\_DFbericht\\_EEG.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/02-03-01_Abschluss_DFbericht_EEG.pdf), 01.03.2002.
- [38] Bayerische Staatsregierung. Energieatlas Bayern. [http://www.energieatlas.bayern.de/thema\\_sonne/solarthermie.html](http://www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/solarthermie.html), 06.09.2011.
- [39] Bayerischer Rundfunk. Bericht des Bayerischen Rundfunks zmu geplantem Gesetzesentwurf des Bayerischen Umweltministeriums zur Aufstellung neuer Windkraftanlagen. <http://www.br-online.de/bayerisches-fernsehen/rundschau/energie-windraeder-soeder-ID1314951022544.xml>, 04.09.2011.
- [40] Münchner Merkur. Bericht des Münchner Merkurs zmu geplantem Gesetzesentwurf des Bayerischen Umweltministeriums zur Aufstellung neuer Windkraftanlagen. <http://www.merkur-online.de/nachrichten/politik/soeder-macht-sich-windkraft-stark-1388562.html>, 04.09.2011.
- [41] Verband Deutscher Elektrotechniker. Windkraftanlagenentwicklung in der Bundesrepublik Deutschland. <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/PublishingImages/Windenergie/Windentwicklung-1.JPG>, 06.09.2011.
- [42] Windkraftanlage - Wikipedia. <http://de.wikipedia.org/wiki/Windkraftanlage>, 06.09.2011.
- [43] Bundesverband WindEnergie e.V. <http://www.wind-energie.de/>, 06.09.2011.
- [44] Enercon. <http://www.enercon.de/>, 06.09.2011.
- [45] Wind Energy Market. <http://www.wind-energy-market.com/de/kleinwindanlagen/kleine-anlagen/einzelansicht/details/sp/notos-h40/>, 06.09.2011.
- [46] Bundesverband Kleinwindanlagen. <http://www.bundesverband-kleinwindanlagen.de/index.php?menuid=19>, 06.09.2011.
- [47] Verkehr und Technologie Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur. Bayerischer Windatlas. <http://www.verwaltung.bayern.de/egov-portlets/xview/Anlage/4015428/BayerischerWindatlas.pdf>, 01.08.2010.
- [48] M. Geuder. *Energetische Bewertung von Windkraftanlagen*. PhD thesis, Fachhochschule Würzburg-Schweinfurt, Schweinfurt, 2004.

## Literaturverzeichnis

- [49] R. Domrös. *Energetische Amortisationszeit von Windkraftanlagen auf der Basis der Prozesskostenanalyse*. PhD thesis, TU Berlin, Berlin, 1992.
- [50] Technische Universität München. [http://portal.mytum.de/pressestelle/pressemitteilungen/NewsArticle\\_20110328\\_114722](http://portal.mytum.de/pressestelle/pressemitteilungen/NewsArticle_20110328_114722), 28.03.2011.
- [51] Gemeinde Hallbergmoos. <http://www.hallbergmoos.de/>, 06.09.2011.
- [52] Deutsche Energieagentur GmbH. <http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/windenergie/grundlagen/wirtschaftlichkeit-von-windenergieanlagen.html>, 06.09.2011.
- [53] Windwärts Energie GmbH. <http://www.windwaerts.de>, 06.09.2011.
- [54] Internationels Wirtschaftsforum für Regenerative Energien. [http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index10\\_5jahre.htm](http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index10_5jahre.htm), 06.09.2011.
- [55] Windenergie - Wikipedia. <http://de.wikipedia.org/wiki/Windenergie>, 06.09.2011.
- [56] Europäisches Institut für Klima und Energie. <http://www.eike-klima-energie.eu/news-anzeige/windenergie-ist-eine-voellige-katastrophe/>, 20.09.2011.
- [57] EON. [www.eon.de](http://www.eon.de), 20.09.2011.
- [58] ElektroPraxis. <http://www.elektronikpraxis.vogel.de/stromversorgung/articles/257853/%20Cluster%20gleichen%20Schwankungen%20besser%20aus>, 20.09.2011.
- [59] Zeit. Wo der Wind regiert. [http://www.zeit.de/2004/34/T-Windr\\_8ader/seite-2](http://www.zeit.de/2004/34/T-Windr_8ader/seite-2), 20.09.2011.
- [60] Smart Meter. <http://www.smartmeters.com/the-news/446-ibm-bringing-smart-grid-to-malta.html>, 20.09.2011.
- [61] Wildpoldsried. <http://www.wildpoldsried.de/index.shtml#windkraft>, 06.09.2011.
- [62] SPD (Lankreis Dachau). <http://www.spd-kreis-dachau.de/2011/zwischenbilanz-zur-burgerbefragung-zur-windenergie/>, 20.09.2011.
- [63] Netzagentur für Windenergie. <http://www.windcomm.de/Downloads/Leitfaeden/Leitfaden-Buergerwindpark.pdf>, 06.09.2011.
- [64] Verein deutscher Ingenieure (VDI). Wie ziehe ich die Energie aus dem Wasser? <http://www.technik-welten.de/intro/energie/energiezentrum/erneuerbare-energien/wasserkraft/wasserkraftwerke.html>, 22.06.2011.
- [65] E.ON Wasserkraft GmbH. Wasserrad und Hightech-Turbine - Technisch das gleiche Prinzip. [http://www.eon-wasserkraft.com/pages/ewk\\_de/Energiefakten/Regenerative\\_Energie/Funktionsweise/Turbinenearten\\_-\\_Fallhoehe\\_entscheidet/index.htm](http://www.eon-wasserkraft.com/pages/ewk_de/Energiefakten/Regenerative_Energie/Funktionsweise/Turbinenearten_-_Fallhoehe_entscheidet/index.htm), 22.06.2011.

## Literaturverzeichnis

- [66] Deutsche Energieagentur GmbH (dena). *Renewables made in Germany: information about renewable energy sources and technology*. Dena, Berlin, 2007.
- [67] Martin Kaltschmitt, Andreas Wiese, and Wolfgang Streicher. *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Springer, Berlin ;, Hong Kong, 3., vollständig neu bearbeitete und erw edition, 2003.
- [68] Scheibe-Keßler H. Bergmann V. Die wichtigsten Turbinenarten. <http://www.energiesroute.de/wasser/turbinen.php>, 22.06.2011.
- [69] E.ON Wasserkraft GmbH. Strom aus dem Strom-der Wirkungsgrad ist unerreich. [http://www.eon-wasserkraft.com/pages/ewk\\_de/Energiefakten/Regenerative\\_Energie/Funktionsweise/Wasserkraftwerke\\_-\\_Pausenlos\\_im\\_Einsatz/index.htm](http://www.eon-wasserkraft.com/pages/ewk_de/Energiefakten/Regenerative_Energie/Funktionsweise/Wasserkraftwerke_-_Pausenlos_im_Einsatz/index.htm), 22.06.2011.
- [70] Landratsamt Freising. Der Landkreis Freising. <http://www.kreis-freising.de/landkreis/landkreisbuch/>, year = 22.06.2011.
- [71] Bayerische Elektrizitätswerke GmbH Rhein-Main-Donau AG E.ON Wasserkraft GmbH. Ausbaupotentiale Wasserkraft in Bayern. <http://www.lfu.bayern.de/wasser/wasserkraft/anlagenstatistik/doc/potentialstudie.pdf>, 22.06.2011.
- [72] Sepp Dr.-Ing. Rutschmann. Das Schachtkraftwerk. *TUM Campus 4/10*, 2010.
- [73] Sepp Geiger Barbier Dr.-Ing. Rutschmann. *Wasserkraftkonzept in vollständiger Unterwasseranordnung*. 2010.
- [74] Stadtwerke München GmbH (SWM). Wasserkraftanlagen Uppenbornwerke. <http://www.swm.de/dms/swm/dokumente/schulen/downloads/uppenbornwerke.pdf>, 22.06.2011.
- [75] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Blockheizkraftwerke. <http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/blockheizkraftwerke/blockheizkraftwerke.html>, 22.06.2011.
- [76] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Die Kohlenstoffdioxid-Bilanz von Biomasse. <http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/biomasse/grundlagen/die-co2-bilanz-von-biomasse.html>, 22.06.2011.
- [77] Dreier H. Die Grundlagen bei Biogasanlagen. [http://www.biogasanlagen.net/index\\_2.html](http://www.biogasanlagen.net/index_2.html), 30.06.2011.
- [78] Bundesverband Bioenergie e.V. Direkte Verbrennung. [http://www.bioenergie.de/index.php?option=com\\_content&view=article&id=32&Itemid=21](http://www.bioenergie.de/index.php?option=com_content&view=article&id=32&Itemid=21), 22.06.2011.
- [79] Fachinformationszentrum Karlsruhe. Holz-Energie aus Biomasse. [http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Basis\\_Energie/Basis\\_Energie\\_Nr.\\_13/BasisEnergie\\_13\\_internetx.pdf](http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Basis_Energie/Basis_Energie_Nr._13/BasisEnergie_13_internetx.pdf), 22.06.2011.
- [80] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Die deutsche Biogasindustrie. <http://www.renewables-made-in-germany.com/de/start/bioenergie/biogas/allgemein.html>, 22.06.2011.

## Literaturverzeichnis

- [81] Fachinformationszentrum Karlsruhe. Energieförderung.info. <http://www.energiefoerderung.info/>, 22.06.2011.
- [82] Lotustech. Biogasanlagen. <http://www.solar-deutschland.info/html/biogasanlagen.html>, 30.06.2011.
- [83] Landwirtschaft und Forsten Erding Amt für Ernährung. Forstwirtschaft im Landkreis Freising. [http://www.aelf-ed.bayern.de/daten\\_fakten/36287/index.php](http://www.aelf-ed.bayern.de/daten_fakten/36287/index.php), 10.06.2011.
- [84] Landwirtschaft und Forsten Erding Amt für Ernährung. Die Landwirtschaft im Landkreis Freising. [http://www.aelf-ed.bayern.de/daten\\_fakten/26534/index.php](http://www.aelf-ed.bayern.de/daten_fakten/26534/index.php), 22.06.2011.
- [85] Fachverband Biogas e.V. Der Anbau von Energiepflanzen. <http://www.multitalent-biogas.de/im-detail/energiepflanzen/>, 22.06.2011.
- [86] Barbara Eder and Heinz Schulz. *Biogas-Praxis*. Ökobuch-Verlag, Staufen bei Freiburg, 2007.
- [87] Umwelt-und Wasserwirtschaft Österreichisches Bundesministerium für Land-und Forstwirtschaft. Biogasgülle: weniger Geruch, volle Düngewirkung. <http://www.lebensministerium.at/article/articleview/30865/1/4989>, 30.06.2011.
- [88] Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR). Planung einer Biogasanlage. <http://www.iwr.de/bio/biogas/Checkliste-Biogas-Anlage.html>, 22.06.2011.
- [89] Landwirtschaft und Verbraucherschutz Bundesministerium für Ernährung. Zuwachsnach Baumarten unterschiedlich. <http://www.bundeswaldinventur.de/enid/ec0d143e6ab34db9a794da2233924525,0/5e.html>, 22.06.2011.
- [90] Till Jenssen. *Einsatz der Bioenergie in Abhängigkeit von der Raum- und Siedlungsstruktur*. Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 1 edition, 2010.
- [91] Martin Kaltschmitt, editor. *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*. Springer, Dordrecht ;, Heidelberg, London, New York, NY, 2., neu bearb. und erw edition, 2009.
- [92] Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg LUBW Landesanstalt für Umwelt. Altholz wird immer häufiger energetisch verwendet. <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/48900/>, 2011.
- [93] Wolfgang Steuer. *Vom Baum zum Holz: Nutzholzarten, Holzschäden, Ausformung, Holzernte, Rundholzsortierung, Verkauf*. DRW-Verlag, Stuttgart, 1985.
- [94] Hartmut Spliethoff. *Verbrennung fester Brennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung: Verfahren und Stand der Technik - Wirkungsgrad, Betrieb, Emissionen und Reststoffe*. VDI-Verlag, Düsseldorf, 2000.

## Literaturverzeichnis

- [95] Wittkopf S. Wagner K. *Der Energieholzmarkt Bayern*. Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft, Freising, 2000.
- [96] Bayerische Forstverwaltung. Energiewald. <http://www.forst.bayern.de/asp/energiewald/28226/>, 22.06.2011.
- [97] Fachinformationszentrum Karlsruhe. Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen. <http://www.bine.info/hauptnavigation/themen/energieerzeugung/brennstoffzellen/publikation/kraft-waerme-kopplung-mit-brennstoffzellen/>, 22.06.2011.
- [98] Schema einer solarthermischen Anlage. [http://www.pirig-solar.de/img/funktionen/solarthermie\\_schema.jpg](http://www.pirig-solar.de/img/funktionen/solarthermie_schema.jpg), 13.07.2011.
- [99] Private Communication: Heizungsbau Sebastian Grandl GmbH, Schleefeld.
- [100] Private Communication: Solartechnik Wolf GmbH, Mainburg.
- [101] München Forschungsstelle für Energiewirtschaft. Sonnenkollektoren, Wärme von der Sonne.
- [102] Thermische Solaranlagen zur Warmwasseraufbereitung und Heizungsunterstützung.
- [103] M. Reuß, W. Schölkopf, W. Beuth, and M. Schmidt. *Solare Nahwärme Attenkirchen - Erfahrungen beim Bau und Betrieb*. Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE), 2007.
- [104] Ulrik Neupert, Thomas Euting, Thomas Kretschmer, Claudia Notthoff, Klaus Ruhlig, and Birgit Weimert. *Energiespeicher: Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial*. Fraunhofer IRB Verlag, 2009.
- [105] Brian Yanity, Gilbert Johnson, Mughal Ehsan, Jay Hermanson, Bill Wall, Alan Langworthy, and Matt Bergen. Energy Storage Review. Technical report, Alaska Energy Authority, 2009.
- [106] Das Pumpspeicherwerk in Finnentrop-Rönkhausen. [http://www.mark-e.de/PortalData/1/Resources/pdf/berichte\\_broschueren/Mark\\_E\\_Roenkhausen.pdf](http://www.mark-e.de/PortalData/1/Resources/pdf/berichte_broschueren/Mark_E_Roenkhausen.pdf), 15.07.2011.
- [107] Wasserkraftanlagen Leitzachwerke. <http://www.swm.de/dms/swm/dokumente/schulen/downloads/leitzachwerke.pdf>, 15.07.2011.
- [108] ADELE - Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. <http://www.rwe.com/web/cms/de/364260/rwe-power-ag/innovationen/stromspeicher/>, 10.07.2011.
- [109] Stefan Zunft and Rainer Tamme. Strom speichern unter Hochdruck. [http://www.dlr.de/desktopdefault.aspx/tabid-6216/10226\\_read-22091/](http://www.dlr.de/desktopdefault.aspx/tabid-6216/10226_read-22091/), 14.07.2011.

## Literaturverzeichnis

- [110] Marc Beaudin, Hamidreza Zareipour, Anthony Schellenberglobe, and William Rosehart. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. *Energy for Sustainable Development*, November 2010.
- [111] Franz Meyer. Druckluftspeicher-Kraftwerke. *BINE Informationsdienst ProjektINFO*, (5):1–4, 2007.
- [112] Frequency Regulation and Flywheels. <http://www.beaconpower.com>, 31.07.2011.
- [113] Johannes Lang. Kinetische Speicherung von Elektrizität. *BINE Informationsdienst ProjektINFO*, (11):2–5, 2003.
- [114] A. Nourai. Large-scale electricity storage technologies for energy management. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, pages 310–315, 2002.
- [115] <http://de.cellcube.com/de/anwendung.htm>, 20.07.2011.
- [116] Dominik Sollmann. Strom für die Nacht. *Photon*, pages 66–69, November 2008.
- [117] Jens Jensen, Viktor Bandur, and Niels Bjerrum. Pre-investigation of water electrolysis. <http://130.226.56.153/rispubl/NEI/NEI-DK-5057.pdf>, 2008.
- [118] Christian Buck. Windstrom zu Wasserstoff. *Pictures of the Future*, pages 26–28, November 2011.
- [119] Manfred Waidhas. *Wasserstoff - ein universeller Energiespeicher*. Bayern Innovativ - Cluster Energietechnik, 2011. Kongressunterlagen Energiespeicher, 30. Juni 2011.
- [120] Smart Energy Conversion. <http://www.solar-fuel.net/nc/informationen/>, 15.07.2010.
- [121] Martin Faulstich. *Wege zur 100 Prozent erneuerbaren Stromversorgung*. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) der Bundesregierung Deutschland, 2011.
- [122] Dirk Mangold and Thomas Schmidt. *Saisonale Wärmespeicher: neue Pilotanlagen im Programm Solarthermie2000plus und Forschungsperspektiven*. Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme.
- [123] F. Ochs, W. Heidemann, and H. Müller-Steinhagen. *Saisonale Wärmespeicherung - eine Herausforderung für Polymere*. Institute for Thermodynamics and Thermal Engineering, University of Stuttgart, 2008.
- [124] Manfred Reuß. *Saisonale Wärmespeicherung im Untergrund - eine Lösung für die effiziente Wärmenutzung auch bei Biogas?* Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE), 2003.
- [125] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Informationen zum Energieverbrauch in Deutschland 2007. <http://www.ffe.de/die-themen/erzeugung-und-markt/287>, 18.09.2011.

## Literaturverzeichnis

- [126] Institut Wohnen und Umwelt GmbH. Der Einfluss des Gebäudestandards und des Nutzerverhaltens auf die Heizkosten - Konsequenzen für die verbrauchsabhängige Abrechnung. [http://www.iwu.de/fileadmin/user\\_upload/dateien/energie/neh\\_ph/IWU\\_Viterra\\_\\_Nutzerverhalten\\_Heizkostenabrechnung.pdf](http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/neh_ph/IWU_Viterra__Nutzerverhalten_Heizkostenabrechnung.pdf), 18.09.2011.
- [127] Rolf Neddermann. *Energetische Gebäudemodernisierung: Kosten ; Wirtschaftlichkeit ; CO2-Reduktion*. Werner, Köln, 2009.
- [128] Institut Wohnen und Umwelt GmbH. Deutsche Gebäudetypologie - Systematik und Datensätze. [http://www.iwu.de/fileadmin/user\\_upload/dateien/energie/klima\\_altbau/Gebaeudetypologie\\_Deutschland.pdf](http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/klima_altbau/Gebaeudetypologie_Deutschland.pdf), 18.09.2011.
- [129] Tobias Loga, Nikolaus Diefenbach, Andreas Enseling, Ulrike Hacke, Rolf Born, Jens Knissel, and Eberhard Hinz. *Querschnittsbericht Energieeffizienz im Wohngebäudebestand: Techniken, Potenziale, Kosten und Wirtschaftlichkeit*. Wohnen und Umwelt, 2007.
- [130] Landkreis Freising. Statistiken Freising (offizielle Datei des Landkreises): „33\_StatistikenFreising-07.03.2011.xlsx“, 2011.
- [131] Ingenieurbüro Wortmann & Scheerer. Von der EnEV zum Passivhaus. [http://www.passivhaus-euregio.eu/fileadmin/user\\_upload/pdf/PH-Info\\_Wortmann.pdf](http://www.passivhaus-euregio.eu/fileadmin/user_upload/pdf/PH-Info_Wortmann.pdf), 18.09.2011.
- [132] Peter Goretzki. Gutachten, Energieeffiziente Bauleitplanung. [http://www.erfurt.de/imperia/md/content/stadtplanung/ip\\_gk/en\\_bp/gutachten\\_energieeffiziente\\_bauleitplanung.pdf](http://www.erfurt.de/imperia/md/content/stadtplanung/ip_gk/en_bp/gutachten_energieeffiziente_bauleitplanung.pdf), 18.09.2011.
- [133] TEFEN Management Consulting AG. Wie finanzieren sich Stadtwerke in wandelnden Zeiten? - Eine objektive Einschätzung, 22.02.2011.
- [134] Jörg Böttcher. *Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben*. Oldenbourg, R, München, 1 edition, 2009.
- [135] Heinrich Degenhart and Lars Holstenkamp. *Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft: Eine empirische Untersuchung zu Stand und Entwicklungslinien*. Betriebswirtschaftlicher Verlag Gabler, Wiesbaden, 1., neue ausg. edition, 2011.
- [136] Lars Holstenkamp and Stefanie Ulbrich. Bürgerbeteiligung mittels Fotovoltaikgenossenschaften. Marktüberblick und Analyse der Finanzierungsstruktur. [http://www.leuphana.de/fileadmin/user\\_upload/Forschungseinrichtungen/ifwr/files/Arbeitspapiere/WPBL8-101215.pdf](http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/ifwr/files/Arbeitspapiere/WPBL8-101215.pdf), 2010. Stand: 27.06.2011.
- [137] Martina Herz, Jonas Strobel, and Markus Wessely. Wildpoldsried bekommt Gegenwind: Die Erweiterung des Windparks sorgt für Diskussionen. <http://www.tv-allgaeu.de/nachrichten/nachrichten/beitraege/wirtschaft/art507,3381>, 2011. Stand: 27.06.2011.
- [138] Gemeinde Wildpoldsried. <http://www.wildpoldsried.de/index.shtml?sw77>. Stand: 19.06.2011.

## Literaturverzeichnis

- [139] Heinrich Degenhart. Die Finanzierung von Biomasse-Nahwärme-Genossenschaften. Ein Überblick. [http://www.leuphana.de/fileadmin/user\\_upload/Forschungseinrichtungen/ifwr/files/Arbeitspapiere/WPBL-No6.pdf](http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/ifwr/files/Arbeitspapiere/WPBL-No6.pdf), 2010. Stand: 12.06.2011.
- [140] Friedrich-Wilhelm Raiffeisen ENERGIE eG. <http://www.raiffeisen-energie-eg.de/index.php>, 2010. Stand: 19.06.2011.
- [141] Fernwärme Marktoberdorf eG. <http://www.fernwaerme-marktoberdorf.de/>, 2009. Stand: 19.06.2011.
- [142] Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU Bundesministerium für Umwelt. Vergütungssätze und Degressionsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 31. Oktober 2008 mit Änderungen vom 11. August 2010. [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_2009\\_verguetungsdegression\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_verguetungsdegression_bf.pdf), 2010. Stand: 20.06.2011.
- [143] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Prognose der EEG-Umlage 2012 nach AusglMechAV: Prognosekonzept und Berechnung der üNB. [http://www.eeg-kwk.net/de/file/Foliensatz\\_zur\\_Veroeffentlichung\\_EEG-Umlage\\_2012final.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/Foliensatz_zur_Veroeffentlichung_EEG-Umlage_2012final.pdf), 2010. Stand: 27.06.2011.
- [144] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm>. Stand: 27.06.2011.
- [145] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Strompreisanalyse Haushaltsstrom März 2011. [http://bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_20100311\\_PM\\_46\\_Prozent\\_des\\_Strompreises\\_sind\\_Steuern\\_und\\_Abgaben/\protect\T1\textdollarfile/Musterhaushalt%202011%20Unterteilung%20staatliche%20Steuern%20und%20Abgaben.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100311_PM_46_Prozent_des_Strompreises_sind_Steuern_und_Abgaben/\protect\T1\textdollarfile/Musterhaushalt%202011%20Unterteilung%20staatliche%20Steuern%20und%20Abgaben.pdf), 2011. Stand: 20.06.2011.
- [146] Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU Bundesministerium für Umwelt. Bundeskabinett bestätigt Anpassung bei Solarförderung und Grünstrom-Privileg: Neuregelungen bei Biogas-Förderung ab 2012 angekündigt. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46971/40727/>, 2011. Stand: 20.06.2011.
- [147] Christoph Kaserer. *Investition und Finanzierung case by case: Mit 54 Tabellen und CD-ROM*. Verl. Recht und Wirtschaft, Frankfurt, M, 3., überarb. und aktualisierte Aufl. edition, 2009.
- [148] Christoph Kost and Thomas Schlegl. Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. <http://www.ise.fraunhofer.de/veroeffentlichungen/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien>, 2010. Stand: 27.06.2011.
- [149] S. Wissel, S. Rath-Nagel, M. Blesl, U. Fahl, and A. Voß. Stromerzeugungskosten im Vergleich. [http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht\\_04.pdf](http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_04.pdf), 2008. Stand: 27.06.2011.

## *Literaturverzeichnis*

- [150] Externalities of Energy A Research Project of the European Commission. Results of ExternE (Figures of the National Implementation phase). <http://www.externe.info/>, 2005. Stand: 27.06.2011.